

УДК 553.98(571.1)

Нефтеносность Западно-Сибирской мегапровинции

В.А. Скоробогатов¹, Е.С. Давыдова^{1*}, О.Г. Кананыхина¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: E_Davydova@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. По данным Государственного баланса запасов полезных ископаемых (по состоянию на 01.01.2016), за 140 лет разведки нефти и газа в пределах осадочных бассейнов России и окружающих морей открыты 3454 различных по величине запасов (геол./извлек.) месторождения углеводородов в разных фазовых состояниях, в том числе 2462 нефтяных, 572 смешанных (нефтегазосодержащих), 420 газовых и газоконденсатных. Лидирующее положение как по нефти, так и по газу занимает Западно-Сибирская мегапровинция (ЗСМП).

В статье показаны специфика распределения нефтеносности в объеме осадочного чехла Западно-Сибирской мегапровинции и остаточные перспективы поисков новых нефтесодержащих месторождений во всех областях, районах и комплексах пород, в том числе в преимущественно газоносных по генетическим причинам (Южно-Карская область, северные районы Ямала, Гыдан). Начальные запасы нефти составляют без малого 100 млрд т (геол.), при этом текущие разведанные запасы достигают 55 % и сосредоточены в центральных и западных районах мегапровинции.

Западную Сибирь в нефтеносном отношении достаточно уверенно можно разделить на пять нефтеносных субпровинций: I – Центральную нефтеносную; II – Западную нефтегазоносную; III – Северо-Западную переходную; IV – Центрально-Северную; V – Юго-Восточную газонефтеносную. Открытие гигантских и крупнейших скоплений нефти (более 300 млн т и 100–300 млн т (геол.) соответственно) на суше исключено, на шельфе маловероятно, хотя несколько десятков крупных (30–50 млн т) месторождений с залежами в отложениях нижней части неокома, ачимовской толщи и средней юры по периферии ареала промышленной нефтеносности могут быть обнаружены до 2030 г. Преобладающее число новых открытий скоплений нефти будет относиться к редким средним (10–30 млн т), чаще к малым по запасам месторождениям и отдельным залежам. Таким образом, освоение нефтяного потенциала ЗСМП близко к завершению, хотя новые открытия будут продолжаться и до 2040–2050 гг.

История мировой нефтяной промышленности началась с получения первого коммерческого притока парафиновой нефти в Предаппалачском прогибе (Пенсильвания, США) в 1859 г. Постепенно расширяясь, нефтедобыча охватила в семидесятые-восьмидесятые годы XIX в. почти все северо-восточные штаты, далее – Средний Запад и юг США (Оклахома, Техас и др.). В Российской империи первоначально осваивали мелкие нефтесодержащие залежи в Западном Предкавказье, позднее заработали промыслы в Бакинском районе (Биби-Эйбат и др.). В 1900-е годы производить горючее «горное масло» в ограниченных масштабах (сотни тысяч тонн в год) стали Индонезия, Бирма, Иран и другие страны. Однако уже перед Первой мировой войной Россия заняла лидирующее положение в мире по объемам добычи нефти (до 10 и более млн т).

В двадцатые-тридцатые годы XX в. ежегодные приросты мировой добычи достигли первых десятков процентов, а после Второй мировой войны общая добыча впервые превысила 1 млрд т/год. Во второй половине XX в. передовые позиции по добыче нефти удерживали США, Саудовская Аравия, Россия, Иран, Ирак и др. После кризиса 1990-х гг. отечественное производство жидких углеводородов (УВ) снизилось до 320–330 млн т/год, но за два последних десятилетия оно возросло до современного уровня 526–530 млн т/год.

Объем мировой добычи нефти неуклонно продолжает увеличиваться: в 2000 г. он превысил 3 млрд т, в 2009 г. составил 3,9 млрд т (в том числе в России – 520 млн т). В 2015 г. в мире было добыто 4,2 млрд т нефти и конденсата и 3,54 трлн м³ газа (свободного и нефтерастворенного – из традиционных скоплений УВ, сланцевого и др.). Природные УВ в промышленных масштабах добываются в 102 странах, и многие

Ключевые слова:
нефть,
свободный газ,
Западно-Сибирская
мегапровинция,
начальные
геологические
запасы.

из них затрачивают большие средства и усилия на поиски, разведку и освоение новых месторождений, причем востребованность газа в ряде стран начинает опережать потребности в нефти. При этом, несмотря на взлеты и падения мировых цен на нефть, от которых пока зависят цены на газ, и ограничения на объемы добычи нефти (в 2016–2017 гг.), «газовые войны» в мире носят более ожесточенный характер, чем нефтяные.

Главные мировые тенденции развития сектора нефтяной промышленности применительно к разведке и добыче таковы:

- смещение поисково-разведочных работ в области континентального шельфа (после 2000 г.);
- увеличение добычи традиционной нефти в мегарегионе Арабо-Персидского залива, а также в Китае и других странах, несмотря на ухудшение конъюнктуры в 2015–2016 гг. (падение цен и проч.);
- рост производства нетрадиционной нефти (сланцевой – в США, синтетической и тяжелой – в Канаде, Венесуэле и ряде других стран).

По данным Государственного баланса запасов полезных ископаемых (по состоянию на 1 января 2016 г.), за 140 лет целенаправленной разведки нефти и газа в пределах осадочных бассейнов России и окружающих морей открыты 3454 разных по величине запасов (геол./извлеч.) месторождения УВ в разных фазовых состояниях, в том числе 2462 чисто нефтяных месторождения; 572 смешанных (нефтегазоконденсатных, газонефтяных, нефтегазовых); 420 чисто газовых и газоконденсатных.

Лидирующее положение в России и по нефти, и по газу занимает Западная Сибирь. Разведка здесь началась с создания в 1948 г. в городах Новосибирске и Тюмени нефтегазоразведочных экспедиций. Освоение Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСП), приуроченной к одноименному мегабассейну (ЗСМБ), началось с открытия в сентябре 1953 г. около пос. Березово газовой залежи в гор. П. вогулкинской толщи на контакте фундамента и осадочной юры. Промышленные фонтаны нефти были получены в 1960–1962 гг. на Шаимском, Усть-Балыкском и Мегионском месторождениях в Приуральской и Среднеобской нефтегазоносных областях (НГО), а в 1962 г. из Тазовской опорной скважины получен первый фонтан

сеноманского газа, открыто первое на севере Тазовское нефтегазовое месторождение (нефть подтверждена позже в разведочных скважинах) [1].

Крупнейшее нефтяное месторождение, лидер в мегапровинции, – Самотлорское – открыто в 1965 г., в 1966 г. обнаружено самое крупное сверхуникальное нефтегазоконденсатное месторождение на севере мегапровинции – Уренгойское в Надым-Пурской НГО. За десятилетие с 1965 по 1974 г. открыты почти все уникальные и сверхгигантские месторождения УВ (с запасами более 1 млрд т у.т.), установлены важнейшие характеристики строения осадочного чехла и фундамента Западно-Сибирской плиты (ЗСП). К 2016 г. в пределах мегапровинции пробурено 22 тыс. поисковых и разведочных скважин, в том числе около 5 тыс. – в ее северных районах.

Фундамент ЗСП – гетерогенный по составу и возрасту: на востоке – древний докембрийский (западные «осколки» древней Сибирской платформы), западнее происходит его омоложение вплоть до позднегерцинской консолидации (пермь – ранний триас) в Приуралье. Разрез осадочного чехла ЗСМБ подразделяется традиционно на продуктивные нефтегазоносные комплексы (НГК) – сверху вниз альб-сеноманский, неокон-аптский и юрский, которые разделены региональными и областными покрывками: турон-олигоценовой, нижнеальбской (в арктических районах), верхнеюрско-валанжинской (на западе – верхнеюрско-нижнеаптской).

