

УДК 553.98.061.3

Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее

В.А. Скоробогатов

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: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: газ, нефть, Западно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция, юрский комплекс, углеводородный потенциал.

Тезисы. Западно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция (ЗСМП) начиналась с газового фонтана в Березовской опорной скважине в 1953 г. (залежь в зоне контакта юрских отложений с выветрелыми породами фундамента). Первая нефть в ЗСМП также была получена из низов юры в Колпашевской опорной скважине в 1954 г.

Юрский литолого-стратиграфический комплекс (ЮК) – самый сложный по строению и наиболее мощный (от 0,3 до 1,8 км) комплекс мегапровинции: в его составе песчано-глинистая толща тюменской свиты нижней-средней юры (гор. Ю₂–Ю₁₀), песчано-алевролитовые отложения келловей-оксфорда (гор. Ю₁) и глинистые отложения баженовской толщи (волжский ярус, гор. Ю₀).

К 2016 г. в пределах ЗСМП открыто 902 месторождения углеводородов (УВ), в том числе 350 с залежами в ЮК. В юре мегапровинции выявлено пять полюсов УВ-накопления. Наибольшее число залежей обнаружено в тюменской свите и ее аналогах – 624 залежи на 210 месторождениях; в баженовской свите (БС) – 80 залежей нефти. Наибольшие начальные открытые запасы нефти сосредоточены в ниже-среднеюрском комплексе центральных и северных районов провинции (17,6 млрд т, геол.), наименьшие – в БС (0,6 млрд т, извлеч.). В северных областях начальные запасы нефти составляют 2 млрд т, свободного газа – 2,3 трлн м³. Добыча нефти ведется на многих месторождениях центральных и западных регионов мегапровинции, на севере – на одном Харампурском месторождении из гор. Ю₁ васюганской свиты (накопленная добыча – 34,5 млн т), начата добыча нефти из тюменской свиты на Новопортовском месторождении (Ямал). Несмотря на бурение большого числа поисковых и разведочных скважин (на севере на 220 площадях), юрские горизонты оказались на большинстве площадей непродуктивными в силу низкого коллекторского потенциала юрских песчаников и особенно алевролитов (проницаемость не выше 0,2 мД).

Оценены начальные традиционные ресурсы юрского нефтегазоносного комплекса. Они составляют 62 млрд т у.т. (геол.). Это приблизительно 1/4 суммарного УВ-потенциала недр ЗСМП.

Среди трех молодых эпигерцинских плит Северной Евразии – Скифской (Предкавказье), Туранской (Центральная Азия) и Западно-Сибирской – последняя, с одной стороны, имеет самое простое геологическое строение, с другой, является наиболее значимой с точки зрения нефтегазоносности. Изучение Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП) началось в 1948 г. и продолжается до настоящего времени (почти 70 лет). Первая нефть (полупромышленный приток) – бессернистая, ультрапарафиновая, типично «континентального» неморского облика (материнское органическое вещество (ОВ) лейптинито-гумусового типа) – получена при испытании низов юры в Колпашевской опорной скважине.

После газового фонтана в Березовской опорной скважине (сентябрь 1953 г.), открывшей первое, правда, небольшое по начальным запасам (4,3 млрд м³), чисто газовое месторождение (газоснабжение пос. Березово осуществляется до сих пор), ежегодно на юру вводилось по несколько перспективных площадей, их число постоянно увеличивалось. С 1961 по 1975 г. были открыты почти все «юрские» месторождения углеводородов (УВ) на юго-востоке (Томская обл.) и юге (Новосибирская и Омская области) ЗСМП: Первомайское, Мыльджинское, Северо-Васюганское, Лугинецкое, Межовское, Верх-Тарское и многие др. [1–5]. Начались открытия в ниже-среднеюрской континентальной толще (J₁₋₂) и васюганской-наунакской свите (келловей-оксфорд) в пределах Среднего Приобья (СП), в ареале Краснотенинского свода (Краснотенинская зона (район) нефтенакпления – КЗН) и в Вахском районе на востоке Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО, гор. Ю₁ Ю₂₋₃). В начале

1960-х гг. стартовали поисково-разведочные работы и на севере – в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО): в Надым-Пур-Тазовском регионе (НПТР) и на Ямале. Первые два месторождения с залежами в юрском литолого-стратиграфическом комплексе пород (ЮК) были открыты на Новопортовском (гор. Ю₂₋₃ средней юры) и Губкинском (гор. Ю₁ верхней юры – первая нефть на севере) месторождениях.

Поиски, разведка и промышленная добыча УВ последовательно расширялись от Березовского (газ, газ с конденсатом) и Шаимского (нефть, газ) районов к нефтеносному СП (Мегионское, Усть-Балыкское, Федоровское, Сомотлорское и многие другие нефтяные месторождения), далее на север в НПТР (альб-сеноманский, неоком-аптский и юрский комплексы), на Ямал, Гыдан и в Южно-Карскую нефтегазоносную область (НГО) (мел, юра). Таким образом, изучение недр ЗСМП с освоением их УВ-потенциала последовательно продвигалось от окраинных областей к центру и на север стратиграфически снизу вверх (от низов к кровле юры, неокому и сеноману) и далее снова «вниз» – от газ-салинской пачки турона к ачимовской толще (АТ), верхне- и средне-юрскому подкомплексам.

Классический, наиболее плодотворный период изучения и освоения УВ-потенциала юры – двадцатилетие 1971–1990 гг. В эти годы были открыты все самые крупные месторождения УВ в породах тюменской и васюганской (наунакской, сиговской) свит и в баженовской свите (БС) в пределах ХМАО и ЯНАО. При этом период 1981–1990 гг. считается «золотым» десятилетием развития нефтяной и газовой отраслей для всей территории России, а наиболее результативными по всем параметрам развития минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи (включая ЗСМП и ЮК) – проходке глубоких скважин (поисковых, разведочных), ежегодным приростам в целом по стране разведанных запасов газа (до 2,2 трлн м³) и нефти (0,8–1,0 млрд т (извлек.)) – оказались 1988 и 1989 гг.

Значительный вклад во всестороннее изучение пород юры ЗСМП внесли В.Г. Васильев, Ф.Г. Гурари, В.И. Ермаков, А.Э. Конторович, Ю.Н. Карогодин, В.Д. Наливкин, И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, В.А. Скоробогатов, П.А. Трушков, А.С. Фомичев и др. Результаты изучения геологии и нефтегазоносности ЮК в целом по мегапровинции и отдельным НГО до 1990 г. подробно изложены в научных публикациях [6–10].

Наиболее выдающимися литолого-стратиграфическими подкомплексами в разрезе ЮК являются:

- регионально распространенная тюменская песчано-глинистая свита (нижняя-средняя юра) континентального генезиса мощностью от 0–20 м (Шаимский и Парабельский мегавалы, центральные участки Александровского свода в Томской обл.) до 800–1000 м и до 1400 м (юг и центр НПТР соответственно);
- васюганская песчано-глинистая свита морского и прибрежно-континентального генезиса (келловей-оксфорд, аналоги: наунакская угленосная свита на юго-востоке, сиговская свита в Пур-Тазовской НГО и Енисей-Хатангском мегапрогибе);
- маломощная (2–10 м) георгиевская (кимеридж, глины) и абалакская (келловей-оксфорд, глины) свиты, а также БС (волжский ярус, 10–70 м) морского, в том числе и глубоководного, генезиса, сложенная терригенно-кремнистыми породами.

В северной части НПТР и к северу от Новопортовской зоны Ямала континентальный разрез сменяется породами морского генезиса и достраивается снизу за счет песчано-глинистых толщ нижней юры. Здесь выделяются сверху вниз малышевская (бат – нижний келловей), леонтьевская (глины), вымская (песчаники байоса), лайдинская и др. свиты, мощность юры увеличивается до 1,5–1,8 км [9, 11].

