

УДК 553/04

**А.П. Афанасенков, В.И. Пырьев, В.А. Скоробогатов**

## Сланцевая нефть России: от мифов к реальности

В настоящее время в мире не ослабевает информационно-аналитический бум по проблеме получения углеводородов (УВ) из нетрадиционных источников в промышленных масштабах [1–4 и др.]. В последнее десятилетие сверхтяжелую приповерхностную нефть из категории «нетрадиционной» в ряде стран перевели в категорию промышленно-рентабельной для получения ее коммерческих объемов (Канада, Венесуэла, Китай) благодаря государственным льготам, снижающим себестоимость добычи более чем на 50 %.

Конечно, лучше, легче и выгоднее добывать обычную нефть из обычных коллекторов с «обычных» глубин (2–4 км). Однако высокая освоенность недр во многих странах и осадочных бассейнах, истощение открытых запасов нефти известных месторождений, исчерпание неоткрытых ресурсов нефти ставят на повестку дня в ряде стран изучение и освоение нетрадиционных ресурсов. То же относится и к России, обеспеченность которой по нефти значительно хуже, чем по газу.

Так называемая «сланцевая нефть», а по сути – объемно-рассеянный нефтебитумоид (НБ), приуроченный к битумогенерирующим, или нефтематеринским, толщам, масштабно добывается пока только в одной стране – США. Если говорить о перспективах осадочных бассейнов Северной Евразии, известно, что нефть из плотных низкопроницаемых коллекторов добывается в ряде стран уже несколько десятилетий. Очередь за сланцевой нефтью (СН).

О геологическом феномене битумонасыщения высокоуглеродистых пород в ряде осадочных бассейнов мира было известно давно [5–9].

В северной части мегаконтинента Евразия (СЕА) расположены 30 осадочных бассейнов, мегабассейнов и суббассейнов различных размеров (по площади и мощности осадочного чехла) и строения. К ним приурочены одноименные нефтегазоносные провинции (НГП), мегапровинции и области (НГО). Наиболее выдающееся значение имеют Западно-Сибирская и Восточно-Сибирская мегапровинции (ЗСМП и ВСМП), Волго-Уральская провинция (ВУНГП), а также Предкавказско-Мангышлакская, из них две тектонически приурочены к древним докембрийским платформам, две – к молодым плитам (Западно-Сибирской и Скифской).

Ведущим мегабассейном и мегапровинцией СЕА (по суммарным ресурсам традиционных УВ) является ЗСМП благодаря особенностям тектоно-динамического развития в послетриасовое время, простоте геологического строения осадочного чехла, богатству недр газом и нефтью в виде открытых и прогнозируемых скоплений. Именно ЗСМП, занимающая большую часть (90 %) одноименного мегабассейна, служила природной мегалабораторией для изучения всех звеньев онтогенетической цепи событий и явлений в развертке геологического времени и в конечном счете для понимания фундаментальной проблемы: как формируются, эволюционируют и «доживают» до наших дней гомогенные (фазообособленные) скопления УВ различной величины и типа (по фазовому состоянию) в различных геологических условиях [10, 11]. В изучении геологического строения и промышленном освоении УВ-недр мегапровинции принимало участие большое число специалистов в области нефтегазовой геологии, в том числе авторы настоящей работы. Результаты исследований опубликованы в обобщающих работах [11–14 и др.]. Западная Сибирь стала полигоном для исследования и оценки перспектив промышленного освоения традиционных ресурсов УВ и всех видов нетрадиционных источников (ресурсов) газа и нефти: прежде всего УВ в плотных низкопроницаемых резервуарах, сланцевой нефти и, возможно, газогидратов в арктических областях [8].

**Ключевые слова:**  
углеводороды, сланцевая нефть, баженовская свита, доманикиты, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция.

**Keywords:**  
hydrocarbons, shale oil, Bazhenov suite, domanikits, West-Siberian oil-and-gas-bearing province, Volga-Urals oil-and-gas-bearing province.

Необходимо особо отметить одну из главных геологических особенностей ЗСМП, а именно значительное опесчанивание разрезов юры и неокома – апта с запада на восток. Если в пределах Приуральской и Фроловской областей заглинизированы полностью верхняя юра и нижний мел, то уже в Среднем Приобье (СП) появляется ряд песчано-алевролитовых горизонтов в келловее – оксфорде (гор. Ю<sub>1</sub> и его аналоги), берриасе – нижнем валанжине (ачимовская толща) и неокоме – апте: группы пластов Б и А мегнионской и вартовской свит. В несколько меньшей степени опесчанивание коснулось разреза тюменской свиты (нижняя-средняя юра) центральных и северных областей ЗСМП (Среднеобской, Надым-Пурской и др.), хотя от западных районов на восток величина общей песчаности также увеличивается с 25–30 до 55–60 %, т.е. практически в 2 раза. Таким образом, благоприятные литологические условия для формирования разновозрастных нефте- и газосланцевых полей имеются в западной половине мегапровинции. Лишь одна толща остается литологически (но не геохимически!) неизменной на всей территории ЗСМП, а именно баженовская свита (БС) волжского возраста, в том числе ее аналоги – марьяновская и тутлеймская свиты в СП. Первая на огромной территории (более 800 тыс. км<sup>2</sup>, центральные, а также южные части Надым-Пур-Тазовского района (НПТР)) сложена глинисто-кремнисто-сапропелевыми породами, в которых органическое вещество (ОВ) является породообразующим компонентом; тутлеймская свита, представленная темно-серыми глинами, распространена в ареале Красноленинского свода и на западе Фроловской НГО; марьяновская по периферии мегабассейна (восток, юго-восток, северо-запад) сложена серыми глинами.

Наиболее однородным строением и мощностью в объеме осадочного чехла ЗСМП характеризуется именно БС. Классическими областями распространения БС являются Среднеобская, Фроловская, Каймысовская НГО, а также западные районы Васюганской области, т.е. практически все центральные, центрально-западные и юго-восточные области мегабассейна.

Поводом к резкому повышению научного интереса к БС послужила высказанная в ряде публикаций исследователями ВНИГРИ и СНИИГГИМСа идея о том, что главной и даже единственной нефтепродуцирующей толщей