Западно-Сибирская молодая эпигерцинская плита была консолидирована и начала свое развитие в среднетриасовое время. Геологическое строение и нефтегазоносность ЗСП описаны в многочисленных работах десятков и сотен исследователей ряда научных и производственных организаций. Авторская точка зрения на геологические особенности мегапровинции такова:

- длительное (конец триаса – олигоцен) масштабное погружение разновозрастного фундамента с компенсирующим осадконакоплением, эпизодически прерывавшееся тектоническими инверсиями в берриасе, конце мелового периода и в неогене (общее неотектоническое воздымание на 300–500 м с относительно небольшим размывом пород верхней части осадочного чехла);
- терригенный состав пород осадочного чехла: глины, в том числе глинисто-кремнистые образования, песчаники, алевролиты и их

переходные разности, угли, углистые и битуминозные сланцы;

- сопоставимые объемы накопления морских и континентальных, в том числе угленосных, формаций (в целом для осадочного чехла) и малый объем дельтовых образований;

- сравнительно «простое» (спокойное) тектоническое строение и развитие в посттриасовое время без крупных перестроек структурных планов и размывов и, как следствие, распространение относительно простых пликативных форм подземного рельефа – структур надпорядковых и I, II и III порядков, часто изометричных или субмеридионально вытянутых (валов и мегавалов);

- невысокая активность дизъюнктивной тектоники, широкое распространение мало- и среднеамплитудных разломов (менее 30 м);

- развитие ряда зон практически с полным отсутствием разломов в меловой части разреза: большинство раннеконседиментационных разломов затухает к кровле юры.

Уже в конце 1960-х гг. была установлена преимущественная нефтеносность центральных и западных областей ЗСП (Среднеобской, Красноленинской, Каймысовской, северной части Васюганской), южных районов Надым-Пурской и Пур-Тазовской областей (Надым-Пур-Тазовский регион – НПТР) в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). Преимущественно газоносен север мегапровинции: северная половина НПТР, п-ова Ямал, Гыдан, Енисей-Хатаганская область и ряд окраинных районов – Березовский, Пайдугинский и др. Безусловно, пространственная сегрегация нефти и газа в пределах ЗСМП имеет глубокие генетические корни. Она определена условиями формирования и сохранности УВ-скоплений [2–5].

Свободный газ и нефть существуют в недрах (в объеме природных резервуаров внутри ловушек) вполне самостоятельно, фазообособленно, даже когда они соединяются в единые двухфазовые залежи, с фазовыми разделами (газонефтяной контакт). Каждая из фаз, безусловно, прошла свой «генетический путь» от раннерассеянной формы в пластах-генераторах (битумоиды, УВ-газ) до аккумуляции в ловушках в виде фазообособленных скоплений и дальнейшей эволюции в залежах. Крайне редко наблюдается насыщение и даже некоторое пересыщение нефти попутным газом (месторождения на юго-востоке

Прикаспийской впадины) и, наоборот, жидкими УВ свободного газа (отдельные мелкие месторождения в Днепровско-Донецкой впадине, некоторые участки ачимовской толщи восточных зон Уренгойского месторождения, верхнеюрская залежь Харампурского месторождения и др.). В рамках онтогенеза УВ это разделение определяется прежде всего генерационными условиями: сколько и в каких соотношениях было генерировано газа и битумоидов в материнских породах (глинах, углях, алевролитах и др.), примерно столько же и в таких же соотношениях скопилось в природных проницаемых резервуарах в объеме ловушек, с учетом миграционно-эволюционных потерь, которые могут быть очень значительными, особенно для газа [2, 6–8].

В отличие от НПТР и арктических областей с мощным осадочным чехлом (от четырех-пяти до девяти-десяти километров и более во впадинах) в Среднем Приобье (СП) – Сургутский, Вартовский и Салымский районы, Фроловская НГО – мощность осадочного чехла уменьшается до 3,0 км, а в окраинных районах (на западе, юго-востоке) – до 2,2–2,8 км; при этом увеличивается угленасыщенность ниже-среднеюрской и келловей-оксфордской толщ (соответственно тюменская и васюганская = наунакская свита), но снижается в покурской свите (валанжинсеноман); появляется классическая по мировым критериям морская по генезису баженовская свита (БС, волжский ярус – низы берриаса). Общим для всех районов ЗСМП является увеличение песчанности в объеме снизу вверх в неокон-сеноманской толще, сверху вниз – в юрской, и с запада на восток, а также господство озерных глинисто-алевролитовых фаций в разрезе всей тюменской свиты мощностью от первых десятков до 250–300 м (в прогибах) в Красноленинском районе и Фроловской области. Другими отличительными чертами центральных, западных и южных районов является пологий рельеф всех юрских и особенно среднемеловых поверхностей и малое развитие разломов, даже малоамплитудных – менее 10–15 м (в СП редки и среднеамплитудные разломы до 20–25 м).

Задачи настоящей статьи – показать специфику именно нефтяной части геофлюидальной системы в объеме осадочного чехла мегапровинции и наметить остаточные перспективы поисков новых нефтесодержащих месторождений во всех областях, районах

и комплексах пород, в том числе и в преимущественно газоносных по генетическим причинам (Южно-Карская область, северные районы Ямала, Гыдан).

Поиски и разведка УВ напоминает детскую игру в морской бой, однако в ЗСМП в отношении нефти «игра» зашла достаточно далеко – очень «крупных кораблей» уже не остается. Малоизученные арктические области суши и Южно-Карская область, безусловно, окажутся преимущественно, а по отдельным районам и комплексам пород – и исключительно, газоносными по факту [2–4] и прогнозу [9–11], проверка которого возможна только в итоге дальнейшего проведения поисково-разведочных работ. Наиболее выдающимся классом нефтесодержащих месторождений Западной Сибири являются гигантские, суммарные запасы которых сопоставимы по запасам с двумя последующими и двумя предыдущими классами крупности запасов (табл. 1).

Показательно, что нефтеносность центростремительно снижается с уменьшением возраста вмещающих пород. Нефть, начиная с зоны контакта юры с доюрскими породами (НГЗК) периферийных районов ареала промышленной продуктивности ЗСМП, появляется в нижней, потом в средней и верхней юре, затем в ачимовской толще и, наконец, в неоме СП и южных районов НПТР. Низы апта нефтеносны в Нижневартовском нефтегазоносном районе (НГР), на востоке термоаномальной Красноленинской зоны нефтенакопления (КЗН) и на западе Пур-Тазовской области. Наименьшая площадь нефтеносности установлена для альб-сеноманского комплекса НПТР и Ямала (отдельные «разломные» месторождения) и носит явно вторичный характер (подъем

по разломам и опесчаненным зонам из баррем-аптской части разреза).

Безусловными нефтяными лидерами по запасам являются Самотлорское месторождение (7,3 млрд т начальных геологических запасов – неоком-апт), КЗН (5,5 млрд т – преимущественно юра) и Приобское месторождение (5,0 млрд т – неоком), в сумме 17,8 млрд т (геол.). На других месторождениях начальные запасы постепенно снижаются до 1,5–1,0 млрд т и менее, вплоть до мельчайших – менее 0,1 млн т (месторождение им. П. Мангазеева), при этом из 38 гигантских и сверхгигантских месторождений нефти по всей мегапровинции (см. табл. 1) на севере ЗСМП открыто всего 10 месторождений при лидирующей роли Русского нефтегазоконденсатного месторождения (1,2 млрд т).

Из десяти самых крупных нефтесодержащих залежей восемь также открыты в СП и два – на севере, причем северные гиганты связаны с сеноманскими отложениями на максимально нарушенных разломами структурах (Русской, Северо-Комсомольской и Новопортовской) [3, 5, 9]. Почти все гигантские нефтяные скопления в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) залегают в неоком-аптском НГК, где данный комплекс продуктивен на 215 месторождениях и имеет начальные разведанные запасы 36 млрд т (геол.) (рис. 1). Безусловно, это не случайные совпадения, а результат происходивших процессов формирования и эволюции УВ-скоплений, при этом самые крупные нефтесодержащие (чаще всего чисто нефтяные) скопления залегают в кровельных горизонтах низов апта – верхов неокома (группа пластов А) и, наоборот, в низах песчано-глинистого неокома – в валанжине, где наиболее выдающиеся (в плане нефтеносности) горизонты группы БВ