ЮК Западной Сибири в объеме БС, георгиевской, абалакской и васюганской-сиговской свит верхней юры и тюменской свиты и ее аналогов нижней-средней юры – относительно наименее изученный, сложнопостроенный в структурном плане комплекс с чрезвычайно высокой внутренней литологической неоднородностью, сложенный чередованием пластов терригенных пород: песчаников, уплотненных глин («аргиллитов»), алевролитов, углистых и слабобитуминозных глин и пластов углей, многочисленных на юго-востоке Западно-Сибирской платформы. По-видимому, наиболее распространенными литотипами пород являются мелкозернистые песчаники, а также алевролиты и их всевозможные «ассоциации» с глинистой компонентой (по крайней мере, в тюменской свите) [4, 8, 12]. В формационном и фациальном отношении юра Севера также намного сложнее и разнообразнее всех других стратиграфических комплексов пород, в том числе и одновозрастных в более южных

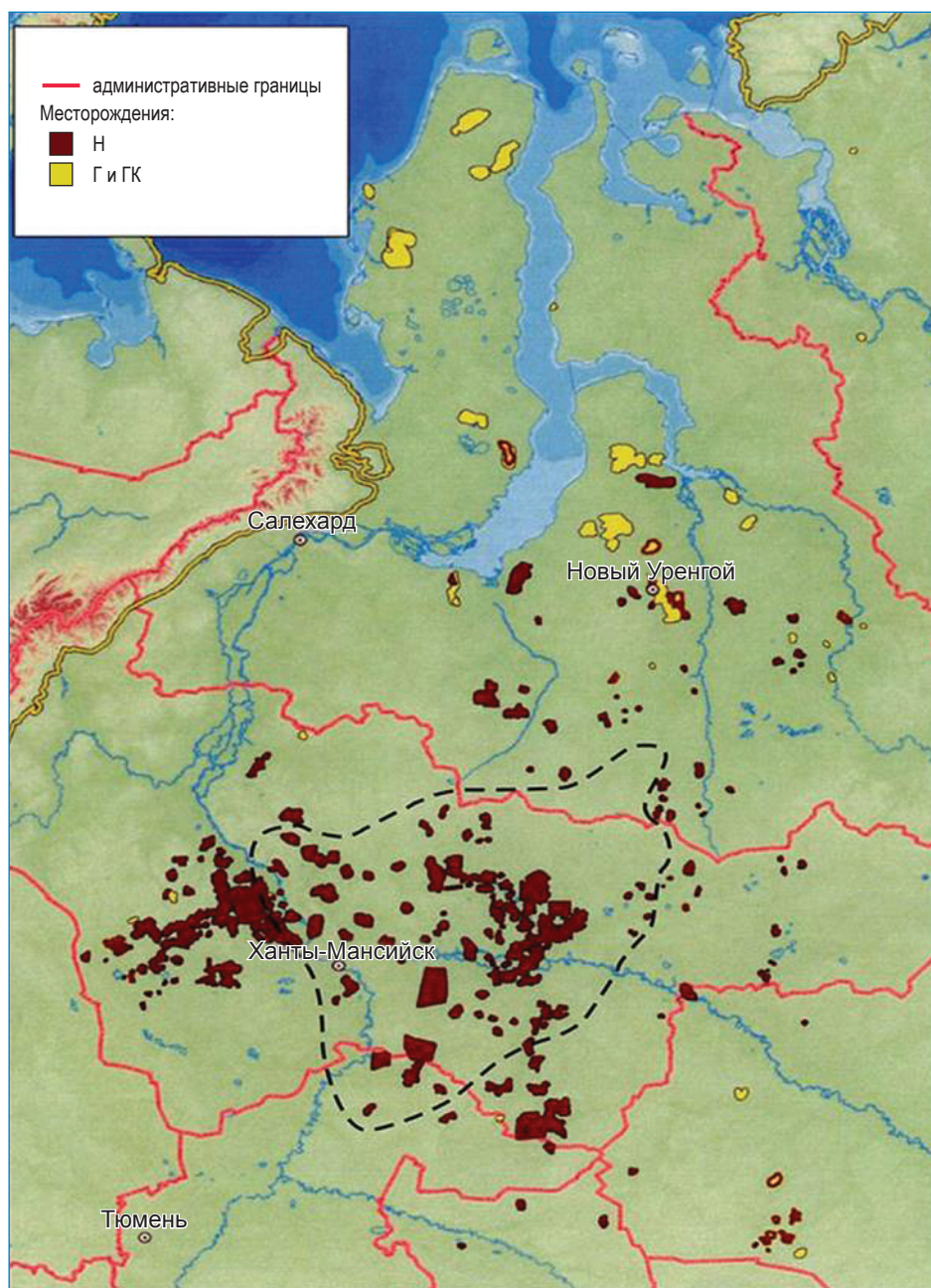


Рис. 1. Схема расположения залежей УВ в ниже-среднеюрском подкомплексе Западной Сибири (тюменская свита и аналоги) и ареал установленной промышленной нефтеносности БС (см. пункт) (по данным А.М. Брехунцова, И.И. Нестерова, В.А. Скоробогатова и др., 2014 г.)

районах. Здесь развит весь спектр терригенных формаций – континентальных угленосных (КУФ), субугленосных (СУФ), дельтовых (ДФ), морских песчано-глинистых (МПГФ) и глинисто-кремнистых (МГФ), в которых отражена разнообразная и «пестрая» фациальная картина осадконакопления в течение юрского периода. В то же время в объеме, например, СУФ нижней-средней юры юга НПТР

развиты породы континентальных фаций: аллювиальных, в том числе русловых подфаций, озерных, изредка болотных с углями и др. [1, 4, 8, 13].

К западу от линии месторождений Губкинское – Уренгойское – Северо-Уренгойское толща тюменской свиты в целом приобретает все более «флишоидный» характер (тонкое чередование пластов), малоблагоприятный для

УВ-накопления в крупных масштабах, в особенности для газа (Надымский район).

Вопросам стратиграфии, литологии и тектоники ЮК посвящено огромное число вышедших в 1961–1990 гг. и позднее публикаций исследователей ВНИГРИ, ВНИИГАЗа, ИГИРГИ, ЗапСибНИГНИ, СНИИГГИМС, ИГИГ СО АН и др. научно-исследовательских институтов [4, 8–10, 14, 15 и мн. др.]. Автор начиная с 1973 г. изучает геологическое строение ЮК и состав пород (по керну и данным промыслово-геофизических исследований) всех областей и районов ЗСМП, в том числе даже самых «старых» – Березовского газосносного и Шаимского нефтегазосносного районов. Отобрано 5500 образцов керна (юра, нижний мел), большинство из которых были проанализированы с точки зрения геохимии и катагенетической преобразованности ОВ (рассеянного и концентрированного), а также фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов. Результаты исследований, в том числе карты и схемы содержаний и катагенеза ОВ, пластовых температур и давлений, изменений открытой пористости и проницаемости, опубликованы в составе ряда комплексных работ – отчетов, статей и монографий [7–9, 16–18 и мн. др.]. Статейный формат настоящей работы не позволяет остановиться на подробном анализе геологического строения юрской полигенетической толщи, термобарических и геохимических условий. Более детально остановимся на нефтегазосносности ЮК, поскольку главная цель проведения поисково-разведочных работ – открытие, разведка и освоение месторождений и залежей УВ.