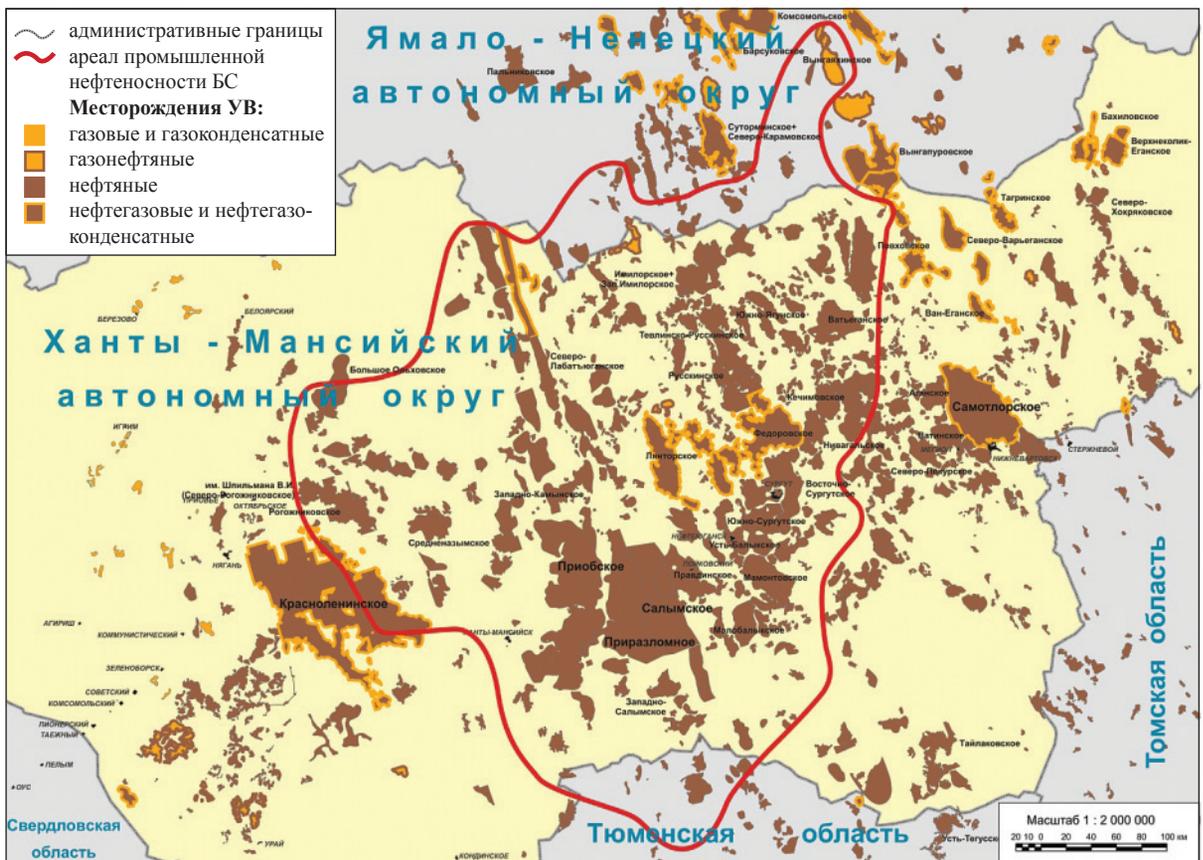
в объеме осадочной макролинзы ЗСМП является юрская, в том числе БС для меловых нефтей СП. Геохимический интерес к БС активизировал и ряд открытий скоплений нефти, получение притоков из трещинно-поровых коллекторов (гор. Ю<sub>0</sub>). В работах исследователей геолого-геохимических школ ВНИГНИ и ВНИИГАЗа неоднократно подчеркивалось, что в качестве эффективных продуцентов органических подвижных соединений (ОПС) может рассматриваться практически весь объем осадочного чехла плиты в интервале глубин от 0,5–0,7 до 5 км и более, так как в разрезе нижнего мела и юры развиты превосходные, отличные, хорошие и средние по качеству материнские породы: газо- и битумогенерирующие толщи и отдельные пласты глин, глинистых алевролитов, углей, углистых и горючих, или битуминозных, сланцев, а «нефтематеринская роль» БС сильно преувеличена (по масштабам нефтенакпления в породах неокома) даже для районов СП.

К 2001 г. в центральных районах ЗСМП залежи УВ в породах юры были открыты на 280 месторождениях, начальные открытые запасы составляли 4,5 млрд т (извлек.), в том числе в верхней юре (гор. Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>1</sub> по 26 месторождениям) – 2,5 млрд т, извлекаемые по БС – 0,5 млрд т. Ареал установленной нефтегазоносности верхнеюрских поровых (келловей – оксфорд: гор. Ю<sub>1</sub> и его аналоги) и трещинно-поровых коллекторов (волжский – низы берриаса: гор. Ю<sub>0</sub> баженовской свиты) ограничен соответственно восточными и центрально-западными районами ЗСМП (рис. 1).

Наиболее крупными по запасам месторождениями обычной нефти в БС (с нефтеотдающими участками коллекторов) были: Салымское, Северо-Салымское, Тевлинско-Русскинское. Остальные относились к категориям средних и мелких (менее 3 млн т извлекаемых запасов каждое) из нефтенасыщенных коллекторов, приуроченных к баженовской и абалакской свитам.

На 01.01.2015 по Государственному балансу запасов по ЗСМП общая накопленная добыча из отложений баженовской и абалакской свит составила 17,5 млн т, разведанные запасы – 312,8 млн т, запасы кат. С<sub>2</sub> – более 335,6 млн т, в сумме 0,648 млрд т извлекаемой нефти.

Это послужило мощным стимулом для изучения БС не только как эффективной битумопродуцирующей, или нефтематеринской,



**Рис. 1. Размещение открытых месторождений УВ в пределах Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) ЗСМП**

свиты, но и как реального коллектора для прироста запасов и промышленной добычи обычной нефти, прежде всего в Среднеобской области. Ареал установленной промышленной нефтеносности гор. Ю<sub>0</sub> показан на рис. 2 (см. также рис. 1).

Собственно БС центральных районов резко отличается от выше- и нижележащих сероцветных пород черным и черно-бурым цветом (за счет тонкорассеянного ОВ) и текстурой, часто листоватой. При отборе керн (Салымская и другие площади) по микротрещинам наблюдаются капельки нефти. Все породы БС в СП высокобитуминозны, объемно насыщены нефтебитумом.

Особенности геологического строения и литологического состава БС изучались О.В. Барташевич, В.И. Белкиным, Ф.Г. Гурари, В.М. Добрыниным, Т.В. Дорофеевой, М.Ю. Зубковым, В.Д. Немовой, И.И. Нестеровым, Г.Р. Новиковым, Ф.К. Салмановым, В.А. Скоробогатовым, В.П. Соничем, И.Н. Ушатинским, А.В. Шпильманом и многими другими [15–21 и др.]. Схемы регионального распространения

БС приведены в работах [10, 13]. Детальнейшие исследования внутреннего строения и вещественного состава пород БС центральных районов (Салымского, Сургутского, Ханты-Мансийского и др.) проводились в течение двух десятилетий – в период 1971–1990 гг. Начиная с 1991 г. число публикаций, посвященных БС, существенно сократилось, а детальность исследований увеличилась – многие из них перешли на зональный и локальный уровни [22–24 и др.].

Относительно маломощная толща БС сложена органоминеральным комплексом пород, в объеме которого выделяется спектр осадочных образований, кроме песчано-алевролитовых, соленосных и вулканогенно-осадочных разностей. К кровле БС приурочен самый надежный сейсмический отражающий гор. Б. Современные знания о БС позволяют сделать следующие основополагающие выводы:

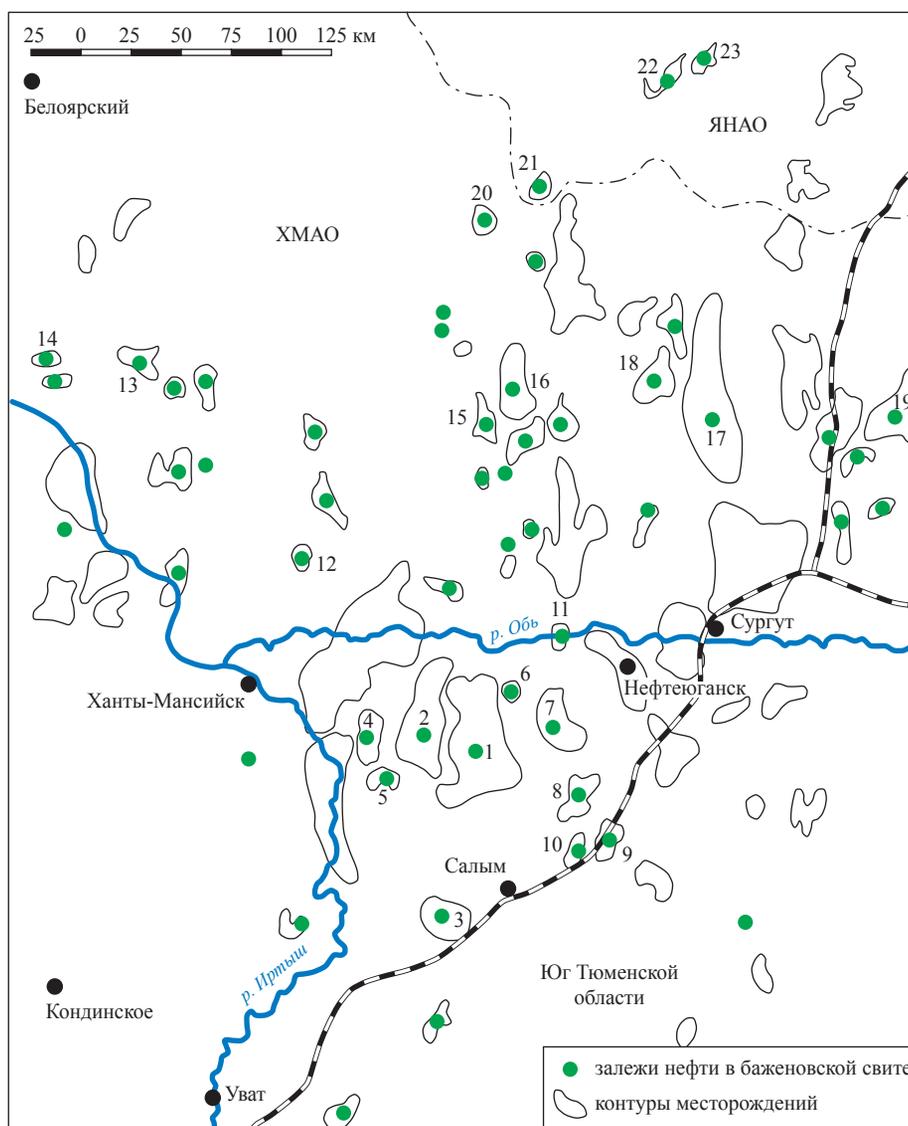
- глинисто-кремнисто-сапропелевая толща БС (термин С.Г. Краснова и В.А. Скоробогатова, 1984 г.) литологически не является единой, как большинство глинистых пластов в разрезе неокома и средней юры: она расчленяется