Таблица 1

Геостатистика нефтесодержащих месторождений Западной Сибири

Группа месторождений	Количество месторождений, ед.	Суммарные геологические запасы нефти, млрд т
Уникальные (более 3,0 млрд т геол. с учетом кат. С ₂)	2	12,1
Сверхгигантские (1,0–3,0 млрд т)	6	10,1
Гигантские (0,3–1,0 млрд т)	38	21
Крупнейшие (0,1–0,3 млрд т)	72	13,1
Крупные (0,03–0,1 млрд т)	118	6,7
Средние (0,01–0,03 млрд т)	126	2,2
Мелкие (0,003–0,01 млрд т)	164	0,9
Мельчайшие (0,001–0,003 млрд т)	149	0,3
Супермельчайшие (< 0,0001 млрд т (геол.))	110	0,1

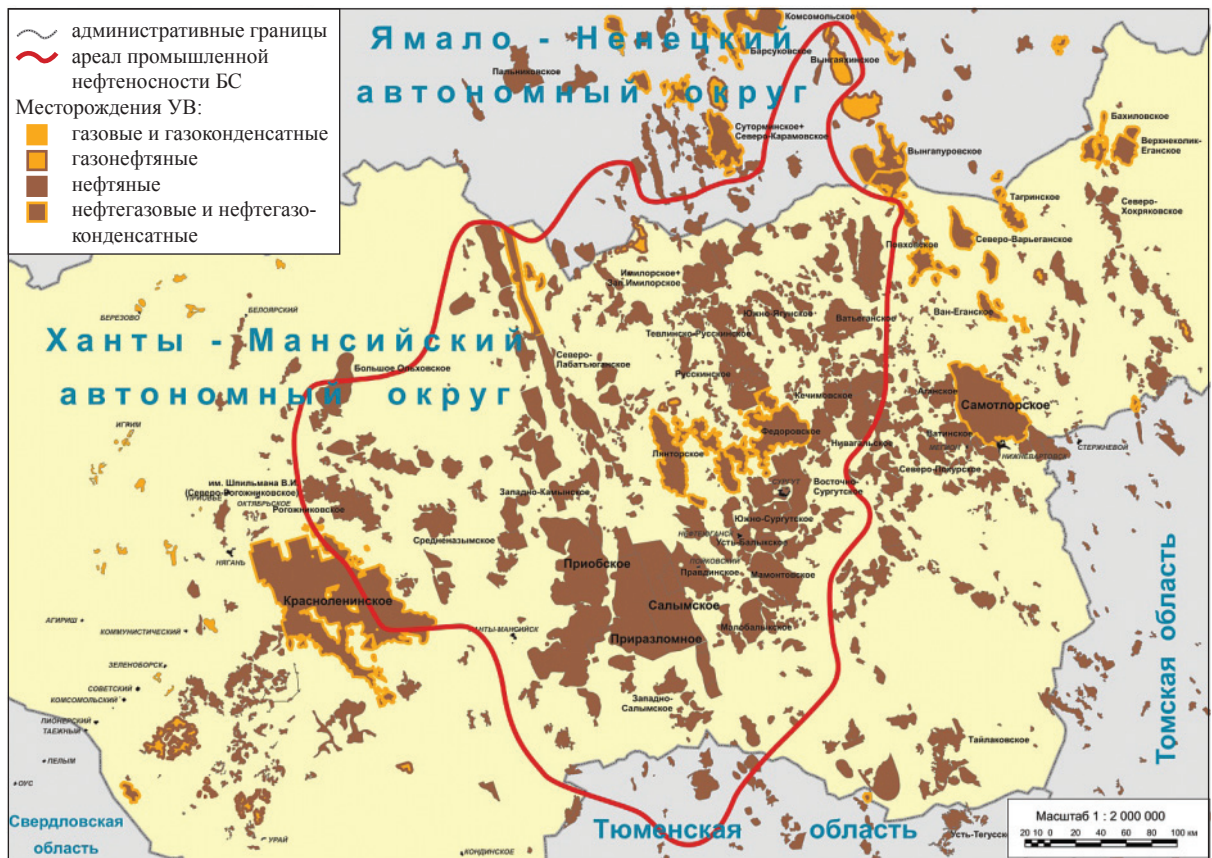


Рис. 1. Схема размещения месторождений углеводородов в породах мела и юры центральных районов ЗСМП [12, с. 89]

Нижневартовского (БВ₈ = БВ₁₀ и др.) и гор. БС₈–БС₁₂ Сургутского районов. Вообще, размещение нефтяных залежей в неокон-аптском комплексе определяется размещением и соотношением песчано-алевролитовых и глинистых пластов. В СП с востока на запад все меньше залежей нефти остается в низах неокон (происходит его глинизация), зато в Нижневартовском районе весь проницаемый разрез от кровли апта до берриаса нефтенасыщен, но практически нет скоплений нефти в горизонте Ю₀ (БС верхней юры) и во всей тюменской свите (нижняя-средняя юра – редкие залежи).

В гор. Ю₁ васюганской свиты (келловей-оксфорд) на востоке ХМАО сформировался обширный нефтеносный Вахский район, который резко отличается от расположенного западнее Нижневартовского района по всем параметрам нефтеносности, в том числе по физико-химическим свойствам нефтей: крупнейшие по запасам залежи высокопарафиновой, практически бессернистой нефти в первом районе и мелкие залежи сернистых малопарафиновых нефтей – во втором [4, 11, 13].

Интересно размещение скоплений УВ в объеме континентальной субугленосной (на юго-востоке – угленосной) толщи тюменской свиты в ХМАО и южных областях. В Шаимском районе и в КЗН нефть заполняет весь или почти весь объем песчано-алевролитовых резервуаров, восточнее – до половины (треть разреза в Салымском районе) ниже подошвы региональной покрывки, в Сургутском районе нефтеносными остаются гор. Ю₂–Ю₃ в кровле свиты. Еще восточнее нефтеносность из пород свиты практически исчезает, но на юге ЗСМП сформировались мощные нефтеносные зоны (Тайлаковская, Урненская и др.), причем часто нефти гор. Ю₂ и Ю₃ геохимически диаметрально противоположны (Прирахтовское и Тайтымское месторождения в Омской области). В НГЗК залежей нефти немного и расположены они в основном в окраинных районах мегапровинции (Шаимский район, Томская обл. и др.). В коренном триасе известно одно крупное месторождение нефти – Рогожниковское (Фроловская НГО).

Говоря о региональных НГК, авторы не коснулись локальных комплексов прежде всего ачимовской толщи, крупные залежи нефти в которой выявлены на Мало-Балыкском и др. месторождениях БС. Последний объект с 1965 по 2016 гг. побил все рекорды по числу посвященных ему исследований и публикаций, в том числе авторов настоящей работы [2, 4, 6 и др.]. БС (гор. Ю₀) – особый объект изучения и «почитания» нефтегазовыми геологами России, хотя в промышленном смысле (по отношению к обычной нефти – традиционным ресурсам и запасам) он явно не заслуживает такого всеобщего внимания: за четыре десятилетия общие начальные извлекаемые запасы нефти не превысили 0,6 млрд т, накопленная добыча (Q) – 15 млн т.

Для понимания процессов онтогенеза УВ в терригенных морских толщах, обогащенных органическим веществом сапропелевого и смешанного типов, изучение БС безусловно важно: она занимает в мире «почетное» первое/второе место наряду с 10–12 классическими битумогенерирующими и газопроизводящими (в апокатагенезе) толщами ряда мировых бассейнов. Однако общая направленность настоящей работы не позволяет уделить большое внимание проблеме нефтеносности БС в ареале Большого Салыма – Салымского района нефтенакопления.

В Западной Сибири установлено следующее: чем выше глинистость песчано-глинистого разреза в породах нижнего мела и особенно юры, тем выше его заполненность нефтью в морских и озерных толщах с сапропелевым или гумусово-сапропелевым типом рассеянного органического вещества (РОВ) и газом в толщах с гумусовым или сапропелево-

гумусовым составом РОВ (наиболее яркие примеры – КЗН и Бованенковское месторождение).

Западно-Сибирский мегабассейн по сравнению с большинством других нефтегазоносных бассейнов мира отличается максимально возможной УВ-продуктивностью всего осадочного чехла (от турона до триаса и на 80 % площади мегабассейна), но формирование и размещение нефтесодержащих месторождений, а также зон и районов нефтенакопления достаточно специфичны для различных НГК.