На 01.01.1977 (за 25 лет ведения поисково-разведочных работ) залежи УВ в породах юры ЗСМП были открыты на 242 месторождениях, в том числе 27 чисто газовых, 27 газоконденсатных, 165 чисто нефтяных, 23 двухфазные (газоконденсатнефтяные и др.), т.е. преобладали месторождения нефти без свободного газа (в центральных, Фроловской и Каймысовской НГО, Шаимском районе). Из них на севере мегаровинции, в ЯНАО, скопления УВ были обнаружены всего на 17 месторождениях. Уже были известны очень крупные залежи УВ в западных районах Томской обл. – Первомайское нефтяное, Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождения и др. (гор. Ю₁); в ареале Сургутского свода – Федоровское, Западно-Сургутское месторождения и др. (гор. Ю₂–Ю₃ –

нефть); в районе Большого Салыма (гор. Ю₀ – БС и Ю₂₋₃); в КЗН (от гор. Ю₂ до Ю₁₁₋₁₂, средняя, нижняя и базальная юра); на севере – Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение и др. За последующие 40 лет число открытых месторождений с залежами УВ промышленного значения в ЮК значительно увеличилось.

К началу 2016 г. в современных границах ЗСМП было открыто 902 месторождения УВ, в том числе 350 с залежами в ЮК. По оценке А.М. Брехунцова и др., в объеме тюменской свиты и ее аналогов общее число единичных скоплений-залежей УВ на 01.01.2014 составляло 624 ед. при резком преобладании чисто нефтяных (Н) – 532 ед.; оставшаяся часть представлена 11 газовыми (Г), 63 газоконденсатными (ГК), 7 нефтегазовыми (НГ) и 11 нефтегазоконденсатными (НГК) залежами (рис. 1). За 2014–2016 гг. открыли всего 10 новых залежей УВ.

Далее рассмотрим нефтегазосносность юры по отдельным административным областям и районам.

Юго-восточные и южные области ЗСМП. Томская административная область

Месторождения левобережной части Томской обл. (ТАО) послужили для автора своеобразным полигоном для изучения ЮК [5, 8, 12, 19]. В пределах области к 2014 г., согласно Государственному балансу запасов полезных ископаемых РФ, открыто 131 месторождение УВ – 103 Н, 21 НГК, 7 ГК (рис. 2). В ТАО залежи свободного газа и нефти обнаружены в нижнемеловых горизонтах на 11 месторождениях, в верхней юре (гор. Ю₁ васюганской и наунакской свит) на 94 месторождениях, в средне- и нижнеюрских горизонтах Ю₂–Ю₁₅ тюменской свиты на 16 месторождениях и в нефтегазосносной «зоне» контакта юры с доюрскими породами (НГЗК) на 17 месторождениях. Разведан ряд многозалежных месторождений с продуктивностью ЮК и НГЗК.

Известны четыре крупнейших месторождения нефти: Советское (325 млн т начальных разведанных геологических запасов нефти), Крапивинское (155 млн т), Лугинецкое (128 млн т), Первомайское (125 млн т); семь крупных месторождений (от 30 до 80 млн т), остальные – средние и мелкие по величине запасов. Среди газосодержащих месторождений

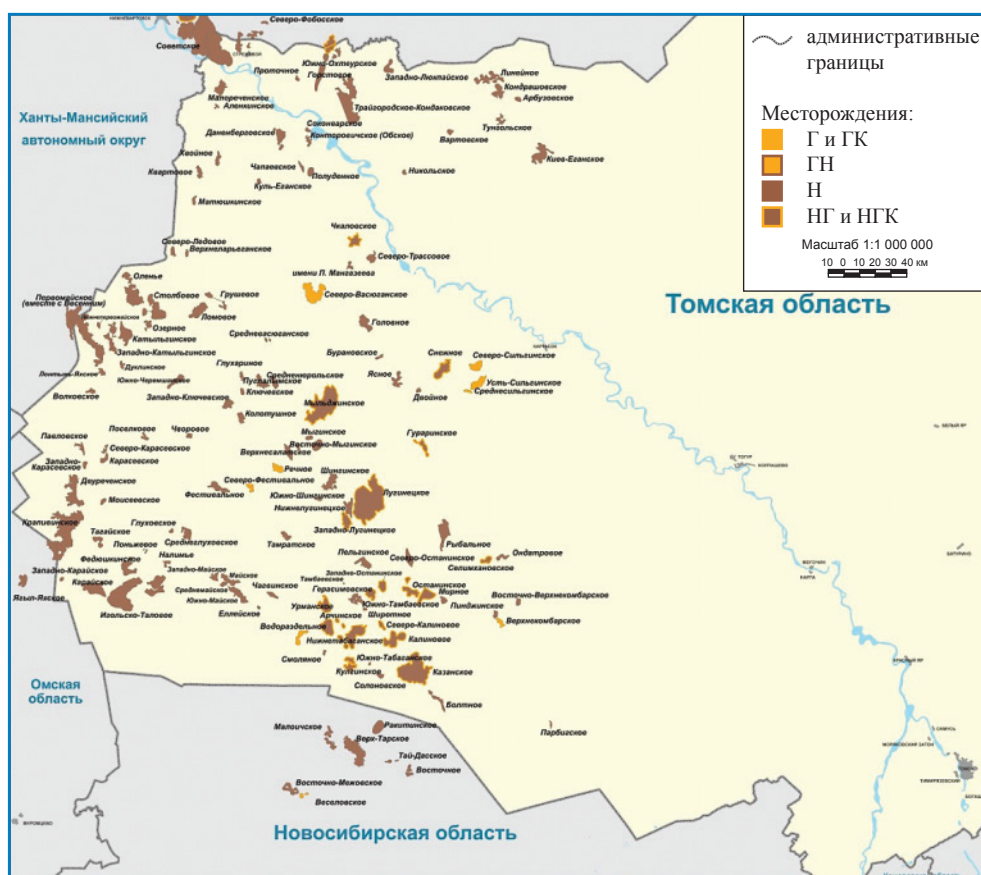


Рис. 2. Карта размещения месторождений углеводородов в ТАО: ГН – газонефтяные

к крупным относятся Мыльджинское (97 млрд м³, накопленная добыча (Q) + A + B + C₁) и Лугинецкое (64 млрд м³), 27 месторождений – средние и мелкие. Начальные разведанные запасы газа составляли 300 млрд м³, нефти – 1820 млн т, конденсата – 53 млн т. В ЮК была сосредоточена значительная часть запасов свободного газа (252 млрд м³) и 1,3 млрд т нефти из 1,8 млрд т (геол.). В последнее десятилетие (2007–2016 гг.) открыты всего 20 новых месторождений (18 Н, 2 ГК) с разведанными запасами нефти менее 3 млн т у.т. каждое: вплоть до 0,21/0,08 млн т у.т. (геол./извлеч.) (Глухаринское) и даже до 0,05/0,01 млн т у.т. (геол./извлеч.) нефти и 0,14 млрд м³ газа (Кулгинское) и др. Запасы наиболее крупных и характерных месторождений ТАО приведены в табл. 1. Разведка и пересчет запасов УВ ряда месторождений приводили к существенному снижению запасов свободного газа при «одновременном» увеличении геологических запасов нефти, хотя часто извлекаемые запасы уменьшались до уровня коэффициента извлечения нефти менее 20 %, особенно по среднеюрским сложно построенным резервуарам со значительными вариациями величины ФЕС коллекторов.

На ЮК приходится 203 млн т накопленной добычи нефти (202,5 млн т – гор. Ю₁) и 1,1 млрд т геологических разведанных запасов (1,0 млрд т – Ю₁, 0,1 млрд т – средняя и нижняя юра). Начальные запасы нефти НГЗК составляют 115,2 млн т, при этом запасы кат. С₂ достигают 0,5 млрд т, т.е. очень многие залежи нефти кондиционно не разведаны (месторождения: Арчинское – НГЗК, Горстовое – ЮК, Данненбергское и Киев-Еганское – Ю₁, Трайгородско-Кондаковское – Ю₁ и многие др.).