на ряд тонких пачек (литогоризонтов) существенно разного состава, т.е. вертикальная неоднородность БС весьма высока (40–60 % и более). Кроме того, присутствуют силициты, сложенные остатками радиолярий, и в меньшей степени карбонаты (в тонких прослоях), в том числе в виде ракушняка. В малопрогретых районах СП в составе породообразующего компонента выступает тонкорассеянное ОВ, содержание которого может достигать до

22–25 % (вес.), в высокопрогретых районах оно снижается до 9–8 % и менее;

- породы БС центральных районов мегапровинции обладают аномально высокой естественной радиоактивностью, обусловленной именно крайне низкими темпами осадконакопления в волжском море Западной Сибири.

К началу 2014 г. усилиями всех компаний-операторов в пределах ХМАО было открыто 72 месторождения с залежами в БС (см. рис. 2),



**Рис. 2. Фрагмент схемы размещения месторождений ХМАО (ЗСМП) с залежами нефти в гор. Ю<sub>0</sub> байдариинской свиты:** 1 – Салымское; 2 – Приразломное; 3 – Верхнесалымское; 4 – Верхнешапшинское; 5 – Среднешапшинское; 6 – Северо-Салымское; 7 – Правдинское; 8 – Петелинское; 9 – Малобалыкское; 10 – Западно-Балыкское; 11 – Тундринское; 12 – Сыньеганское; 13 – Назымское; 14 – Рогожниковское; 15 – Айпимское; 16 – Нижнесортымское; 17 – Тевлинско-Русскинское; 18 – Конитлорское; 19 – Ватьеганское; 20 – Средневатлорское; 21 – Северо-Тромьеганское; 22 – Пякутинское; 23 – Малопякутинское

в том числе четыре имеют начальные разведанные извлекаемые запасы нефти более 10 млн т (крупные и средние), 13 – от 1 до 10 млн т (мелкие), 41 – от 0,1 до 1 млн т (мельчайшие), 10 – менее 100 тыс. т (по сути, непромышленные по величине разведанных запасов). Два месторождения имеют запасы только по кат.  $C_2$ , на одном – Тончинском месторождении – после добычи 10 тыс. т остаточные запасы нефти в объеме 22 тыс. т были списаны («не выдержала» экономика нефтедобычи).

В Томской административной области открыто одно – Федюшкинское – месторождение баженовской нефти с запасами 0,1 и 0,2 млн т по кат.  $C_1$  и  $C_2$  соответственно. В северных районах (ЯНАО) известно всего 4 месторождения с залежами нефти в гор.  $Ю_0$ : Вынгайхинское, Пальниковское, Пякутинское и Малопякутинское с суммарными разведанными запасами менее 0,6 млн т (извлек.) по кат.  $C_1$  и 3 млн т по кат.  $C_2$ . На ряде северных площадей получены непромышленные притоки нефти (менее 2 т/сут) и многочисленные нефтепроявления (на уровне сотен л/сут) на Северо-Иохтурской, Южно-Таркосалинской и многих других площадях, но в большинстве случаев интервал БС оказывался при опробованиях и испытаниях «сухим».

Классическим районом распространения достаточно мощной (25–40 м и более) высокобитуминозной, участками нефтенасыщенной БС является ареал Салымского месторождения (и одноименный район) (см. рис. 2). Породы свиты здесь характеризуются аномально высоким электрическим сопротивлением (400–500 Ом·м и более) за счет органической компоненты (ОВ) и рассеянных нефтебитумоидов и изолированы от песчано-алевролитовых горизонтов сверху сероцветными глинами подачимовской пачки (до 40–60 м) и снизу (до 15–20 м) абалакскими небитуминозными глинами.

Открытая пористость пород БС до геотемператур 100 °С не превышает 1,5 %, но при высоких пластовых современных температурах (СТ) (110–120 °С и более) наблюдается скачок до 7 % (за счет термокатагенетической трансформации ОВ). Наиболее пористые разности в объеме БС – это прослойки радиоляритов. Трещинная проницаемость составляет доли и первые единицы, очень редко – первые десятки миллидарси.

Таким образом, коллектор в гор.  $Ю_0$  порово-трещинного/трещинно-порового типа,

вторичный по генезису: пористость обеспечивают микропустоты генерации, проницаемость – микро- и мезотрещины флюидоразрывов. По мнению авторов настоящей работы, при прочих равных благоприятных условиях продуктивность БС напрямую зависит от геотермических, или катагенетических, условий (чем выше, тем лучше, но до определенного предела, отражательная способность витринита  $R^\circ$  – не более 1,30 %, градации катагенеза (по Н.Б. Вассоевичу, А.Э. Конторовичу, Н.В. Лопатину и др., 1976):  $МК_3$  – начало  $МК_4$ ).

Средний геотермоградиент в ареале Большого Салыма изменяется в диапазоне 4,0–5,4 °С/100 м с максимумом на западном участке (5,17–5,40 °С/100 м). Здесь развита одна из трех наиболее мощных термоаномалий, связанная, весьма вероятно, с гранитными интрузиями в фундаменте [25].

В подошве БС геотемпературы ниже среднеуровневых на 1,5–2,0 °С, что меньше ошибки геотермических исследований. Согласно приводимым данным, на площади собственно Салымского месторождения более 80 % замеренных СТ в гор.  $Ю_2$  превышают 115 °С (в БС – более 113 °С). Относительно малопрогретые зоны (менее 110 и даже до 100 °С) располагаются по периферии ареала Большого Салыма. Максимальные СТ установлены при испытании скв. 141 (141 °С в гор.  $Ю_2$ , 139 °С в БС), скв. 42 и 70 (138 °С в гор.  $Ю_2$ ). От современного уровня геотемператур зависит большинство параметров нефтегазоносности БС.

В пределах Салымского нефтегазоносного района (НГР) плотность нефти закономерно увеличивается от 0,798–0,818 г/см<sup>3</sup> в «горячих» центральной и западной частях месторождений до 0,873–0,916 г/см<sup>3</sup> в более низкотемпературных периферийных зонах. То же самое наблюдается в распределении содержания смол, асфальтенов, серы. Количество смол в нефти изменяется от 0,65–1,50 % в зонах высоких СТ до 3–4 % в низкотемпературных зонах (табл. 1).

Отмечено очень большое разнообразие нефтей по физико-химическим свойствам, групповому и молекулярному составу и т.д. Действительно, на Салымской площади размерами 30×40 км при близких глубинах залегания (2700–2850 м) нефти в БС имеют плотность 0,796–0,879 г/см<sup>3</sup>, молекулярную массу от 137 до 379 а.е.м., выход легких фракций – 0–51 %, содержание смол – 0,44–8,74 %, серы – 0,08–1,13 %, асфальтенов – 0,16–2,0 %,

Таблица 1

**Зависимость параметров физико-химических свойств нефти БС Салымского и Сургутского районов Западной Сибири от СТ (по данным М.А. Вовк и др., ЦЛ «Главтюменьгеология», 1981–1989 гг.)**

Месторождение, скв.	СТ, °С	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Состав нефти, %			
			парафины	сера	смолы силикагелевые	асфальтены
Мултановское, 2	88	0,929*	3,51	1,52	33,19	6,07
Салымское, 162	115	0,908	3,82	1,13	7,44	6,15
Вачимское, 8	–	0,894	2,8	1,07	8,12	5,24
Салымское, 139	99	0,873	2,96	1,04	6,45	0,88
Салымское, 207	95	0,855	1,79	0,75	3,39	0,29
Верхне-Салымское, 4	–	0,826	2,71	0,22	1,63	0,05
Салымское, 167	128	0,827	3,1	0,14	1,67	–
Салымское, 308	–	0,823	4,07	0,25	2,37	0,31
Салымское, 141	138	0,798	2,4	0,11	0,75	–

\* Тяжелая нефть = нефтебитумоид (приток 2 т/сут).