После 1991 г. массово стали открывать средние, мелкие, мельчайшие и супермельчайшие месторождения, число которых достигло 423 (около 54 % от общего числа, см. табл. 1), хотя небольшие месторождения, например в БС, открывались во все периоды изучения и освоения углеводородного потенциала мегапровинции (непредсказуемая геологическая выборность). Величина начальных открытых запасов ЗСМП (табл. 2) составляет без малого 100 млрд т (геол.), при этом текущие разведанные запасы превышают 55 % от суммарных, около 3/4 запасов связано с центральными и западными районами мегапровинции (см. рис. 1), при этом ареал промышленной нефтеносности БС составляет около половины территории округа. Только пять среди самых крупных единичных скоплений (залежей) нефти в ЗСМП имеют начальные разведанные запасы более 1 млрд т, из них три залежи расположены в ареале Самотлорского месторождения (табл. 3).

В любой нефтеносной провинции важнейшее значение имеет месторождение-лидер, его запасы и характеристика. Ряд исследователей полагают, что главной материнской толщей для залежей Самотлора (табл. 4), как, впрочем,

Таблица 2

**Структура начальных геологических запасов нефти Западной Сибири, млрд т
(по состоянию на 01.01.2015)**

	ХМАО	Томская, Омская, Новосибирская, Свердловская обл.	Тюменская обл. (юг)	ЯНАО	Красноярский край (левобережье р. Енисей)	Шельф Карского моря, включая губы	Всего
Добыча с начала разработки	10,7	0,4	0,1	0,9	0,1	0,0*	12,1
Кат. А + В + С ₁	40,2	1,6	0,7	10,5	1,5	0,0*	54,4
Кат. С ₂	15,9	0,6	1,1	10,3	1,2	0,9	30,1
Суммарные открытые запасы	66,8	2,6	1,9	21,7	2,8	0,9	96,6

* Менее 10 млн т.

Таблица 3

Крупнейшие нефтяные залежи Западной Сибири

Месторождение	Пласт (пл.), залежь	Q + запасы кат. А + В + С ₁ (геол.), млрд т
Самотлорское	Пл. БВ _{8/1-3}	1,32
Русское	ПК ₁₋₇ *	1,23
Мамонтовское	Пл. ВС _{10/1-3} (мон.), залежь 1	1,13
Самотлорское	Пл. АВ ₄₋₅ , подгазовая	1,11
Самотлорское	Пл. АВ ₂₋₃	1,06
Самотлорское	Пл. АВ _{1/1-2}	0,98
Федоровское	ВС ₁₀	0,97
Приобское	Пл. АС _{11/1} , залежь 2	0,70
Северо-Комсомольское	ПК ₁ , подгазовая залежь	0,68
Красноленинское	Шеркалинская свита, пл. ЮК ₁₀ , Талинский лицензионный участок	0,68

* Несколько тектонически-экранированных залежей с собственными водо-нефтяными контактами.

Таблица 4

Начальные запасы углеводородов Самотлорского месторождения (на 01.01.2016)

НГК	Свободный газ, млрд м ³ , кат.				Нефть (геол.), млн т, кат.			
	Q	A + B + C ₁	C ₂	Σ	Q	A + B + C ₁	C ₂	Σ
Альб-сеноман	0,001	1,4	0,2	1,6	0,13	16,0	45,8	61,9
Неоком-апт	105,68*	70,719*	0,006*	176,405*	2684,8	4362,9	44,9	7092,7
АТ	–	–	–	0,0	3,2	30,1	40,7	74,0
Верхняя юра (Ю ₁)	–	–	–	0,0	23,1	89,3	6,8	119,1
Итого	105,7	72,1	0,2	178,0	2711,3	4498,3	138,1	7347,7

* Газовые шапки в низах апта, гор. АВ₁–АВ₄.

и для всех месторождений СП, явилась баженовская битуминозная толща. Однако мало кто замечает противоречия, анализ которых проведен авторами в 2014–2016 гг. [6].

Считающаяся классической битумогенерирующей не только в Западной Сибири, но и в мировом масштабе, ВС в ареале Нижевартковского свода имеет минимальную мощность – всего 8–12 м, редко более, при великолепной битумогенерационной характеристике (содержание органического углерода (C_{орг}) от 12 до 15 %, современный уровень катагенеза¹ МК₂ при отражательной способности витринита R^o = 0,70–0,75 %). Тем не менее элементарные балансовые расчеты показывают, что с учетом эмиграции (50–70 % от генерированной массы битумоидов, возможно более) генерационных возможностей ВС в ареале свода едва хватает на формирование скоплений нефти в гор. Ю₁ (ниже ВС) и низах валанжина (выше ВС). По-видимому, на нефтеносность неоком-аптского комплекса Самотлорского

уникального месторождения «поработала» сама вмещающая нефтенасыщенные горизонты толща пород неокома – низов апта, пусть с небольшим содержанием РОВ в глинах (1,0–1,5 %), но с огромными массами пород внутри нефтесборной площади месторождения. Причем нефти неокома в ареале соседних месторождений – Аганского, Советского и др., также гигантских по запасам, не могли участвовать в формировании Самотлорского месторождения, так как сами представляют собой автономные нефтесборные площади. То же относится и к Федоровскому, Салымскому, Приобскому и др. нефтяным гигантам, в разрезе которых эмиграционные потоки нефти не могли «дотянуться» через толщу нижне-неокомской покрывки (250–300 м) до песчано-алевролитовых горизонтов А₁–А₃ и Б₁–Б₅ (при развитии только малоамплитудных разломов). Тезис ряда ученых о самобытности УВ-систем внутри разновозрастных генерационно-аккумуляционных толщ [3, 14] юры – нижнего мела при минимальных субвертикальных перетоках в ЗСМП подтверждается и последними расчетами авторов [6, 13]. В меньшей степени это

¹ По Н.Б. Вассоевичу, А.Э. Конторовичу, Н.В. Лопатину и др., 1976 г.

Таблица 5

Изменение состава и физико-химических свойств нефти в вертикально-катагенетическом ряду залежей Федоровского месторождения Западной Сибири

Продуктивный пласт	Средняя глубина залегания, м	Геотемпература, °С	Нефть (из оторочки промышленного значения)			
			плотность, г/см ³	содержание, %		
				серы	парафинов	смола и асфальтенов
Неоком						
АС ₄	1880*	57	0,913	1,13	3,06	11,46
АС ₅₋₈	1880	57	0,913	1,3	0,8	46,5
АС _{6/1}	1900	57	0,913	1,3	0,8	46,5
АС ₇₋₈	1900	57	0,913	1,1	2,7	11
АС ₉	1940	56	0,9	1,1	2,8	11
БС ₁	2020	61	0,893	1,9	3,8	14,6
БС ₂	2058	59	0,887	1,8	3,1	13,6
БС _{10/1}	2244	66	0,881	1,7	3,5	11
БС ₁₀	2293	66	0,845**	1	3,8	7,6
Ачимовская толща						
БС ₁₆	2520–2595	71	0,846	1,3	3,5	10,2
БС ₁₇	2535	71	0,882	1,3	–	–
БС ₁₈	2552	71	0,882	1,3	3,5	10,2
БС ₁₉	2616	71	0,882	1,3	3,5	10,2
Верхняя юра						
ЮС ₁	2795–2808	79	0,848	1,23	2	6,7
ЮС _{1/1} (Тойлорская)	2720–2760	79	0,848	1,67	2	6,7
ЮС _{1/2}	2752	84	0,786	1,43	1,9	7,41
Средняя юра						
ЮС _{2/1}	2715–2900	80	0,869	1,45	3	11,9
ЮС ₃ (Восточно-Моховая площадь)	2800–2950	81	0,869	1,45	3	11,9

* Возможно смешение нефтей – перетоки снизу.

** Крупнейшая залежь – 50 % общих запасов месторождения.

касается более подвижного газа, перетоки которого из верхов неокома и апта в альб и сеноман на разломных поднятиях, безусловно, имели место, но не исказили полностью природно-онтогенетическую картину размещения разнофазовых и разновеликих скоплений УВ в объеме конкретных месторождений. Классический пример влияния одного параметра (современных геотемператур) на изменение всех физико-химических параметров нефти при равенстве остальных структурно-литологических условий – нефти БС в Салымском районе в разнопрогретых зонах (температура 88–141 °С, плотность 0,92–0,79 г/см³, сернистость 1,0–0,05 %) и нефти КЗН [4, 6, 13].