Запасы свободного газа в гор. Ю₁ известны на 20 месторождениях ($Q = 50,3$ млрд м³, запасы кат. A + B + C₁ – 178,1 млрд м³), в средней юре – на десяти (19,5 млрд м³), в нижней юре – на двух (4,6 млрд м³), в НГЗК – на пяти.

Более 70 % всех запасов УВ (с учетом гигантского Советского месторождения) приурочены к песчано-алевролитовым пластам гор. Ю₁ (келловей-оксфорд), залегающим в кровле проницаемого юрского

Таблица 1

Распределение начальных и текущих запасов свободного газа и нефти по разрезу ЮК наиболее крупных месторождений ТАО (по состоянию на 01.01.2016)

Подкомплекс	Запасы							
	свободный газ, млрд м ³				нефть, млн т (геол.)			
	Q	A + B + C ₁	C ₂	Всего	Q	A + B + C ₁	C ₂	Всего
Крапивинское месторождение (Н)								
Верхняя юра	–	–	–	–	30,4	174,5	3,9	208,7
Первомайское (вместе с Весенним) месторождение (Н)								
Верхняя юра	–	–	–	–	45,5	110,9	9,9	166,3
Мыльджинское месторождение (НГК)								
Верхняя юра	28,2	40,7	1,0	69,9	0,01	3,6	2,9	6,5
Средняя юра	0,6	4,7	0,6	5,9	–	–	–	–
Всего	28,8	45,4	1,6	75,8	0,01	3,6	2,9	6,5
Лугинецкое месторождение (НГК)								
Верхняя юра	20,2	41,4	0,5	62,1	19,1	94,5	6,1	119,7
Средняя юра	0,6	1,9	–	2,6	0,1	12,5	–	12,6
Всего	20,9	43,3	0,5	64,6	19,2	107,0	6,1	132,3
Казанское месторождение (НГК)								
Верхняя юра	–	10,2	–	10,2	5,7	58,0	21,4	85,1
Средняя юра	–	–	3,8	3,8	–	–	–	–
Всего	–	10,2	3,8	13,9	5,7	58,0	21,4	85,1
Останинское месторождение (НГК)								
Верхняя юра	–	11,0	0,8	11,9	–	1,5	–	1,5
Средняя юра	–	4,0	3,1	7,1	–	–	–	–
Всего	–	15,1	3,9	19,0	–	1,5	–	1,5
Северо-Васюганское месторождение (ГК)								
Верхняя юра	7,4	16,6	–	24,0	–	–	–	–
Средняя юра	0,6	0,8	0,2	1,6	–	–	–	–
Всего	8,0	17,5	0,2	25,7	–	–	–	–

комплекса под региональной верхнеюрско-валанджинской глинисто-кремнистой покрывкой. На юго-востоке ЗСМП ее толщина снижается до 150–200 м, т.е. в 2,5–3 раза по сравнению с Фроловской НГО.

Областные закономерности и особенности изменения нефтегазоносности пород осадочного чехла и НГЗК в ТАО подробно проанализированы в большом числе публикаций, в том числе и автора настоящей работы [5, 8, 12, 17, 20, 21], поэтому приведем только краткие выводы по проблеме с учетом данных последних исследований:

1) запад и северо-запад области являются преимущественно и исключительно нефтеносными районами по всем горизонтам нижнего мела и юры, центральные и южные – нефтегазоносными и преимущественно газоносными. В нижнем мелу открыта крупнейшая залежь нефти в горизонте АВ₁ нижнего апта на Советском и большое число нефтяных мелких по запасам залежей в неокме на Северном, Советском

и др. месторождениях. Кроме юго-востока Нижневартовского и центра Александровского сводов, тяготеющих к нефтеносному СП, крупные, средние и мелкие по запасам нефтяные залежи открыты во впадинах и прогибах и на их склонах (Южно-Черемшанское и др.). Только на Мыльджинском месторождении обнаружены ГК-залежи в неокмских горизонтах. Примечательно, что из 11 месторождений с залежами УВ в нижнем мелу семь приурочены к локальным поднятиям, на которых выявлены или с высокой вероятностью предполагаются дизъюнктивные нарушения [13, 22];

2) нефтяные скопления в горизонте Ю₁ Каймысовского и Александровского сводов при движении на восток, юго-восток и юг в региональном плане сменяются НГК-, ГКН- и ГК-скоплениями. В этом же направлении происходит постепенное замещение морских и прибрежно-морских фаций в келловей-оксфорде лагунно-континентальными и континентальными, исчезают глины нижнеvasюганской

подсветы и появляются мощные пласты угля келловей-оксфордского возраста.

Ареал открытых месторождений УВ в ЮК и НГЗК занимает западную половину области. Единственная промышленная залежь нефти в БС (в пределах ТАО) открыта на Федюшкинском месторождении с извлекаемыми запасами менее 0,3 млн т.

В наиболее приподнятых присводовых частях структур 1-го порядка (сводов, мегавалов) образовались крупные ГК-, ГKN- и НГК-скопления – Северо-Васюганское, Мыльджинское, Лугинецкое, при этом на последнем в значительной по объему антиклинальной ловушке сформирована массивно-пластовая единая НГК-залежь в горизонтах Ю₁–Ю₂, большая часть которой занимает ГК-скопление, причем в газоносной части установлена остаточная нефтеносность в коллекторе (до 10–15 % и более от открытой пористости) при некотором преобладании геологических запасов нефти над газом. Южный склон Пудинского свода на стыке с юго-восточным бортом Нюрольской впадины – зона распространения преимущественно ГKN- и ГК-скоплений в условиях литолого-фациального перехода васюганской свиты в наунакскую.

Восточнее, в пределах Парабельского мегавала в кровле наунакской свиты открыты ГК-залежи (Сильгинская группа месторождений). Общую тенденцию смены в восточном направлении залежей типа Н и НГК на ГК нарушают только месторождения Линейное, Тунгольское и Киев-Еганское, расположенные на тектонической седловине между Александровским сводом и Пайдугинским мегавалом к северу от Тымской впадины. Здесь же находится и восточная граница исчезновения в БС битуминозных глин (нефтематеринских пород).

В верхних и особенно средних и нижних горизонтах тюменской свиты и ее аналогов открыто сравнительно мало промышленных залежей УВ. В частности, в горизонтах Ю₂–Ю₄ залежи нефти и газа обнаружены на 13 площадях (на шести – Н, на пяти – ГК, на двух – НГК); все они мелкие, за исключением средних по запасам залежей горизонтов Ю₂ и Ю₃ Нижне-Табаганского месторождения. В нижележащих горизонтах Ю₅–Ю₁₂ открыты исключительно мелкие и мельчайшие ГК (2 ед.), ГKN (1 ед.) и Н (3 ед.) залежи. Нижне-среднеюрские горизонты продуктивны (на сегодняшний день)

в сравнительно узкой субмеридиональной полосе от Александровского свода на севере до Казанского куполообразного поднятия на юге.

В пределах Новосибирской и Омской областей пробурены 45 скважин, прошедших ЮК (до фундамента), открыты 8 месторождений (6 НМ, 2 ГКМ).

Центральные, западные и южные районы Тюменской административной области. ХМАО

На землях ХМАО выделяются следующие НГО: Среднеобская (СП) с Сургутским, Нижневартовским, Салымским, Вахским нефтегазоносными районами, Фроловская, Предуральская, Каймысовская. С 1953 по 2016 г. в глубокое бурение в пределах ХМАО введено, по оценке автора, 850 перспективных площадей, преимущественно локальных поднятий, открыто 465 месторождений УВ, в том числе 405 чисто нефтяных, 60 типа ГKN, НГК либо ГК. Современная структурно-буровая изученность округа оценивается как высокая и очень высокая (по районам от 65 до 80 % и более).