парафинов – 1,79–4,07 %. В объеме нефтяного попутного газа содержание метана варьирует от 55 до 82 %, этана – в диапазоне 5–15 %, пропан-бутанов – 7–20 %, CO<sub>2</sub> – 0,2–11,6 %.

Результаты изучения физико-химических свойств и углеводородного состава подтверждают, что нефти БС весьма разнообразны не только в локальном, но и в региональном плане. Их плотность изменяется в широких пределах. Самые легкие нефти (0,800–0,831 г/см<sup>3</sup>) выявлены в пласте Ю<sub>0</sub> Салымского и Верхне-салымского месторождений. Средняя плотность нефти характерна для Правдинской (0,854 г/см<sup>3</sup>), Восточно-Салымской (0,860 г/см<sup>3</sup>) и Ханты-Мансийской (0,869 г/см<sup>3</sup>) площадей. Для Малобалыкского, Верхнешапшинского и Мултановского месторождений типичны нефти повышенной и высокой плотности (0,884; 0,895; 0,909 г/см<sup>3</sup> соответственно).

Свойства нефтей БС тесно связаны с пластовыми температурами. По данным авторов, при увеличении СТ от 90–95 до 135–140 °С плотность снижается с 0,930–0,900 до 0,800 г/см<sup>3</sup> и менее, содержание серы в том же диапазоне СТ – от 1,8–1,5 до 0,20 % и менее, вплоть до практически полного природного «очищения» нефти от сернистых соединений. Точно так же резко уменьшается содержание смол и особенно асфальтенов (в сумме до 2 % и менее). В зависимости от вариаций СТ находится и содержание рассеянного ОВ в породах БС.

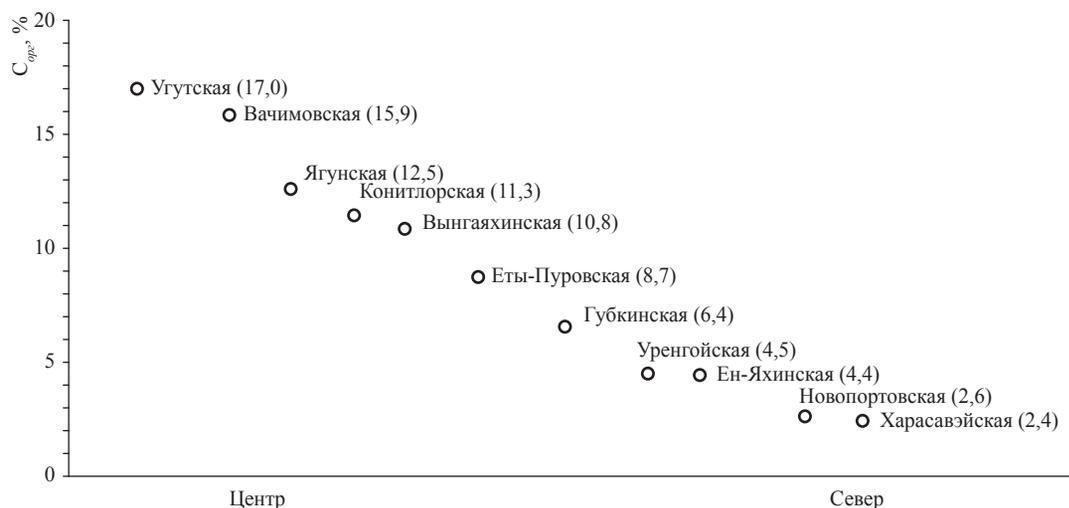
При этом на обширной территории СП (ХМАО) среднее содержание органического углерода  $C_{орг}$  (%) изменяется: в Салымском районе от 6,9 (на высокопрогретых участках)

до 11,2–14,5 % (на среднепрогретых), в ареале Сургутского свода (низкий уровень катагенеза ОВ – МК<sub>1</sub>) – от 11,2 до 17,1 %, в Нижневартовском районе – от 10,5 до 13,5 % ( $R^0 = 0,70–0,80$  %, МК<sub>2</sub>). Здесь наблюдается классическая, по мировым критериям, битумогенерирующая, нефтематеринская толща с высоким содержанием ОВ типа II (по классификации Б. Тиссо), в отдельных прослоях – III (рис. 3).

При движении на север содержание  $C_{орг}$  в породах БС постепенно снижается от СП и южных районов НПТР к его центральному и северным районам: от 13,4–10,40 % на Вынгайхинской, Еты-Пуровской и др. площадях до 6,4–7,0 % на Комсомольской и Губкинской и до 5,0 % и менее в Надымском, Уренгойском и Тазовском районах [14]. В частности, если на Губкинской площади содержание  $C_{орг}$  еще доходит до 6,4 % (12 определений), на Хейгинской площади – до 5,3 % (3 определения), то в районе месторождения Медвежье – уже до 3,2 %, в Уренгойском районе – до 4,0–4,5 % и менее, на Новопортовской площади – до 2,6 % (4 определения).

Таким образом, от СП нефтематеринская баженовская формация классического типа с содержанием  $C_{орг}$  10,0–17,0 % масс. трансформируется в геохимически «рядовую» (для Западной Сибири) глинистую толщу, по геохимическим параметрам мало отличимую от выше- и нижележащих толщ морского, дельтового и континентального происхождения (неоком, средняя юра).

Самый богатый ареал нефтеносности БС локализован на юго-западе СП – в районе



**Рис. 3. График изменения средних содержаний рассеянного ОВ в породах БС по площадям центральных и северных районов Западной Сибири**

Большого Салыма и на прилегающих к нему территориях СП и Фроловской области, на площади, превышающей 200 тыс. км<sup>2</sup>, где обнаружено до 80 % общих коммерческих запасов нефти ЗСМП (неоком + юра). Здесь значения  $C_{орг.}$  повсеместно превышают 10 %. Внутри этого ареала закартированы 2 зоны, в которых  $C_{орг.}$  изменяется от 15 до 20 % и более, причем Сургутская зона сильного обогащения БС органическим веществом занимает территорию площадью около 70 тыс. км<sup>2</sup>, а Нижневартовская – 35 тыс. км<sup>2</sup>. Внутри этих зон сосредоточены крупнейшие нефтяные месторождения бассейна (залежи в неокоме), вместе с тем необходимо отметить недостаточно высокую степень битумогенерационной «зрелости» БС в районах Широкого Приобья (градации: МК<sub>1</sub> – начало МК<sub>2</sub>).

Таким образом, наиболее характерная особенность БС – очень высокое содержание сапропелевого ОВ (в диапазоне 5–22 %, в тонких пропластках – до 30 %) и высокая битуминозность пород в центральных районах ЗСМП (по сути, породы свиты – битуминозные сланцы при современном содержании концентрированного ОВ более 10 %).

Содержание битумоидов в образцах БС Салымского месторождения изменяется в широких пределах (минимальные и максимальные значения изменяются на порядок), что определяется, главным образом, типом породы. Меньше всего битумоидов в карбонатных разностях пород, больше всего – в глинисто-кремнистых. В среднем эта величина составляет 0,8–1,0 %.

Формирование нефтеносности БС произошло благодаря сочетанию следующих благоприятных условий. В течение геологического времени по мере погружения, увеличения пластовых температур и катагенетической преобразования одновременно с интенсивной генерацией жидких и особенно газообразных УВ происходило резкое увеличение внутрипластового флюида давления (коэффициент аномальности  $K_{прев}$  – до 1,5–1,7) в высвобожденном пустотном пространстве в породах БС. По мере повышения давление оказывало расклинивающее действие внутри баженовской толщи (с уменьшением  $K_{прев}$  до 1,4–1,3). Этот процесс обусловил развитие микро- и макротрещиноватости во всем массиве обезвоженных (изначально на уровне ПК<sub>1</sub>–ПК<sub>2</sub>) и уплотненных аргиллитоподобных пород, проявившееся как своего рода результат «снятия стресса» с системы. Особенно благоприятные условия для развития трещиноватости существовали в микрослоистых разностях пород, в которых возможности трещинообразования были «закодированы» еще на этапах седиментогенеза и диагенеза.