Главный аргумент в пользу самобытности нефтеносных систем в разновозрастных продуктивных толщах ЗСМП – четкие различия

в физико-химических свойствах: параметры нефтей по разрезу от залежи к залежи изменяются, и весьма существенно, но обычно плавно, в зависимости от «местных» термокатагенетических условий, что видно на примере Федоровского (Сургутский район, табл. 5), Северо-Комсомольского месторождения (юг НПТР, табл. 6) и др. Кстати, ранее это неоднократно подчеркивалось авторами [2–4]. Если бы нефти поступали из единого источника, например юрского, то различия в параметрах были бы минимальны или отсутствовали бы вовсе (при субвертикальных перетоках на многие сотни метров).

В силу ряда онтогенетических причин ЗСМП рассматривается как природная лаборатория для исследования всех процессов и явлений, происходящих в рамках «цепочки»

Таблица 6

**Изменение состава и физико-химических свойств нефти
в вертикально-катагенетическом ряду залежей Северо-Комсомольского месторождения**

Пласт	Средняя глубина залегаания, м	Температура, °С / пластовое давление, МПа	Конденсат (стаб.), г/м ³		Нефть (из оторочки промышленного значения)			
			содержание	плотность	плотность, г/м ³	содержание, %		
						серы	парафинов	смола и асфальтенов
Сеноман								
ПК ₁	1053–1134	30 / 12,56	–	–	0,94	0,71	1,2	21,46
ПК _{10/2}	1522–1539	74 / –	–	–	0,912	0,71	1,2	23,64
ПК ₁₂	1564–1597	– / 15,33	–	–	–	–	–	–
ПК ₁₃	1587–1602	– / 15,49	–	–	–	–	–	–
Альб								
ПК _{15/1}	1657–1695	54 / –	–	–	0,902	0,71	1,2	23,64
ПК _{15/1}	1666–1672	54 / –	–	–	0,902	0,71	1,2	23,64
ПК _{15/2}	1672–1731	54 / 16,29	–	–	0,902	0,71	1,2	23,64
Апт								
ПК ₁₆	1680–1712	54,5 / 16,39	–	–	0,902	0,8	1,72	23,64
ПК _{17/1}	1706–1745	55 / 16,9	–	–	0,9	0,8	1,37	23,64
ПК _{17/2}	1740–1757	56 / 16,8	–	–	0,9	0,8	1,37	23,64
ПК ₁₈	1760–1803	56 / 17,4	35,2	0,801	0,924	0,74	1,37	19,84
ПК ₁₉	1794–1835	55,4 / 17,75–18,28	42,42	–	0,89	0,74	1,37	19,84
АП _{3/2}	2156–2184	65,9 / –	–	–	0,866	1,1	1,09	19,56
АП _{3/2-1}	2137–2145	– / 21	73	–	–	–	–	–
АП _{3/2-2}	2150–2157	21,15 / –	74	–	–	–	–	–
АП _{3/3-1}	2160–2170	66,8 / 21,24	76	0,776	0,866	0,2	2,25	6,6
АП _{3/3-2}	2170–2182	67,1 / –	–	–	0,866	0,2	2,25	6,6
АП _{7/2}	2314–2320	72,22 / 22,655	97	0,776	0,854	0,12	3,01	5,73
АП ₉	2345–2379	73,6 / 23,18	100	0,786	0,852	0,26	6,23	7,55
АП _{10/1}	2387–2404	–	108	0,786	–	–	–	–
АП _{10/2}	2385–2402	75 / 23,4	109	0,786	0,85	0,22	5,12	10,39
АП ₁₁	2406–2438	76 / –	–	–	0,85	0,21	5,26	8,97
БП _{1/1}	2503–2512	78,2 / –	–	–	0,84	0,67	5,27	18,04
БП _{2/0-1}	2515–2535	80,6 / –	–	–	0,84	0,67	5,27	18,04
БП ₂	2550–2565	79 / 25,03	133	0,735	0,838	0,17	–	–
БП _{3/2}	2569–2577	81 / 25,36	119	0,765	0,838	0,21	4,78	9,18
БП _{3/2}	2575–2583	81 / 23,62	297	–	–	–	–	–
БП ₄	2485–2500	–	317,6	–	0,828	–	–	–
БП _{5/2}	2640–2649	– / 24,35	160	0,761	0,83	0,19	3,7	4,35
БП _{6/1}	2646–2717	82,3 / 26,29	189	0,761	0,83	0,19	3,7	4,35
БП _{6/2}	2669–2689	82,3 / 26,29	–	–	–	–	–	–
БП _{6/3}	2700–2713	83,1 / –	–	–	0,828	0,27	6,11	7,33
БП _{7/1}	2776–2780	87,2 / 27,35	190	0,757	0,822	0,27	6,11	7,33
Ачимовская толща								
АЧ ₃	3029–3075	96 / –	–	–	0,8	0,31	4,8	12,83
АЧ ₄	3132–3181	99 / –	–	–	0,8	0,21	7,79	11,53
Юра								
Ю _{1/1}	3192–3219	101 / –	–	–	0,803	0,14	2,85	6,31

Таблица 7
Физико-химические свойства наиболее характерных нефтей нижнего мела и юры различных областей Западной Сибири. Тип РОВ: ГК – гумусово-континентальный; ГС – гумусово-сапропелевый; ЛП – лейптинито-гумусовый; ЛПК – лейптинито-гумусовый континентальный; СГ – сапропелево-гумусовый; СГД – сапропелево-гумусовый дельтовый; СМ – сапропелево-морской; К₀ – континентальный озерный

Область и/или район	Месторождение	Глубина залегания, м	Возраст	Плотность, г/см ³	Содержание, %			Генотип нефти
					серы	парафина	смола и асфальтенов	
Средне-Обская (СП)	Самотгортское	1700	Баррем	0,844–0,853	1	2,5–4,0	7,8–8,6	СМ
		2140	Валанжин	0,843	1	4,8	6	СМ
		2400	Берриас	0,837	0,6	2,7	4,6	СМ
		2500	Верхняя юра	0,825–0,837	0,6	3,4	4,6	СМ
СП	Федоровское	2200	Баррем	0,89	–	–	9,8	СМ
		2300–2350	Валанжин	0,845	1	3,8	7,6	СМ
		2800–2820	Верхняя юра	0,848	1,23–1,67	2,65	6,7	СМ
СП	Северо-Салымское	2850–2900	Средняя юра	0,869	1,45	2,65	11,9	СМ
		2250	Баррем	0,884	1,23	2,6	13,8	СМ
		2400	Валанжин	0,884	0,88	3,6	8,4	СМ
		2906	Верхняя юра	0,81	0,39	3,12	н/д	СМ
		2040	Баррем	0,89	1,6	3,72	18,4	СМ
СП	Правдинское	2400	Валанжин	0,858	0,9	4,8	11,6	СМ
		2800–2900	Берриас	0,85	0,9	2,1–2,5	11,4	СМ
		2820	Верхняя юра	0,857	0,76	3,12	4,75	СМ
Фроловская	Каменное + Айторское	1440–1480	Апт – низы альба	0,824–0,837	0,35	4,9–6,0	5,6–7,5	Смешан. СГ/ГС
		2230–2350	Верхняя юра	0,81	0,16	2,8	2,2	СГ/ГСК ₀
		2300–2410	Средняя юра	0,802	0,16	5,5	2,4	–
		2450	Верхняя юра	0,846	0,45	3,5	6,5	СМ
Каймысовская	Первомайское	2350	Верхняя юра	0,834	< 0,30	4,5	5,6	Смешан. ГС/СГ
		2850–2900	Валанжин	0,838	0,07	8	2,6	ГК
Васюганская	Лугинское	3850	Средняя юра	0,824	0,08	7	1,9	ГК
		2900–3000	Верхняя юра	0,832	0,14	4,9–8,8	2,7–3,6	Смешан. ЛПК/СМ
НПТР	Урентойское	2850–2900	Верхняя юра	0,834	0,07	7,8–11,2	1,7–2,2	ЛГ
		3300–3350	Средняя юра	0,81	0,09	6	2	ГК
Ямальская	Новопортское	1850–1900	Валанжин	0,845	0,07	4,5	2,8 (асф. 0,1)	СГД
		2050–2100	Средняя юра	0,85	0,11	6,2	4,2 (асф. 0,3)	ГК/СГ

* П/Ф – отношение «пристан/фитан». При П/Ф > 2 нефти рассматриваются как производные от битуминоз глини континентальных формаций, при П/Ф > 4 – как производные от углей.