К 2014 г. в ХМАО было открыто 60 месторождений с залежами свободного газа, накопленная добыча Q достигла 507 млрд м³, текущие запасы – 689 млрд м³, запасы кат. С₂ – 96,4 млрд м³, в том числе по ЮК соответственно 96,4, 79,8 и 24,7 млрд м³; начальные запасы в сумме составили 214,9 млрд м³, в доюрских породах (НГЗК и ниже) – 37,7 млрд м³. Всего по 444 нефтесодержащим месторождениям $Q = 10,4$ млрд т, текущие разведанные геологические запасы – 39,6 млрд т, запасы кат. С₂ – 15,8 млрд т, суммарные начальные запасы – 65,9 млрд т. По юрским горизонтам Q составила 1,2 млрд т, запасы кат. А + В + С₁ – 8,9 млрд т (геол.), кат. С₂ – 7,5 млрд т, в сумме открытые геологические запасы – 17,6 млрд т (без БС). В НГЗК начальные запасы – 0,6 млрд т. Из всех юрских подкомплексов максимальные начальные запасы были обнаружены в среднеюрских песчано-алевролитовых горизонтах (10 млрд т (геол.)), в нижней юре – 1,4 млрд т (в основном в КЗН), с гор. Ю₁ васюганской свиты связаны 6,1 млрд т.

Невысокой общей разведанностью и степенью освоения запасов характеризуется среднеюрский подкомплекс, млрд т: $Q - 0,1$; кат. А + В + С₁ – 4,0; С₂ – 5,9; всего – 10,0. Значительная часть запасов нефти

по Тюменской обл. находится в ареале уникального Красноленинского месторождения (табл. 2).

Анализ геологического строения и нефтегазоносности пород юры Западной Сибири и, в частности, КЗН приведен в ряде работ [4, 7, 10, 14, 21, 23–26 и др.]. Предварительно оцененные запасы по верхним горизонтам средней юры КЗН превышают 1,8 млрд м при малой накопленной добыче и разведанных запасах, а в пределах зоны пробурены около 150 только поисковых и разведочных скважин со вскрытием доюрского комплекса пород и более тысячи эксплуатационных скважин. Главная причина: низкие ФЕС среднеюрских песчаников (проницаемость – 0,1–0,5 мД) и, как следствие, дебиты ниже промышленных (1–3 т/сут), при которых запасы открывались и разведывались, но оставались в кат. С₂. На востоке КЗН вследствие аномального прогрева ЮК (125–140 °С) образовалась вторичная по генезису ГК-залежь с запасами 14,3 млрд м³ на фоне 3,7 млрд т юрской нефти (геол.) [16].

Запасы ЮК в целом по округу составляют 22,3 % от начальных суммарных, в том числе 9,6 % – гор. Ю₁ и Ю₀, 12,7 % – тюменская свита. Особо стоит выделить проблему нефтеносности БС (гор. Ю₀). К настоящему времени ареал установленной промышленной нефтегазоносности верхнеюрских поровых (келловей-оксфорд – гор. Ю₁ и его аналоги) и трещинно-поровых (волжский ярус – низы берриаса – гор. Ю₀ и ЮК₁) ограничен центрально-западными и восточными районами ЗСМП [22, 26, 27]. За пределами указанного ареала из интервала БС в редких скважинах получены нефтепроявления на уровне десятков-сотен литров в сутки, редко до одной-двух тонн в сутки. В основном скважины оказались сухими.

В результате целенаправленных и «попутных» поисков и дальнейшей разведки с 1969 по 2014 г. включительно преимущественно в центрально-западных районах ЗСМП открыто 80 месторождений с извлекаемыми запасами «обычной» нефти в гор. Ю₀ (БС) и, кроме того, по четырем месторождениям имеются запасы только кат. С₂, одно месторождение исключено из Государственного баланса как неподтвердившееся. Среди всех месторождений УВ мегапровинции известно всего одно с нефтеносностью только в БС, на других месторождениях продуктивны неоком, берриас – АТ, васюганская свита и средняя юра, а в КЗН – и нижняя юра.

По некоторым месторождениям в ходе до-разведки БС запасы существенно уменьшались или даже практически списывались, по другим – увеличивались. В частности, за период с 2000 по 2014 г. по Верхнесалымскому месторождению запасы кат. В + С₁ были снижены с 9,9 до 0,8 млн т, по кат. С₂ – с 8,3 до 0,07 млн т, по Салымскому – со 177 до 101 млн т (В + С₁), по Зап.-Камыньскому – с 7,2 до 0,8, по Верхнешапшинскому соответственно с 4,1 до 0,8 млн т и т.д. Открывались новые скопления, и на государственном балансе появлялись разведанные запасы нефти в БС (Правдинское и др. месторождения).

Классическим районом распространения достаточно мощной (25–40 м и более) высокобитуминозной, участками нефтенасыщенной БС (по трещиноватым коллекторам) является ареал Салымского месторождения (Большой Салым). Породы свиты здесь характеризуются аномально высоким электрическим сопротивлением (400–500 Ом·м и более) за счет органической компоненты (содержание ОВ от 7 до 25 %) и рассеянных

Таблица 2

Величина и структура начальных запасов нефти Красноленинской зоны, млн т

Комплекс	Q	Кат. А + В + С ₁ (геол.)	Кат. С ₂ (геол.)
Апт (на востоке КЗН)	58,4	1098,1	400,9
Неоком		1,5	30,6
БС	0,1	11,1	161,3
Верхняя юра (абалакская свита)	6,6	26,8	192,4
Средняя юра	6,8	403,0	1813,7
Нижняя юра	115,1	822,8	235,5
Палеозой	1,6	26,2	37,4
Всего	188,7	2389,5	2871,8

нефтебитумоидов (до 2 % на породу) и изолированы от песчано-алевролитовых горизонтов сверху (до 40–60 м сероцветных глин подачимовской пачки) и снизу (до 15–20 м абалакских небитуминозных глин – активная генерация в БС без эмиграции за ее пределы) [3, 7, 22, 26, 27].

К 2014 г. в ХМАО разведанные извлекаемые запасы обычной нефти в гор. Ю₀ + ЮК₁ (аналог БС во Фроловской НГО) составляли 295 млн т по кат. В + С₁ и 251 млн т по кат. С₂, однако к крупным нефтяным месторождениям относятся только три с суммарными разведанными запасами 204 млн т, к средним – шесть с запасами по кат. В+С₁ 62 млн т, остальные 71 мелкие (менее 3 млн т) или мельчайшие (менее 1 млн т (извлеч.)).

По данным Ю.А. Кузьмина и Н.В. Судат (2011 г.), из 172 открытых залежей нефти в БС¹ 78 залежей были обнаружены собственно в породах свиты, 44 – в абалакской свите (АС – ЮК₁) на западе ХМАО (в составе баженовско-тутлеймско-абалакского комплекса), 16 – совместно в БС и АС, 33 залежи – в зоне аномального строения БС-АС на востоке Сургутского нефтегазоносного района, 1 залежь – в составе БС и верхах васюганской свиты (совместно).

Обычно, если нефтеносна БС, то залежи в АТ берриаса и особенно в гор. Ю₁ либо отсутствуют, либо малы по запасам. Кроме того, если много нефти в АТ, то мало в гор. Ю₁, и наоборот. Исключение составляет Западно-Варьеганское месторождение с сопоставимыми запасами нефти в АТ и верхневасюганской подсвите. Достаточно редки в СП месторождения, в разрезе которых продуктивны все три горизонта. Например, на Южно-Конитлорском месторождении (Сургутский район) в АТ начальные запасы составляли 31,0, в гор. Ю₀ – 11,5, в гор. Ю₁ – 4 млн т. По-видимому, генерационной мощности БС явно не хватило для формирования залежей нефти, сингенетичных в гор. Ю₀ и в выше- и нижележащих природных резервуарах, примыкающих к высокоэффективной материнской (битумогенерирующей) толще [22, 27].