В зонах, где условия масштабной генерации ОПС (НБ и «жирных» газов) выполнялись, баженовские породы имеют повышенную трещиноватость и в них сформировались скопления легкой, сильно газонасыщенной нефти (газовый фактор – до 300 м<sup>3</sup>/т) плотностью менее 0,830 г/см<sup>3</sup>, характеризующиеся аномальным пластовым давлением, – участки на западе и в центре Салымского и в пределах

Верхнесалымского месторождений. При недостаточно высоких пластовых температурах (СТ менее 110 °С), обусловивших и относительно невысокие нефтемещающие емкость и трещиноватость пород БС, скопления хотя и сформировались, но обладают небольшими запасами, слабовыраженными аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), и с ними связаны нефти повышенной плотности (более 0,85–0,87 г/см<sup>3</sup>). Это восточные участки Салымского месторождения, Мултановское, Верхнешапшинское, Студеное, Малобалыкское месторождения к югу от Сургутского свода. Если же породы БС нарушены даже малоамплитудными разломами, происходила эмиграция нефти по плоскостям разломов и насыщение песчано-алевролитовых горизонтов неокома – горизонты группы Б (Самотлорское и другие месторождения Нижневартовского района СП).

Для формирования нефтеотдающих участков и локальных зон (нефтяных «залежей») в БС необходимо сочетание следующих условий:

- высокого содержания  $C_{орз}$  в породах (в настоящее время не менее 6–7 % на уровне катагенеза МК<sub>3</sub>,  $R^o = 1,0$  %, первоначально – 15–17 % и более);
- максимально высоких СТ в БС – 110–115 °С и более (чем больше, тем лучше, но не более 130 °С, далее – начало разрушения нефтебитумоидов, трансформация СН в сланцевый газ);
- достаточно больших мощностей подстилающих и перекрывающих баженовские «обычных» сероцветных глинистых пород-покрышек (не менее 10–12 м), изолирующих БС от коллекторов АТ и Ю<sub>2</sub>;
- отсутствия / малой плотности развития дренирующих разломов, в том числе малоамплитудных.

Единый контур нефтеносности, состоящий из мозаики разнопродуктивных участков, в том числе зон развития СН, объединяет район Большого Салыма и прилегающие территории от Студеного месторождения на севере до Верхнесалымского на юге (см. рис. 2). Для этого района характерно оптимальное сочетание всех четырех онтогенетических условий (они же – и поисковые критерии).

Восточная часть Красноленинского свода (Красноленинская зона нефтенакпления) и приосевые зоны Фроловской впадины, также весьма благоприятные по генетическим

признакам, содержат лишь отдельные мелкие скопления в гор. Ю<sub>0</sub>. Причиной такого несоответствия может быть некоторое уменьшение количества ОВ ( $C_{орз}$  – до 7,5 %) и ухудшение его качества в западной части мегапровинции (рассеянное ОВ (РОВ) типа горючих сланцев). Вместе с тем в условиях специфического коллектора в низах БС – абалакско-гутлеймского трещиноватого горизонта (оксфорд – кимеридж) на востоке Красноленинской зоны нефтенакпления – были получены промышленные притоки нефти, но только на высокопрогретых участках. При этом следует констатировать:

1) за пределами Салымского ареала на многих площадях получены относительно небольшие притоки нефти из баженовских пород в «обычных» поисковых и разведочных скважинах (как правило, 2–5 м<sup>3</sup>/сут, редко более при больших депрессиях на пласт);

2) в большинстве случаев они получены в условиях, когда не все три главных онтогенетических критерия нефтеносности БС имеют благоприятные значения;

3) в районах с относительно низкими СТ (85–105 °С) нефтепроявления и полупромышленные притоки нефти из БС получают, как правило, в одной-двух скважинах на площади, в остальных скважинах гор. Ю<sub>0</sub> оказывается «сухим». В частности, на Вынгайхинской площади НПТР в скв. 352 из гор. Ю<sub>0</sub> был получен приток нефти 95 м<sup>3</sup>/сут, а в скв. 37 – 1,2 м<sup>3</sup>/сут (динамический уровень жидкости – 1157 м). По-видимому, для получения небольших притоков при некоторых условиях бывает достаточно сочетания двух благоприятных критериев, одним из которых должно быть повышенное содержание ОВ (современное – более 5 % на уровне катагенеза МК<sub>2</sub>, ( $R^o$  – более 0,65)).

Весь накопленный фактический и научно-исследовательский материал убедительно свидетельствует о решающей роли геотермического фактора в формировании и размещении промышленных залежей нефти в трещиноватых породах БС Западной Сибири. Геотемпературы выступают в роли важнейшего генерационного и внутреннего миграционно-аккумуляционного фактора. Под их воздействием процессы битумогенерации приводят к образованию трещинно-порового коллектора в массиве аргиллитоподобных пород БС и, в конечном счете, формированию скоплений с извлекаемыми запасами нефти, характеризующихся АВПД до 40–50 МПа ( $K_{прев} = 1,4–1,5$ ).

Таким образом, все онтогенетические «необходимости» для крупномасштабной битумогенерации (а именно: вещество – энергия – пространство – время – катализ (природный) – изоляция) в объеме БС западной половины СП выполняются полностью (Салым) или в значительной степени (Сургутский НГР, южные и восточные районы Фроловской НГО).

Ф.Г. Гурари и соавторы в качестве необходимых условий нефтеносности БС рассматривали следующие:

- мощность свиты – не менее 25 м;
- мощности верхней и нижней покрышки – не менее 10 м;
- содержание  $C_{орг}$  – не менее 7,5 %;
- кажущееся удельное электрическое сопротивление – 150 Ом·м;
- СТ – не менее 90 °С;
- аномалия потенциала самопроизвольной поляризации (ПС) – 20–25 мВ и более.

Не вдаваясь в полемику, отметим, что можно согласиться только со вторым и третьим параметрами (с их минимально необходимыми величинами). Взгляды различных исследователей приведены в табл. 2.

Таким образом, в центрально-южных районах НПТР, пограничных с СП, где содержание РОВ составляет 9–12 % при СТ 100–110 °С, во впадинах возможно развитие зон и участков СН, а также локальных участков с обычной нефтью в БС. Севернее Губкинской площади существенно ухудшаются геохимические условия нефтеносности БС. На многих площадях непосредственно на породах свиты залегают песчано-алевролитовые горизонты АТ (глинистая перемычка не более 2–5 м), в которых локализованы очень крупные по запасам залежи газа с конденсатом парафинового основания (содержание парафина в конденсате – до 4–5 %), что полностью исключает влияние БС на УВ-накопление в низах мела (на уровне катагенеза  $МК_2^2$ – $МК_3^1$  масштабная газогенерация в БС исключена).

В качестве главного вывода укажем следующее. Несмотря на выдающиеся генерационные возможности БС и центральных районов ЗСМП, ее роль в качестве главного источника нефти в неокомской и верхнеюрской частях разреза некоторыми исследователями сильно преувеличена. В большинстве случаев БС работала или «сама на себя» (НБ внутри толщи, нефтеотдающие высокопрогретые участки), или на близлежащий коллектор – ачимовскую

толщу в СП, но чаще на гор. Ю<sub>1</sub> на востоке и юго-востоке мегапровинции, о чем свидетельствуют ряд фактов, в том числе состав нефтей, изменяющийся «плавно» по всем параметрам от апта до гор. Ю<sub>2-3</sub> практически на всех месторождениях (Федоровском, Салымском и мн. др.). Тем более что «эмиграционный поток» нефти из БС до кровельных горизонтов тюменской свиты «не доставал», там залегают «автохтонные» нефти: генерационная самодостаточность нижнесреднеюрской толщи на всей территории ЗСМП очень видна.

Поскольку оптимальное сочетание величин всех четырех онтогенетических факторов (включая тектонический) наблюдается на ограниченной территории СП, постольку и запасы, и ресурсы обычной нефти в БС не могут быть велики, вряд ли более первых млрд т (извлек.).