Таблица 8

Нефтяные доминант-комплексы в центральных областях ЗСМП

Комплекс (подкомплекс)	НГО (район, зона)
Апт	Фроловская НГО (Приобское месторождение, КЗН)
Неоком	Среднеобская НГО (Самотлор)
БС (гор. Ю ₀)	Салымский НГР
Верхняя юра	Вахский НГР
Средняя юра	Красноленинский район в целом
Нижняя юра	Талинская зона КЗН
НГЗК	Шаимский НГР
Триас	Рогожниковская НГЗ

Таблица 9

Нефтеносные доминант-комплексы на севере ЗСМП

Комплекс либо подкомплекс	НГО либо НГР
Сеноман	Пур-Тазовская НГО и Западно-Мессояхский район
Неоком	Надым-Пурская НГО
Ачимовская толща	Северо-восток Надым-Пурской НГО
Юра	Юг Пур-Тазовской НГО

$ГЭМАК^2 = Э_v - P$ (от генерации и миграции до эволюции ($Э_v$) и разрушения (P)) [4–8]. Вследствие того что все генетические условия, за исключением геотермических и дизъюнктивно-тектонических, проявляющихся на зональном/локальном уровнях, благоприятствовали газонефтеобразованию и накоплению в объеме гигантской мегалинзы от кровли сеномана до подошвы юры, сформировалась уникальная мегапровинция – ЗСМП – внутри ареала продуктивности площадью более 2 млн км².

Изменения состава и свойств нефтей Западной Сибири рассмотрены на примере небольшой их выборки по ряду «оригинальных» месторождений мегапровинции (табл. 7, см. табл. 5, 6); приведена также геохимическая интерпретация состава нефтей в зависимости от фациально-генетических условий образования битумоидов в материнских пластах-генераторах, т.е. их типизация [3, 5, 8]. Вообще, проблема типизации нефтей ЗСМП обсуждается в ряде работ [2, 15, 16 и др.], однако с совершенно разных геолого-геохимических позиций, но подробный анализ этой проблемы выходит далеко за рамки настоящей статьи.

Проведенный авторами анализ генетических условий формирования и размещения УВС позволяют выделить нефтяные доминант-

комплексы в центральных и северных областях ЗСМП (табл. 8, 9).

Западная Сибирь в нефтеносном отношении достаточно уверенно может быть разделена на пять нефтеносных субпровинций (рис. 2): I – Центральную нефтеносную (ареал Среднеобской НГО с рядом окружающих районов – Салымским, Приобским и др.); II – Западную нефтегазоносную (Фроловско-Приуральскую); III – Северо-Западную переходную; IV – Центрально-Северную; V – Юго-Восточную газонефтеносную (юрскую). Специфика нефте- и газонакопления в этих субпровинциях вполне очевидна. В пределах мегапровинции наибольшую территорию занимают области и районы распространения «сапропелево-морских» и «сапропелево-озерных» нефтей (апт, неоком, ачимовская толща, БС, келловой-оксфорд, нижняя-средняя юра, триас). В арктических областях, преимущественно газоносных, по прогнозу авторов, будут распространены лейптинито-гумусовые нефти (легкие, малосернистые, высокопарафиновые) в прибрежно-морских природных резервуарах (Ямал, Гыдан, Южно-Карская область) [5, 11]. Таким образом, в ЗСМП наблюдается все генетическое разнообразие нефтей, кроме высокосернистых (с содержанием серы 2–3 % и более) сапропелево-морских «карбонатных», поскольку карбонатные формации в осадочном чехле отсутствуют.

Согласно последней официальной оценке (по состоянию на 01.01.2009), начальные

² ГЭМАК – генерация, эмиграция, коллекторская миграция, аккумуляция и консервация.

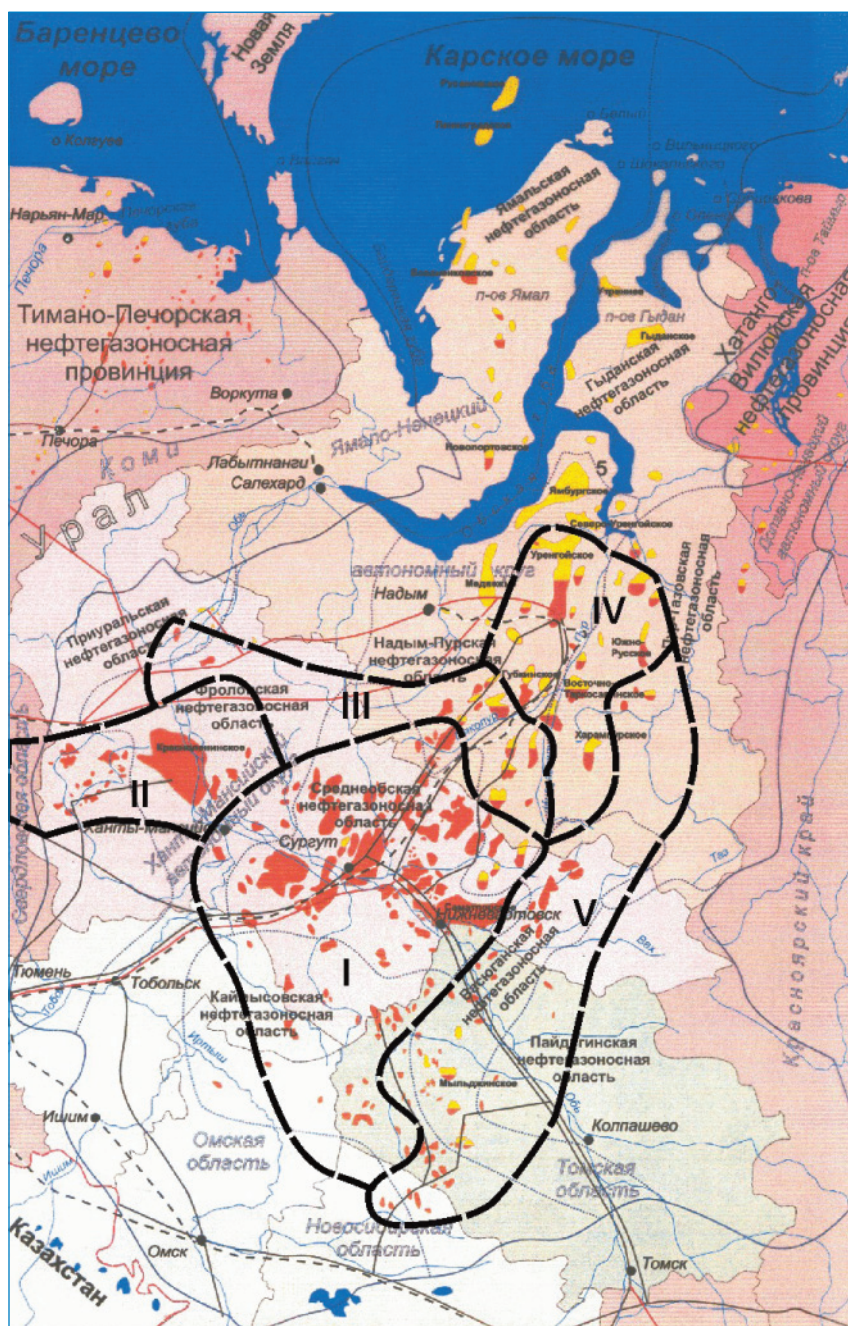


Рис. 2. Нефтеносные субпровинции в Западной Сибири

потенциальные ресурсы нефти Западной Сибири составляют почти 60 млрд т (извлек.), т.е. геологические запасы заведомо более 150 млрд т. Авторы полагают, что в ресурсах ЗСМП должно наблюдаться некоторое преобладание свободного газа при близких отношениях величин начальных потенциальных ресурсов газа и нефти (не считая конденсата и нефтерастворенного газа). Более ранние исследования экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» показывают, что оценка «сверху» ресурсов газа составляет 108–110 трлн м³ (суша и шельф – вся

мегапровинция). В таком случае ресурсы нефти следует оценить в максимальном объеме: 108–110 млрд т (геол.) и 43–45 млрд т (извлек. – при современных технологиях). Отсюда следует вывод, что официальные оценки ресурсов нефти существенно завышены.