Крупнейшие по запасам нефтяные скопления открыты в гор. Ю₁ васюганской свиты келловей-оксфорда в восточной части ХМАО, где верхняя юра по нижним горизонтам

опесчанивается. В крайних восточных районах округа гор. Ю₁ становится главным, а часто и единственным продуктивным в объеме юрско-мелового осадочного чехла (Вахский нефтегазоносный район, месторождения Вахское, Хохряковское и др).

Интересна нефтегазоносность тюменской свиты в ХМАО: от полного нефтенасыщения всего коллекторского пространства в КЗН (гор. Ю₂–Ю₁₂, 50–250 м) до частичного в Сургутском нефтегазоносном районе (Ю₂–Ю₃ – 40–80 м) и почти полного отсутствия нефти в ареале Нижневартовского свода и в более восточных районах при близких геохимических (генерационных) параметрах глин континентального генезиса, содержащих смешанное ОВ гумусово-сапропелевого или сапропелево-гумусового типа (содержание ОВ 1–3 %, отражательная способность витринита R^o = 0,5–0,7 %) [7, 25]. То же относится к парадоксальному (на первый взгляд) отсутствию скоплений свободного газа в объеме угленосной толщи нижней-средней юры Фроловской и Среднеобской НГО (за исключением нескольких месторождений из многих сотен).

На юге ХМАО в Тайлаковской и Уватской зонах в верхней части тюменской свиты залегают великолепные по коллекторским свойствам гор. Ю₂, Ю₃, Ю₄, и в них сформировались мощные нефтяные скопления с суммарными начальными запасами почти 1 млрд т. Весьма необычно Верхне-Коликъеганское месторождение с диапазоном нефтеносности от турона-сантона (газ) до низов юры – гор. Ю₁₀ (нефть), при этом наиболее крупные нефтяные скопления сформировались в гор. Ю₁ и гор. Ю₁₀ соответственно в кровле и подошве ЮК. Безусловно, нефть из верхних горизонтов юры никоим образом не могла попасть в нижние и базальные, скорее, наоборот, да и состав юрских нефтей свидетельствует о самобытности их генезиса.

В зоне контакта скопления УВ, такие же разнообразные по величине и фазовому состоянию, как и в собственно ЮК, открыты преимущественно в западных районах округа (на востоке – единичные скопления УВ). В Березовском и Шаимском районах, где мощность тюменской свиты, особенно на локальных поднятиях, уменьшается до 30–10 м и менее, открыты скопления типа Г, ГК и Н в сложнопостранных резервуарах массивно-пластового типа, в которых УВ залегают как в трещиноватых доюрских породах

¹ Данные Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации.

(НГЗК), так и в осадочных терригенных (гравелитах и песчаниках маломощной тюменской свиты) и даже в карбонатных породах (известняках) и песчаниках гор. П низов верхней юры. В СП классическими примерами скоплений УВ в зоне контакта являются Северо-Варьганское и Ханты-Мансийское.

Особенностью ниже-среднеюрских залежей УВ в ХМАО является их приуроченность к природным резервуарам с очень низкими ФЕС коллекторов, открытой пористостью 12–16 % и проницаемостью от одного-двух до десятых долей миллдарси, что негативно влияет на добывные возможности скоплений. Яркими примерами служат, с одной стороны, залежи гор. Ю₂–Ю₃ Сургутского свода и КЗН, с другой – гигантское по геологическим запасам Талинское месторождение, составляющее значительную – юго-западную – часть КЗН (крупнозернистые песчаники и гравелиты нижней юры речного происхождения).

Всего в породах верхней юры ХМАО обнаружены и частично разведаны 239 месторождений с начальными разведанными запасами 4,8 млрд т (без БС), наиболее значительные из которых по гор. Ю₁ – Вахское, Северо-Варьганское, Хохряковское, Кошильское, Киньяминское, Северо-Хохряковское, Новопокурское, Угутское, Урьевское – относятся к крупнейшим по начальным разведанным запасам (более 100 млн т (геол.) каждое). В Шаимском нефтегазоносном районе месторождение-лидер – Мортымья-Тетеревское (185 млн т начальных запасов, геол.), крупным считается Толумское нефтяное месторождение (83,6 млн т, геол.), остальные относятся преимущественно к средним и малым по начальным запасам.

На юге Тюменской обл. открыты 40 месторождений нефти и только одно типа НГК с начальными разведанными запасами 0,7 млрд т, по кат. С₂ – 1,0 млрд т, в сумме 1,7 млрд т (1,0 млрд т – тюменская свита). Месторождения существенно недоразведаны, более 70 % запасов приурочено к залежам ЮК, в частности, на крупнейшем месторождении – Усть-Тегусском (300 млн т) – продуктивны только гор. Ю₂–Ю₄ тюменской свиты. В БС на юге открыты мелкие залежи на шести месторождениях с малыми извлекаемыми запасами.

Северные районы (в пределах ЯНАО)

Проблемы геологического строения и газонефтеносности пород юры в ЯНАО обсуждаются в ряде публикаций [4, 8, 11, 12, 14, 16, 21, 26, 28–30 и многие др.]. В ЮК на севере ЗСМП открыты скопления УВ на 100 месторождениях, в том числе в НПТР 91 (61 Н, 19 ГКН/НГК, 11 ГК), на Ямале восемь (7 ГК, 1 НГК) и одно на Гыдане (ГК) (рис. 3). На шельфе юры вскрыта в одной скважине, но должным образом не испытана (месторождение Победа).

В НПТР накопленная добыча нефти по юре составила на 01.01.2014 69,2 млн т (практически все – гор. Ю₁), разведанные геологические запасы – 730 млн т, по кат. С₂ – 1235 млн т, в сумме открытые запасы – 2 млрд т (геол.). Наибольшие промышленные запасы связаны с гор. Ю₁ (505 млн т), по кат. С₂ – со средней юрой (841 млн т).

Залежи свободного газа в юре НПТР обнаружены на 36 месторождениях, Q составляет 13 млрд м³, запасы кат. А+В+С₁ – 379,4 млрд м³, С₂ – 856 млрд м³ (в сумме до 1,2 трлн м³), конденсата – 289 млн т (геол.). Основные запасы газа открыты в гор. Ю₂–Ю₃ средней юры (почти 1 трлн м³), в Ю₁ – 0,2 трлн м³, в нижней юре (гор. Ю₁₀ и ЮН₁₂) запасы незначительны (менее 20 млрд м³ по кат. С₁ + С₂ на двух месторождениях).

На Ямале залежи свободного газа в породах юры открыты на семи месторождениях (шесть ГК и одно НГК), запасы составляют 380 млрд м³ по промышленным категориям, 729 млрд м³ – по кат. С₂ (в том числе в низах юры соответственно 92 и 66 млрд м³), запасы конденсата – в сумме 104 млн т (геол.). Скопления нефти образовались в гор. Ю₂, Ю₃ на одном Новопортовском месторождении (293 и 93 млн т (геол.) соответственно, подгазовые залежи).

На Гыдане одна ГК-залежь открыта в гор. Ю₂ на Геофизическом месторождении (1,3 млрд м³, снижение по пересчету в последние годы с 4 млрд м³). Необходимо отметить, что максимальный ареал нефтегазопродуктивности установлен для самых верхних – кровельных – горизонтов средней юры (Ю₂–Ю₃ – НПТР, Ямал, Гыдан), существенно меньшей площадью распространения УВ-скоплений характеризуется гор. Ю₁ васюганской (= сиговской) свиты (юго-восточные районы НПТР). В БС известны



Рис. 3. Схема размещения залежей УВ в среднеюрском подкомплексе и ареал распространения плотных газонасыщенных коллекторов в верхних и средних горизонтах ниже-среднеюрской толщи на севере ЗСМП (показан пунктиром)

три мельчайших нефтяных скопления (запасы – 0,7 млн т, извлеч.) на юге региона.