Реальные начальные извлекаемые ресурсы обычной нефти ЗСМП (из песчано-алевролитовых резервуаров с проницаемостью более 0,5 мД) не превышают в пределах суши ЗСМП 45–50 млрд т (геологические – до 120 млрд т). Потенциальные ресурсы нефти БС в СП, извлекаемой по обычным технологиям, оценивались в середине 1980-х гг. И.И. Нестеровым в 20 млрд т (по общему мнению, безусловно, завышенно). По решению Межведомственной экспертной группы начальные потенциальные ресурсы (НПР) баженовской свиты были приняты в объеме 5 млрд т (1989 г.), а одним из авторов оценены в 2,5 млрд т (1990 г.). В объеме извлекаемой обычной нефти ЗСМП это составляло около 5 %.

По данным А.В. Шпильмана и др. (устное сообщение, 2014 г.), извлекаемые ресурсы баженовско-абалакского нефтегазоносного комплекса оцениваются в 3,1 млрд т, в том числе разведанные запасы – 0,3 млрд т, запасы кат.  $C_2$  – 0,2 млрд т, перспективные и прогнозные ресурсы – 2,6 млрд т при накопленной добыче к 2013 г. всего 13,3 млн т. Таким образом, НПР традиционной нефти БС и ее аналогов по всем областям ХМАО можно оценить, с учетом мнений ряда экспертов, интервально в 2,5–3,0 млрд т (извлек.), однако их надо еще найти, разведать, перевести в доказанные извлекаемые запасы, что при буровой изученности территории округа в 75–80 % (до гор. Ю<sub>2-4</sub>) сделать достаточно сложно.

Если оценивать извлекаемые ресурсы баженовской нефти в НПТР исключительно

Таблица 2

**Главные факторы и количественные критерии оценки  
промышленной нефтеносности БС ЗСМП**

Факторы и критерии	Авторы				
	И.Н. Ушагинский	Н.А. Крылов, М.В. Корж, С.И. Филина (1982 г.)	С.Г. Краснов, Т.В. Дорофеева и др. (1986 г.)	Ф.Г. Гурари (1990 г.)	В.А. Скоробогатов (1977–1984 г.); В.А. Скоробогатов, С.Г. Краснов (1984 г.)
Ведущие факторы	Литологический	Литологический: изолированность гор. Ю <sub>0</sub>	Геохимический + геотермический	Литологический + геохимический	Геотермический, геохимический, литологический (тектонический – отсутствие дизъюнктивов)
Величины параметров, благоприятствующие формированию нефтеносности			$C_{орг}$ – более 8–9 %	Мощность свиты – не менее 25 м	СТ более 115 °С – высокодебитные участки
			СТ – 95–100 °С и более	Мощность нижнего флюидоупора – 10 м	100–115 °С – среднедебитные (3–10 м <sup>3</sup> /сут)
			$\rho_k^*$ – более 200 Ом·м	$\rho_k$ – более 150 Ом·м	$\rho_k$ – менее 100 Ом·м – низкодебитные и непродуктивные
			Наличие кислых интрузий в фундаменте**	$C_{орг}$ – более 6–7 %	Содержание $C_{орг}$ – более 7–8–9 % на грациях кагагеназа МК <sub>3</sub> –МК <sub>2</sub> –МК <sub>1</sub> , мощность нижнего и верхнего глинистых экранов – более 10 м

\* $\rho_k$  – кажущееся электрическое сопротивление пород.

\*\*Непрерывное условие формирования термоаномалий в осадочном чехле ЗСМП за счет дополнительного теплового потока, генерированного в гранитах и гранитоидах.

экспертным способом, да и то только применительно к южным районам региона, они насчитывают 0,4–0,5 млрд т (оценка «сверху»). Тогда общие извлекаемые ресурсы *обычной нефти* БС Западной Сибири составят 3,0–3,5 млрд т. О соответствующих им геологических ресурсах баженовской нефти говорить не вполне корректно, поскольку отношение между НБ и обычной нефтью в объеме БС – величина неопределенная.

Ареал установленной промышленной нефтеносности БС простирается от южных районов Тюменской области до северных районов ХМАО и юга НПТР, от восточных участков Краснотинского свода до западных склонов Нижневартовского свода (Поточное и Урьевское

месторождения), его общая площадь составляет около 260 тыс. км<sup>2</sup>. В пределах этой площади существование не только скоплений обычной нефти, но и обширных участков развития нефтесланцевых полей можно считать доказанным.

По расчетам В.А. Скоробогатова (1991 г.), в породах БС в Салымском и других районах СП плотности генерации битумоидов превышали 800–1000 тыс. т/км<sup>2</sup> с максимумом до 1750–2000 и более тыс. т/км<sup>2</sup> (на западе Салымского района). Предлагается оценить ресурсы НБ на основе современных данных:

- площадь распространения «классической» БС – 300 тыс. км<sup>2</sup>;
- средняя толщина свиты – 25–30 м (во многих зонах СП – до 40–45 м);

- современное содержание  $C_{орг}$  (РОВ) – от 6–7 до 17–20 %;

- территория с уровнем катагенеза 0,85–1,15 % ( $R^0$ ) в кровле тюменской свиты – 200 тыс. км<sup>2</sup>.

Расчет битумогенерации:

- 1) средняя величина  $R^0$  – 0,85 %, масса породы в объеме 1 м<sup>3</sup> – 2,2 т, содержание РОВ – 10 % (220 кг);

- 2) удельная генерация – 19,2 % на 1 т сапропелевого ОВ [14], в 1 м<sup>3</sup> породы содержится 42,2 кг нефтебитумоидов;

- 3) плотность битумогенерации ~1,1 т/м<sup>2</sup> (1,1 млн т/км<sup>2</sup>);

- 4) минимальная общая масса генерированных битумоидов на площади 200 тыс. км<sup>2</sup> – 220 млрд т (по факту существенно больше с учетом площади до 300 тыс. км<sup>2</sup> и зон катагенеза в БС  $R^0$  = 0,60–0,85 %);

- 5) при среднем коэффициенте эмиграции 0,15 (при ее практически полном отсутствии на западе и с учетом частичной эмиграции в восточных районах СП до 0,25–0,30) ориентировочная оценка остаточной (неэмигрировавшей) массы битумоидов – микронепти – составит около 190 млрд т.

Это и есть «геологические ресурсы» нефтебитумоидов, или сланцевой нефти, в БС центральных районов мегапровинции. Вопрос о массе (ресурсах) извлекаемой части СН остается технологически неопределенным. Экспертным способом эту величину можно оценить в 10–12 % (19–23 млрд т) при условии использования новейших инновационных технологий. При этом ресурсы обычной нефти становятся частью этой интегральной величины, а ресурсы собственно СН в Западной Сибири составят до 20 млрд т (извлек.). Это также оценка «сверху» нефтяного потенциала БС (в рассеянном виде). По данным Минприроды РФ (2014 г.), ресурсы СН в ХМАО насчитывают 11 млрд т (извлек.). Истинная величина, по-видимому, лежит внутри интервала 11–20 млрд т (извлек.).

Проблема оценки извлекаемой части СН (нефтебитумоидов) БС остается до настоящего времени нерешенной (геологически, геохимически и технологически корректно). В объеме осадочного чехла ЗСМП, кроме БС, реальными «кандидатами» в источники СН являются мощная (до 800 м) глинистая толща неокома – нижнего альба (фроловская свита – региональная покрывка), тюменская свита в целом западных и северо-западных областей

(Фроловской и Надым-Пурской) и тогурская пачка низов юры на юго-востоке (Томская область). Проблема развития СН в среднеюрской песчано-глинистой толще западной части мегапровинции требует более детального исследования по всему спектру необходимых генетических условий на локальном уровне, тем не менее, по мнению авторов, относительно благоприятная зона для существования остаточной СН в отдельных пластах глиен протягивается от Лензитской площади Надымского района на севере до приосевой зоны Фроловской синеклизы на юге (между Красноленинской зоной нефтенакпления и Приобской зоной Салымского района).