В преимущественно нефтеносных районах и зонах мегапровинции структурно-буровая изученность альб-сеноманского комплекса превышает 90 % (Среднее Приобье, Фроловская НГО и др.); песчано-глинистой части неоком-аптского комплекса – составляет 80–85 %

Таблица 10

**Экспертная оценка ареалов остаточной нефтеперспективности
литолого-стратиграфических комплексов и подкомплексов ЗСМП**

Комплекс, подкомплекс	Географический ареал перспективности
Апт – верхняя часть неокома	Центрально-восточные зоны Фроловской НГО
Неоком, прежде всего нижние горизонты	Северные и южные зоны СП
Ачимовская толща	Вся восточная половина НПТР
Верхняя юра, Ю ₀	Центрально-западные районы к северу от Салыма (Приобская зона и др.)
Васюганская свита, Ю ₁	Ареал Колтогорского мегапрогиба
Среднеюрский подкомплекс, гор. Ю ₂ –Ю ₉	Северо-западные и юго-западные районы в ареале Фроловской НГО
Нижняя юра и НГЗК, триас ниже зоны контакта	Все западные районы ХМАО в ареале закартированных зон распространения пород триаса в грабенообразных впадинах

(по разным зонам); ачимовской толщи – 75 %; БС и верхней-средней юры – явно превышает 70 %; низов юры, триаса и НГЗК – ≈ 65 %. В связи с существованием обратной зависимости изученности и объемов неоткрытой части начальных потенциальных ресурсов нефти (чем больше, тем меньше) авторами намечены зоны, перспективные с точки зрения поиска новых скоплений нефти (табл. 10).

В северной части мегапровинции давно установлено экспоненциальное затухание промышленной нефтеносности (залежей, скоплений, с извлекаемыми запасами нефти) с юга на север, что не исключает открытия месторождений и залежей типа НГК с разнообразными, но преимущественно тонкими оторочками нефти генетических типов ГК/СГМ и очень редких чисто нефтяных скоплений, особенно в нижне-среднеюрском подкомплексе, часто с нетрадиционными ресурсами нефти в плотных коллекторах (типа Лензитского месторождения и др.). Всего же в пределах ЗСМП прогнозируется не менее 1400–1500 еще не открытых нефтесодержащих месторождений с единичными запасами нефти от 0,05 до 50–70 млн т.

Открытие гигантских и крупнейших скоплений нефти (более 300 млн т и 100–300 млн т (геол.) соответственно) на суше исключено, на шельфе маловероятно, хотя несколько десятков крупных месторождений (30–50 млн т) с залежами в отложениях нижней части неокома, ачимовской толщи и средней юры по периферии ареала промышленной нефтеносности в пределах мегабассейна могут быть обнаружены до 2030 г. Преобладающее число новых открытий скоплений нефти будет относиться к редким средним (10–30 млн т) и в основном к малым по запасам месторождениям и отдельным залежам (на уровне единиц,

долей млн т (геол.)). Следовательно, можно считать, что освоение нефтяного потенциала ЗСМП близко к завершению, хотя новые открытия нефтесодержащих скоплений будут продолжаться и до 2050 г.

Таким образом, ЗСМП, приуроченная к одноименной молодой плите, уникальна по разведанным запасам и неоткрытым (предполагаемым) – перспективным и прогнозным – ресурсам газа и конденсата и является одной из ведущих в мире мегапровинций по запасам и ресурсам традиционной нефти, уступая только Арабо-Персидской мегапровинции.

Генетические условия в нижнемеловых и юрских толщах центральных и западных областей мегапровинции обусловили формирование и сохранность преимущественно нефтесодержащих скоплений, вследствие чего газовый потенциал осадочного чехла здесь намного уступает нефтяному потенциалу, что и подтверждается современным размещением УВ-скоплений и соотношением между геологическими запасами нефти и газа в открытых месторождениях.

В ЗСМП скопления нефти открыты и разведаны на 777 месторождениях. Закончены разработкой всего 25 нефтесодержащих месторождений в основном на территории ХМАО. На севере ЯНАО близки к завершению разработки нефтяных залежей Суторминского, Западно-Ноябрьского и др. месторождений (по неомским залежам). Хорошие показатели ожидаются по верхнеюрской залежи Харампурского месторождения (возможен коэффициент извлечения нефти до 38–40 %) в основном благодаря низкой плотности нефти и высокому газосодержанию (внутренний газлифт нефти из гор Ю₁).

ПАО «Газпром» на севере мегапровинции контролирует геологические запасы нефти в объеме более 1 млрд т, однако большинство залежей – это нефтяные оторочки (на Уренгойском, Ямбургском, Заполярном, Тазовском и др. месторождениях – сеноман, апт, неоком, ачимовская толща, средняя юра), добывные возможности которых невелики, объемы добычи также будут ограничены. Исключение составляют Новопортовское и Восточно-Мессояхское месторождения, на которых уже началась добыча нефти, хотя ее годовой уровень ожидается соответственно не более 7 и 10 млн т.

Среди свойств нефти важнейшими, влияющими на эффективность разработки нефтяных залежей, являются плотность, сернистость, содержание парафина, УВ-состав различных фракций. Коэффициент извлечения нефти зависит прежде всего от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов нефтенасыщенных пород, а также от физико-химических свойств и термодинамических условий залегания скоплений нефти и соотношений объемов газа и нефти в ловушках. В смешанных залежах (нефтегазоконденсатных, газонефтеконденсатных

и др.) огромное значение имеет строение оторочки, ее распространение, толщина и др.

Основные неоткрытые ресурсы нефти сосредоточены в районах Среднего Приобья, Фроловской и Каймысовской НГО в средних и нижних горизонтах юрского комплекса, а также в зоне контакта с доюрскими породами.

По многовариантной оценке экспертов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», начальные потенциальные извлекаемые ресурсы нефти ЗСМП не ниже 40 млрд т, но вряд ли превышают 50 млрд т при официальной оценке 58 млрд т (суша и шельф). Более 80 % этих ресурсов сосредоточены в породах нижнего апта, берриаса-валанжина, верхней и средней юры Среднеобской, Фроловской, Каймысовской НГО мегапровинции.

В дальнейших открытиях нефтесодержащих месторождений будут существенно преувеличивать средние и малые по геологическим запасам месторождения и залежи нефти (менее 30 млн т (геол.)), хотя не исключено открытие нескольких крупных нефтесодержащих месторождений (30–100 млн т (геол.)). Вероятность открытия крупнейших месторождений (более 100 млн т и более) уже невелика.

Список литературы

1. Брехунцов А.М. История открытия и освоения месторождений углеводородов в Западной Сибири / А.М. Брехунцов // Нефтегазовая вертикаль. – 2016. – № 6. – С. 17–20.
2. Данилов В.Н. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира // В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 400 с.
3. 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. – М.: Геоинформмарк, 1997. – 134 с.
4. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
5. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газоносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
6. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
7. Скоробогатов В.А. Онтогенез газа и нефти в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // Газовые ресурсы России в XXI веке: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 43–67.
8. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.
9. Ермаков В.И. О соотношении газа и нефти в юрских и меловых отложениях на севере Западной Сибири // В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. // Сб. науч. тр. – М.: ИГИРГИ, 1982. – С. 18–29.
10. Пятницкая Г.Р. Перспективы газонефтеносности восточных районов Пур-Тазовской области Западной Сибири / Г.Р. Пятницкая, В.А. Скоробогатов, А.М. Радчикова и др. // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 12–21.