Самые крупные «юрские» месторождения в НПТР и на Ямале: газовые – Бованенковское, Ямбургское и Уренгойское (на двух последних запасы кат. С₂ превышают 60 % от суммарных, несмотря на бурение и испытание многих десятков глубоких скважин); нефтяные, млн т по кат. С₁ и кат. С₂ соответственно – Новогоднее (93 и 29), Оликуминское (1,6 и 208,6),

Пальниковское (7,4 и 119,3), Уренгойское (69,8 и 115,7), Харампурское (184 и 13 млн т), только одно из них – Харампурское – относится к категории крупнейших (табл. 3). Оно же и максимально разведано по юре. Открыто, но совершенно не разведано Лензитское нефтяное месторождение с запасами 3,0 и 223,7 млн т (по кат. С₁ и кат. С₂ соответственно) и залежами в плотных коллекторах тюменской свиты. После масштабной разведки оно навряд

Таблица 3

Величина и структура запасов свободного газа и нефти в породах юры наиболее крупных и характерных месторождений северных районов Западной Сибири (по состоянию на 01.01.2016)

НГО, регион	Подкомплекс	Запасы								
		свободный газ, млрд м ³				нефть, млн т (извл.)				
		Q	A + B + C ₁	C ₂	Всего	Q	A + B + C ₁	C ₂	Всего	
Харампурское НГК месторождение										
НПТР	Верхняя юра*	0,2	4,1	2,2	6,6	34,5	39,9	4,2	78,6	
	Уренгойское НГК месторождение									
	Средняя юра	–	51,0	103,9	155,0	–	17,1	23,5	40,6	
	Ямбургское НГК месторождение									
	Средняя юра	0,001	33,6	313,2	346,8	–	–	–	–	
	Вынгапуровское НГК месторождение									
	Верхняя юра*	–	0,02	–	0,02	4,8	6,9	4,6	16,3	
	Средняя юра	–	0,3	–	0,3	0,3	3,3	2,2	5,8	
	Нижняя юра	–	–	–	–	–	0,3	0,1	0,4	
	Всего	–	0,3	–	0,3	5,1	10,5	6,9	22,5	
	Новогоднее ГН месторождение									
	Верхняя юра*	–	–	–	–	4,6	27,4	4,2	36,1	
	Средняя юра	–	–	–	–	–	2,4	2,8	5,3	
	Нижняя юра	–	–	–	–	–	0,2	–	0,2	
	Всего	–	–	–	–	4,6	30,0	7,0	41,6	
	Еты-Пуровское НГК месторождение									
	Верхняя юра*	–	–	–	–	8,7	2,4	3,2	14,3	
	Средняя юра	–	–	–	–	–	–	0,5	0,5	
	Всего	–	–	–	–	8,7	2,4	3,7	14,8	
	Вэнгаяхинское ГН месторождение									
	Верхняя юра*	–	–	–	–	2,7	2,1	1,7	6,5	
	Всего	–	–	–	–	2,7	2,1	1,7	6,5	
	Ярудейское НГК месторождение									
	Средняя юра	0,05	12,1	0,6	12,7	0,2	39,7	8,3	48,2	
	Нижняя юра	0,001	1,3	14,6	15,8	–	–	–	–	
	Всего	0,05	13,3	15,2	28,5	0,2	39,7	8,3	48,2	
	Новопортовское НГК месторождение									
	Средняя юра	–	68,7	8,0	76,7	0,1	92,8	4,0	96,9	
Нижняя юра	–	6,0	1,2	7,1	–	–	–	–		
Всего	–	74,7	9,2	83,8	0,1	92,8	4,0	96,9		
Бованенковское НГК месторождение										
Средняя юра	–	123,7	78,9	202,6	–	–	–	–		
Нижняя юра	–	85,7	65,0	150,6	–	–	–	–		
Всего	–	209,3	143,9	353,2	–	–	–	–		

* Горизонты группы Ю₁ (келловей-оксфорд).

ли переступит рубеж разведанных запасов 50–60 млн т обычной нефти (с нормальными добывными возможностями).

Безусловным нефтяным лидером в ЯНАО является Новопортовское НГК месторождение с запасами в гор. Ю₂ + Ю₃ 293/92,8 и 17,7/4,6 млн т (В + С₁ и С₂, геол./извл.), полностью разведанное по юре. В 2016 г. оно введено в эксплуатацию.

Последним из достаточно крупных «юрских» месторождений в НПТР было открыто Ярудейское с залежами нефти и газа в средней юре и только газа – в нижней. Вообще, для нижнеюрских горизонтов севера и НГЗК характерна именно газоносность (отсутствие промышленной нефти). Особенностью нижне-среднеюрской толщи является ее непромышленная газоносность в присводовых частях многих месторождений ниже гор. Ю₃ и до подошвы юры. Только когда нижнеюрские горизонты залегают на глубинах 2,5–2,8 км и менее, они обладают удовлетворительными коллекторскими свойствами, по крайней мере для газа, и дают притоки 50–150 тыс. м³/сут (против 5–30 тыс. м³/сут в жестких термодлинных условиях), пример – Бованенковское ГКМ, залежи гор. Ю₁₀–Ю₁₂ [7, 18, 23, 31–33].

На многих площадях севера (их более двухсот) песчано-алевролитовые горизонты ЮК оказались водоносными или «сухими».

Общие закономерности нефте- и газонакопления в породах юры

В пределах мегапровинции в целом наибольшим ареалом промышленной нефтегазоносности характеризуется среднеюрский подкомплекс (байос – бат – нижний келловей), залегающий под региональной покрывкой (келловей-баррем) в западной половине мегабассейна и под глинами нижневасюганской подсвиты в центрально-восточных районах. В зонах, где глинистая покрывка келловей-оксфорда утоняется до 5 м и менее, залежи УВ в гор. Ю₂ присутствуют редко или вообще отсутствуют (явный переток в гор. Ю₁) – на востоке СП, в западных и центральных районах Томской области, в Вахском районе, в восточной половине Пур-Тазовской области. В породах нижней юры лишь на редких площадях образовались и сохранились скопления УВ в силу генетических причин. Исключение составляет КЗН, где значительная часть запасов сосредоточена в шеркалинской пачке нижней юры руслового

и пролювиального генезиса с хорошими ФЕС [7, 23–25]. Интересна взаимозависимость нефтеносности верхнеюрских гор. Ю₁ и Ю₀, где развиты песчано-алевролитовые коллекторы верхневасюганской подсвиты и мощность разделяющих глин снижается до 10 м и менее: БС является «поставщиком» нефти в нижнее полупространство, и в ней нефтеносность отсутствует (фиксируется остаточная нефть в объеме свиты).

Региональной закономерностью изменения продуктивности песчано-глинистой части ЮК является полное насыщение нефтью и свободным газом всего пронизываемого разреза от подошвы абалакской и георгиевской свит до подошвы нижней юры и НГЗК в западной субмеридиональной части мегапровинции (Приуралье, ареал Красноленинского свода на западе Фроловской НГО, Бованенковское месторождение) и далее к востоку уменьшение мощности нефтегазонасыщенного разреза сначала до половины тюменской свиты, потом только до гор. Ю₂ + Ю₃, и практически полное исчезновение залежей нефти на Нижнеуртовском своде (ареал Самотлорского месторождения) и в Вахском районе. То же наблюдается и в НПТР, где на востоке региона в гор. Ю₂ сохраняются редкие, обычно средние по запасам залежи УВ (Русскореченское, Тазовское и др. месторождения). Такая избирательная продуктивность обусловлена литологическими и термобарогеохимическими условиями [9, 11, 29–31]. Точно так же с запада на восток и от СП на север увеличивается доля газовой компоненты в залежах ЮК вплоть до полного исчезновения нефти (см. рис. 1). На Ямале эта тенденция прослеживается с юга на север.