Накопленные в течение 50 лет факты и проводимые в настоящее время исследования БС Западной Сибири бесспорно указывают на ее уникальную (мирового масштаба) обогащенность сланцевой нефтью, прежде всего в Среднеобской НГО и Салымском районе в частности. От южных и юго-восточных районов к северным постепенно в ОВ юрских пород увеличивается доля гумусовой компоненты, как, впрочем, и по всем глинистым пластам тюменской свиты западной половины мегабассейна (от СП к НПТР), что снижает возможности формирования нефтесланцевых полей.

На юго-востоке мегапровинции в центральной части тюменской свиты залегает тогурская пачка (тоар) озерного генезиса [26]. Мощность тогурских глиен (25–30 м), достаточный уровень катагенеза ОВ ( $R^0$  – более 0,75–0,80 % по большинству изученных площадей), его смешанный состав позволяют надеяться на развитие СН (неэмигрировавших нефтебитумоидов) в центральных частях пачки, однако только в пределах небольших по площади зон преимущественно в центральных частях впадин и прогибов. Пачка прослеживается и в северных областях мегапровинции в НПТР, и на юге Ямала (на Новопортовской и др. площадях), однако в ее составе начинает превалировать гумусовая компонента, что неблагоприятно для формирования СН в ее объеме. Безусловно, тогурская пачка – второстепенный объект для изучения и освоения СН в отдаленном будущем.

На территории России второй по значимости нефтематеринской формацией морского генезиса является доманик Волго-Уральской НГП позднедевонско-раннекаменноугольного возраста ( $D_3fr-C_1t$ ), сложенный чередованием карбонатных и глинисто-кремнистых пород

с редкими прослоями терригенных песчано-глинистых образований. Вопросам изучения геологического строения и геохимических особенностей ОВ и УВ доманикитов, или доманикоидов, посвящено очень большое число работ [27–29 и мн. др.], вместе с тем исследований формирования и развития нефтесланцевых полей в их объеме крайне мало.

Породы формации имеют непостоянную мощность (10–90 м), залегают на глубинах 2–3 км и вмещают сапропелевое / редко смешанное РОВ в объемах от 2–5 до 20 % на породу. Многими исследователями доманикиты рассматриваются в качестве аналога формаций Баккен и Игл-Форд (США), из пород которых ведется масштабная промышленная добыча сланцевых УВ [30–32].

Доманикиты представлены глинисто-карбонатными и кремнисто-глинисто-карбонатными разностями пород. На территории востока Восточно-Европейской платформы они развиты в центральной и южной частях Волго-Уральской НГП (в Пермской, Оренбургской, Самарской областях, Татарстане и Башкортостане) и на юге Тимано-Печорской НГП, приурочены к отложениям от саргаевского горизонта среднефранского подъяруса верхнего девона до кизеловского горизонта турнейского яруса нижнего карбона и образуют битуминозную кремнисто-глинисто-карбонатную формацию морского генезиса.

В последние годы (после 2010 г.) к доманикитам/доманикоидам возродился интерес в плане возможного освоения СН в ряде районов ВУНГП, в частности в пределах Муханово-Ероховского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов к югу от Татарского свода. Прежде всего это связано с постепенным исчерпанием запасов традиционной нефти за счет ее добычи. Верхнедевонско-турнейская толща прогиба сложена депрессионными фациями, стратиграфически эквивалентными мощным шельфовым карбонатам и рифам за пределами прогиба. Доманиковый горизонт и более молодые доманикоидные породы депрессионной толщи являются основными нефтепроизводящими породами ВУНГП. За пределами его распространения нефтяные месторождения практически отсутствуют. В Мухановско-Ероховском прогибе депрессионная толща находится в «нефтяном окне», и ее нефтематеринские породы термически зрелые.

Породы доманикоидной формации представляют собой четырехкомпонентную систему с преобладанием карбонатного материала (в среднем 70 %). Кроме того, присутствуют глинистое вещество и свободный кремнезем в концентрациях 10–15 %, а также ОВ сапропелевого типа с содержанием  $C_{орг}$  3–5 % и более. В зависимости от относительного содержания отдельных компонентов порода классифицируется как глинисто-кремнистый известняк, кремнистый мергель, силицит и т.д. Формационный анализ показал целесообразность выделения в отдельную доманиковую формацию доманикоидных отложений семилукского горизонта и объединения битуминозных пород бурегско-(мендымско)-турнейского возраста в «депрессионную формацию доманикоидного типа» (О.М. Мкртчян и др., 1977).

Площадь распространения доманиковых битуминозных верхнедевонско-турнейских пород превышает 500 тыс. км<sup>2</sup>, мощность в среднем составляет 50–3290 м. В зонах расширения стратиграфического диапазона распространения отложений рассматриваемого типа их мощность может достигать 500 м. Концентрация ОВ в среднем составляет около 5 %, в отдельных прослоях – до 10–30 %.

В Башкирии развиты коллекторы порово-трещинного и порово-карстово-трещинного типов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Разведанные и предварительно оцененные запасы нефти доманикоидных пород  $D_3-C_1$  не превышают 75 млн т (по данным В.Н. Ильясова). Расчеты по генерации нефтебитумоидов за счет РОВ терригенно-карбонатной мендым-доманиковой толщи, проведенные в рамках пересчета ресурсов УВ (2009–2010 гг.), показывают, что реальные объемы составляют не менее  $0,7-0,8 \cdot 10^{12}$  т нефтеподобных веществ, однако обогащенных в рассеянном состоянии смолисто-асфальтеновыми компонентами.

Если принять уровень эмиграции в 40–50 % (трещиноватые глинистые карбонаты), то в свободном состоянии в коллекторских толщах выше и ниже генерирующей толщи могло оказаться не менее 300–350 млрд т собственно нефти, а в виде скоплений в ловушках девона и карбона – до 30–35 млрд т геологических ресурсов нефти (до 10 % от первоначальной мигрировавшей массы нефти, остальное –

миграционные и эволюционные потери). В таком случае неэмигрировавшую часть НБ в целом для провинции можно оценить в 400–450 млрд т, что существенно превышает массу НБ в БС Западной Сибири. Эти ориентировочные расчеты, возможно, несколько завышены (по отношению к СН), но порядок цифр, по-видимому, реален исходя из мирового опыта оценок величин генерации битумоидов и коэффициентов аккумуляции нефти в обычных коллекторах, которые в большинстве нефтегазоносных бассейнов мира находятся в диапазоне 3–20 %.

Если принять минимальный коэффициент извлечения за 5 %, то извлекаемая часть ресурсов составит только по максимально перспективным зонам Волго-Уральской провинции (40 % площади распространения доманика) 12–14 млрд т, что сопоставимо с НПП обычной нефти в коллекторских толщах девона и карбона. Однако, по мнению авторов, извлекаемых ресурсов СН в доманике ВУНПП по определению не может быть больше, чем в БС Западной Сибири, в силу ряда геолого-генетических причин: значительная часть объема подвижных сложнокомпонентных органических соединений доманиковой толщи (более 50 %) «пошла» на формирование скоплений нефти в обычных коллекторах девона и карбона, а тот «жмых», что остался от природного отжима «горного масла», не может дать значительных объемов СН. Из баженовской толщи эмигрировало немного подвижной части битумоидов (не более 25–30 % от их генерационной массы, да и то в восточной части СП).

Кроме доманика и баженовской свиты к классическим толщам, высокообогащенным РОВ «битумогенерирующего типа», ряд исследователей относят куонамскую карбонатно-глинистую толщу северо-восточных районов Сибирской платформы. На площади около 400 тыс. км<sup>2</sup> выделяется куонамский комплекс нижнего и среднего кембрия – потенциальная нефтематеринская толща в составе куонамской свиты и ее аналогов – иниканской, шуминской и синской [33]. Комплекс сложен глинисто-кремнисто-карбонатными породами толщиной от 25–30 до 55–60 м (до 100 м, по Т.К. Баженовой), в разной степени обогащенных РОВ с высоким битумогенерационным потенциалом. Содержание  $C_{орг}$  изменяется от 1,0 до 7,5 % (минимум в карбонатных

разностях – 0,2–2,9 %, максимум в глинистых силицитах – в среднем по толще 3,0 %) [33, 34].