11. Кананыхина О.Г. Проблемы нефтеносности Ямало-Карского ареала суши и шельфа (Западно-Сибирская мегапровинция) / О.Г. Кананыхина, В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9. – С. 18–24.
12. Афанасенков А.П. Сланцевая нефть России: от мифов к реальности / А.П. Афанасенков, В.И. Пырьев, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 87–101.
13. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 8. – С. 8–14.
14. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа: пер. с англ. / Дж. Хант. – М.: Мир, 1982. – 703 с.
15. Рудкевич М.Я. Геохимическая классификация и прогноз состава нефтей и конденсатов в Западно-Сибирском НГБ / М.Я. Рудкевич, Л.С. Озеранская // Советская геология. – 1985. – № 8. – С. 97–107.
16. Галишев М.А. Типизация нефтей Западной Сибири как отражение особенностей исходного ОВ и их эволюции под влиянием вторичных процессов / М.А. Галишев, Н.Н. Гурко, Т.Н. Кондакова // Актуальные вопросы геохимии нефти и газа. – Л.: ВНИГРИ, 1984. – С. 40–50.

Oil-bearing capacity of Western-Siberian megaprovince

V.A. Skorobogatov¹, Ye.S. Davydova^{1*}, O.G. Kananykhina¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: E_Davydova@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. According to data of the State Inventory of Mineral Reserves of Russian Federation on January 1st, 2016, during 140 years of oil and gas prospecting within sedimentary basins of Russia and its offshore surroundings, 3454 hydrocarbon fields of different reserve (geologic / recoverable) amounts have and phases been discovered including 2462 oil fields, 572 hybrid (oil-and-gas-bearing) ones, 420 gas and gas-condensate ones. Western-Siberian megaprovince (WSMP) is leading both in oil and gas presence.

The article reveals specific character of oil distribution within the framework of WSMP sedimentary cover and residual outlooks for prospecting new oil-bearing fields in all its regions, districts and rock complexes, including those that are predominantly gas-bearing due to genetic reasons (Southern-Kara region, northern districts of Yamal, Gydan). Amount of initial oil reserves runs up to nearly 10¹¹ t (geol.), at the same time the current explored reserves make 55 % and are concentrated in the central and western parts of WSMP.

By oil-bearing capacity WSMP could be rather confidently divided in 5 oil-bearing sub-provinces, namely: I – Central Oil Bearing one; II – Western Oil-Gas Bearing one; III – North-Western Transitional one; IV – Central-Northern one; V – South-Eastern Gas-Oil Bearing one. Discovery of gigantic and the hugest oil agglomerations (more than 3·10⁸ t and 10²–300 3·10⁸ (geol.) correspondingly) onshore is excluded, and onshore is scarcely probable, but for a few dozens of huge ((3–5)10⁷ t) fields with deposits in Lower Neocomian, Achim and Middle Jurassic sediments located along the periphery of industrial oil presence area, which could be found before 2030. Prevailing number of new discoveries of oil agglomerations will rarely correspond with average ((1–3)10⁷ t) fields and more often with small fields and separate reservoirs. So, mastering of oil WSMP potential is close to completion, though some new discoveries will occur till 2040–2050.

Keywords: oil, free gas, Western-Siberian megaprovince, initial geological reserves.

References

1. BREKHUNTSOV, A.M. History of discovery and development of hydrocarbon fields in Western Siberia [Istoriya otkrytiya i osvoyeniya mestorozhdeniy uglevodorodov v Zapadnoy Sibiri]. *Neftgazovaya vertical*. 2016, no. 6, pp. 17–20. (Russ.).
2. DANILOV, V.N., N.A. MALYSHEV, V.A. SKOROBOGATOV et al. *Comparative analysis of hydrocarbons' ontogenesis in Pechora and other sedimentary basins of the World* [Sravnitelnyy analiz ontogeneza uglevodorodov v Pechorskom i drugikh osadochnykh basseynakh mira]. Moscow: Academy of Mining Sciences Publishers, 1999. (Russ.).

3. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV and N.N. SOLOVYEV. Geological-geochemical and tectonic factors of gas presence forecast in respect to a northern part of Western Siberia. [Geologo-geokhimicheskiye i tektonicheskiye factory prognoza gazonosnosti severa Zapadnoy Sibiri]. In: *Geology, methods for search, prospecting and estimation of raw-fuel fields* [Geologiya, metody poiskov, razvedki i otsenki mestorozhdeniy toplivno-energeticheskogo syrya]: review. Moscow: Geoinformmark, 1997. (Russ.).
4. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Thermal field and oil-gas-bearing capacity of young platforms in USSR* [Teplovoye pole i neftegazonosnost molodykh plit SSSR]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
5. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV and V.D. KOPEYEV. *Geological structure and gas-bearing capacity of Yamal* [Geologicheskoye stroyeniye i gazonosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003. (Russ.).
6. GULEV, V.L., N.A. GAFAROV, V.I. VYSOTSKIY et al. *Alternative resources of gas and oil* [Netraditsionnyye resursy gasa i nefti]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).
7. SKOROBOGATOV, V.A. and L.V. STROGANOV. Ontogenesis of gas and oil in sedimentary basins and rocks of different types and ages [Ontogenez gaza i nefti v osadochnykh basseynakh i porodakh razlichnogo tipa i vozrasta]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyye resursy Rossii v XXI veke]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 43–67. (Russ.).
8. STROGANOV, L.V. and V.A. SKOROBOGATOV. *Early-generation gases and oils in Western Siberia* [Gazy i nefti ranney generatsii Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004. (Russ.).
9. YERMAKOV, V.I. and V.A. SKOROBOGATOV. On the ratio of gas and oil in Jurassic and Cretaceous sediments at the north of Western Siberia [O sootnoshenii gaza i nefti v yurskikh i melovykh otlozheniyakh na severe Zapadnoy Sibiri]. In: *Collection of IRiRGI sci. papers*. Moscow: Institute for geology and development of fossil fuels (IGiRGI), 1982, pp. 18–29. (Russ.).
10. PYATNITSKAYA, G.R., V.A. SKOROBOGATOV, A.M. RADCHIKOVA et al. Outlooks for gas-oil presence in the eastern districts of Pur-Taz region at Western Siberia [Perspektivy gazoneftenosnosti vostochnykh rayonov Pur-Tazovskoy oblasti Zapadnoy Sibiri]. In: *Issues for resource provision of Russian gas-producing regions up to 2030* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g.]: collection of sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 12–21. (Russ.).
11. KANANYKHINA, O.G. and V.A. SKOROBOGATOV. Questions of oil-gas presence in Yamal-Kara onshore and offshore area (Western-Siberian megaprovince) [Problemy neftenosnosti Yamalo-Karskogo areala sushi i shelfa (Zapadno-Sibirskaya megaprovinciya)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2016, no. 9, pp. 18–24. ISSN 2413-5011. (Russ.).
12. AFANASENKOV, A.P., V.I. PIRYEV, V.A. SKOROBOGATOV. Shale oil in Russia: from myths to reality [Slantsevaya nef't Rossii: ot mifov k realnosti. *Vesti gazovoy nauki*: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh regionov Rossii]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. № 1(25), pp. 87–101. ISSN 2306-8949. (Russ.).
13. SKOROBOGATOV, V.A. Genetic reasons for unique gas and oil bearing capacity of Cretaceous and Jurassic sediments of Western-Siberian province [Geneticheskiye prichiny unikalnoy gazo- i neftenosnosti melovykh i yurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy provintsii]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2003, no. 8, pp. 8–14. ISSN 2413-5011. (Russ.).
14. HUNT, John M. *Petroleum geo chemistry and geology*. Transl. from English edition (San Francisco, 1979). Moscow: Mir, 1982. (Russ.).
15. RUDKEVICH, M.Ya. and L.S. OZERANSKAYA. Geochemical classification and a forecast of content for oils and condensates in Western-Siberian oil-gas-bearing region [Geokhimicheskaya klassifikatsiya i prognoz sostava neftey i kondensatov v Zapadno-Sibirskom NGB]. *Sovetskaya geologiya*. 1985, no. 8, pp. 97–107. (Russ.).
16. GALISHEV, M.A., N.N. GURKO, T.N. KONDAKOVA. Typification of Western Siberia oils as reflection of characters of initial organic matter and their evolution under the influence of secondary processes [Tipizatsiya neftey Zapadnoy Sibiri kak otrazheniye osobennostey ishodnogo OV i ikh evalutsii pod vliyaniem vtorichnykh protsessov]. In: *Actual issues of oil-and-gas geochemistry* [Aktualnyye voprosy geokhimii nef'ti i gaza]. Leningrad: (All-Union Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), 1984, pp. 40–50. (Russ.).