Куонамская формация битуминозных отложений глинисто-карбонатного и кремнисто-глинистого состава распространена в пределах Юдомо-Оленёкской фациальной области, простирается от бассейнов рек Оленёк и Анабар в юго-восточном направлении до бассейнов рек Мая и Юдома (восток Сибирской платформы). Перспективными для поисков УВ-скоплений нетрадиционного типа, по мнению Т.К. Баженовой, являются центральная и восточная части Виллюйской синеклизы (впадины) и Алдано-Майская впадина. С учетом больших глубин залегания и очень высокого уровня катагенеза ОВ в центральной части синеклизы (до АК<sub>1</sub>–АК<sub>2</sub>) наиболее вероятно обнаружение газовых залежей (на глубина более 4 км), а на бортах – нефтяных. Вместе с тем, принимая во внимание общую низкую изученность геологического строения и нефтегазоносности восточных и северо-восточных областей Сибирской платформы и низкую текущую освоенность даже традиционных ресурсов нефти (перевод из ресурсов в запасы в целом по мегапровинции – менее 10 %), можно утверждать, что период детального изучения и промышленного освоения СН в куонамской свите ВСМП наступит не ранее 2030–2035 гг. В этой связи необходимо отметить, что в ареале Лено-Виллюйской впадины сформировалась газоносная область с газовыми и газоконденсатными залежами в породах нижней юры, триаса и верхней перми. Нефть в виде скоплений промышленного масштаба отсутствует, а на бортах практически все перспективные структуры оказались водоносными. Ряд исследователей рассматривают и кумскую свиту Предкавказья (палеоген) в качестве перспективной для изучения и освоения СН.

\*\*\*

Многие авторы появившихся в последние годы научных и «научно-популярных» статей и даже монографий, не зная толком, как оценивать потенциальные ресурсы нефти и газа (традиционные) в осадочных бассейнах России, с легкостью берутся судить о величинах нетрадиционных ресурсов газа и нефти в недрах России, в том числе таких сложных их видов, как сланцевая нефть и особенно сланцевый газ. Чего стоят такие оценки? То же относится и к умозаключениям

о нетрадиционных ресурсах УВ осадочных бассейнов Северной Евразии в ряде зарубежных источников. Они только уводят от истины, а не приближают к ней...

Не принимая во внимание необоснованные/спекулятивные – супероптимистические – оценки ресурсов сланцевых УВ России, предлагаемые в ряде публикаций, можно оценить ресурсы сланцевой нефти в объеме 33–37 млрд т (извлек.), а сланцевого газа – не более 5 трлн м<sup>3</sup>, т.е. в сумме до 40–42 млрд т у.т. (с учетом минимальных ресурсов сланцевых УВ по Восточной Сибири и Предкавказью),

едва ли более. И авторы прекрасно осознают, что степень достоверности этих оценок невысока, однако порядок цифр, по-видимому, верен...

В заключение отметим, что сланцевая нефть даже к 2050 г. вряд ли масштабно заменит традиционную (по современным критериям), а также «плотную» нефть во всех бассейнах СЕА, однако на реальную «квоту» в национальной добыче 20–25 % (до 100 млн т в год) можно реально рассчитывать после 2040 г.: геологические предпосылки позволяют сделать такой вывод.

### Список литературы

1. Ампилов Ю.П. Сланцевая нефть России. Перспективы добычи в условиях санкций и падения цен на нефть / Ю.П. Ампилов // Oil&Gas Journal Russia. – 2015. – Март. – С. 24–30.
2. Жарков А.М. Оценка потенциала сланцевых углеводородов России / А.М. Жарков // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 3. – С. 16–21.
3. Ступакова А.В. Мифы о сланцевом газе / А.В. Ступакова, Д.В. Митронов // Oil&Gas Journal Russia. – 2014. – Октябрь. – С. 28–37.
4. Цветков Л.Д. Сланцевая нефть России / Л.Д. Цветков, Н.Л. Цветкова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 219–229.
5. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти / Н.Б. Вассоевич // Избранные труды. – М.: Наука, 1986. – 366 с.
6. Родионова К.Ф. Геохимия органического вещества и нефтематеринские породы фанерозоя / К.Ф. Родионова, С.П. Максимов. – М.: Недра, 1981. – 368 с.
7. Тиссо Б. Образование и распространение нефти: пер. с англ. / Б. Тиссо, Д. Вельте. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
8. Успенский В.А. Введение в геохимию нефти / В.А. Успенский. – М.: Недра, 1970.
9. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа: пер. с англ. / Дж. Хант. – М.: Мир, 1982. – 703 с.
10. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19). – С. 8–26.
11. Гурари Ф.Г. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / Ф.Г. Гурари и др.; под ред. Ф.Г. Гурари. – М.: Недра, 1988.
12. Дорофеева Т.В. Локальный прогноз залежей нефти баженовской свиты / Т.В. Дорофеева, М.Г. Аристаров, Е.Ю. Блинкова и др. – М.: Недра, 1992.
13. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.
14. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.
15. Брехунцов А.М. Нефти битуминозно-кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород / А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров // Горные ведомости. – 2011. – № 6. – С. 30–61.
16. Гурари Ф.Г. Региональный прогноз промышленных скоплений углеводородов в доманикитах / Ф.Г. Гурари // Геология нефти и газа. – 1984. – № 2. – С. 1–5.

17. Дорофеева Т.В. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Т.В. Дорофеева, С.Г. Краснов, Б.А. Лебедев и др. – Л.: Недра, 1983.
18. Зубков М.Ю. Органическое вещество баженовской свиты Салымского месторождения / М.Ю. Зубков, Н.М. Зубарева, А.Х. Сайфуллина // Геология нефти и газа. – 1988. – № 5. – С. 19–25.
19. Лопатин Н.В. Баженовская свита Западно-Сибирского бассейна: нефтегенерационные свойства и катагенетическая зрелость / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 7. – С. 2–17.
20. Немова В.Д. Эффективные подходы к изучению и прогнозу нефтеносности отложений баженовской свиты / В.Д. Немова, Е.П. Аташева, И.В. Панченко и др. // Геология нефти и газа. – 2014. – № 6. – С. 36–47.
21. Ушатинский И.Н. Литология и перспективы нефтеносности юрско-неокомских битуминозных отложений Западной Сибири / И.Н. Ушатинский // Советская геология. – 1981. – № 2. – С. 11–22.
22. Конторович А.Э. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Ю.Н. Занин и др. // Геология и геофизика. – Т. 39. – 1988. – № 11. – С. 1477–1491.
23. Меленевский В.Н. К вопросу о генезисе органического вещества баженовской свиты / В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41. – № 1. – С. 71–79.
24. Славкин В.С. Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности баженовской свиты на западе Широкого Приобья / В.С. Славкин, А.Д. Алексеев, В.Н. Колосков // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 8. – С. 100–104.
25. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
26. Богородская Л.И. Кероген тогурской свиты Западной Сибири – представитель органического вещества нефтематеринских пород озерных фаций / Л.И. Богородская, В.Н. Меленевский, А.С. Фомичев // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 42. – № 5. – С. 766–772.
27. Васенина Д.И. Геохимические особенности доманикоидных отложений Пермского края / Д.И. Васенина, И.С. Батова, А.В. Соловьёва и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 7. – С. 115–120.
28. Зайдельсон М.И. Особенности генерации, миграции и аккумуляции УВ доманикоидных формаций / М.И. Зайдельсон, Е.Я. Суриков, Л.Л. Казьмин и др. // Геология нефти и газа. – 1990. – № 3. – С. 2–5.
29. Неручев С.Г. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, Г.М. Парпарова и др. – Л.: Недра, 1986. – 247 с.
30. Дмитриевский А.Н. Сланцевый газ – новый вектор развития мирового рынка углеводородного сырья / А.Н. Дмитриевский, В.И. Высоцкий // Газовая промышленность. – 2010. – № 8. – С. 44–47.
31. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
32. Прищепа О.М. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский и др.; под ред. О.М. Прищепы // Труды ВНИГРИ. – СПб.: ВНИГРИ, 2014. – 323 с.
33. Парфенова Т.М. Геохимические предпосылки нефтеносности кембрийских отложений Лено-Амгинского междуречья (НГО – восток Сибирской платформы) / Т.М. Парфенова, И.В. Коровников, В.Н. Меленевский и др. // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 87–91.
34. Баженова Т.К. Оценка ресурсов сланцевых толщ востока России / Т.К. Баженова, Е.П. Маргулис // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 5. – С. 25–30.