Нефтеносность БС в Салымском ареале СП – феномен не только Западно-Сибирского и российского, но и общемирового значения. Ничего подобного (в таких масштабах) в мире нет. Нефтегазоносная формация Баккен на севере США имеет и другое строение, и другие – меньшие – масштабы продуктивности. Именно БС – «рекордсмен» по числу комплексных исследований и научных публикаций (многие сотни статей и монографий, в том числе автора – 15) [7, 22, 26, 27 и др.]. Вместе с тем промышленная значимость БС для добычи нефти пока невелика: ежегодная добыча 500–700 тыс. т, накопленная добыча – менее 15 млн т, запасы по кат. А + В + С₁ + С₂ – 500 млн т (извл.).

В ЮК мегапровинции образовались пять полюсов УВ-накопления:

нефть:

- 1) Большой Салым (БС);
- 2) КЗН (нижняя-средняя юра);
- 3) Вахский район (верхняя юра);

нефть + газ:

- 4) Южно-Ямальский район (гор. Ю₂₋₃);

газ:

- 5) Бованенковская зона (вся проницаемая толща юры).

Как уже отмечалось, проблема распределения нефтеносности БС требует специальных исследований. Она выходит далеко за рамки настоящей статьи; разработки автора, в том числе последних лет, опубликованы. Отметим только, что БС – классическая битумогенерирующая, нефтематеринская толща, с которой связаны реальные ожидания в плане освоения нетрадиционной нефти в ЗСМП (битумонефти в мало- и среднепрогретых зонах СП при геотемпературах до 110–112 °С и скоплениях обычной и легкой нефти в высокопрогретых – 115–140 °С – зонах) [29, 31, 32].

Большинство открытых юрских месторождений на севере недоразведаны. К полностью разведанным (не требующим доразведки в стадии освоения) относятся 10 месторождений, преимущественно в южных районах НПТР: Харампурское, Вынгапурское, Вэнгяхинское, Новогоднее и др.

Для большинства открытых юрских залежей УВ, несмотря на бурение даже многих десятков глубоких скважин, отсутствуют достоверные общепринятые структурно-литолого-флюидальные модели, необходимые для начала их промышленного освоения. Это касается даже таких крупных юрских месторождений, как Бованенковское, Новопортовское, Уренгойское, Тазовское, Заполярное и др.

Газо- и особенно нефтепродуктивность юрских природных резервуаров в объеме залежей УВ определяется их коллекторским потенциалом. На глубинах более 3200–3300 м и при современных геотемпературах (СТ) более 103–107 °С добывные возможности верхне- и особенно среднеюрских залежей резко снижаются: по нефти менее 15–10 м³/сут, по газу – менее 100 тыс. м³/сут; а на глубинах более 3700–4000 м и при СТ более 110 °С: по нефти менее 5–3 м³/сут и по газу менее 30 тыс. м³/сут, т.е. становятся нерентабельными для разработки в современных условиях нефтегазодобычи.

Коллекторский потенциал пород васюганской и тюменской свит и их аналогов, от которого зависят добывные возможности УВ-скоплений, определяется как первично-фациальными, так и вторично-эволюционными условиями [7, 9, 11, 17, 22, 31–33]. Наиболее благоприятными для формирования УВ-скоплений и эволюционной сохранности природных резервуаров в объеме юры являются аллювиальные среднезернистые песчаники русловой подфации и прибрежно-морские песчаники баровых и авандельтовых фаций единичной мощностью однородных пластов более 10 м (аккумуляционная песчанность), погруженные на относительно небольшие глубины (менее 3500–3300 м, в геотермически малонапряженных зонах – менее 3800 м) в области СТ менее 110 °С (для ГК-скоплений) и 105 °С (для нефтесодержащих скоплений) и при катагенетической преобразованности МК₂¹–МК₃¹ (до уровня R° не более 1,05–1,10 %). В более жестких термоглубинных и катагенетических условиях в тонких пластах песчаников (менее 8–10 м), не говоря уже об алевритах, происходит «схлопывание» коллекторского пространства до нуля вследствие эпигенетических процессов и обычного гравитационного уплотнения, когда даже в центральной части пластов и линз песчаников не остается прослоев с гранично-удовлетворительными величинами ФЕС (по эмпирическим данным, 12 % и 0,3 мД).

Идеальным (в реальных условиях Севера) юрским природным резервуаром представляется сравнительно однородный протяженный пласт среднезернистого песчаника толщиной 10–20/15 м при СТ 85–105 °С и уровне катагенеза до 0,80–1,00 % (R°) на глубинах 2800–3200 м.

Наилучшие природные резервуары с относительно высоким коллекторским потенциалом развиты в келловее-оксфорде центральных, восточных и южных районов Пур-Тазовской НГО, в гор. Ю₂–Ю₃ восточных и северных районов Надым-Пурской и Гыданской НГО, на Нурминском мегавалу и Тамбейском своде Ямальской области. В базальных горизонтах юры и НГЗК удовлетворительный коллекторский потенциал можно ожидать на глубинах до 4200–4500 м и при СТ до 115–120 °С [11, 32, 33].

Состав и свойства юрских нефтей, конденсатов и свободных газов в залежах ЮК изучены

Таблица 4

Состав свободного газа характерных юрских залежей

Район	Месторождение	Горизонт	Глубина залегания, м	Стадия катагенеза	Состав УВ-газа				
					СН ₄	С ₂	С ₃	С ₄	N ₂ +CO ₂
Березовский	Березовское	П(J ₃)	1260–1320	ПК ₃	94,6	–	–	–	–
	Пунгинское	П(J ₃)	1750–1790	МК ₁ ¹	93,9	2,4	0,3	0,1	3,3
Томская обл.	Казанское	Ю ₁ (J ₃)	2300–2370	МК ₁ ²	88,5	3,5	2,4	1,1	4,5
НПТР	Уренгойское	Ю ₂	3750–3800	МК ₃ ¹	85,0	5,0	4,5	2,0	3,5
Ямал	Бованенковское	Ю ₂ –Ю ₃	2550–2700	МК ₂	88,3	4,5	3,1	1,6	2,6

подробно, обобщенные результаты приведены в ряде работ [4, 7, 22, 34, 35 и др.].

Состав свободного газа изменяется от метанового (СН₄ – 96–98 %) в Березовском районе (малообразованное – незрелое ОВ, протокатагенез ПК₃) до сложного в других районах (СН₄ – 72–94 %, тяжелые углеводородные газы – 5–15 % и более) (табл. 4).

Спектр изменения всех параметров нефтей ЮК широк и разнообразен (табл. 5). Здесь известны тяжелые, сернистые (плотностью 0,89–0,91 г/см³), средние (повсеместно) и легкие конденсатоподобные нефти в соответствии с генерационными условиями в материнских толщах. Юрские нефти Севера провинции – высококачественные: средние и легкие по плотности, мало- и бессернистые, с низким содержанием смол и особенно асфальтенов, средне-, высоко- и ультрапарафиновые (содержание парафина от 4 до 20 % и более), типично «континентальные-гумусовые» (неморские) по геохимическому облику.

Содержание легкого, алканового, бессернистого, парафинистого конденсата в газах среднеюрских ГК- и ГКН-залежей обычно не превышает 150–200 г/м³ и снижается от гор. Ю_{2,3} вниз по разрезу. В гор. Ю₁ Пур-Тазовской НГО установлены повышенные и высокие содержания конденсата (до 250 г/м³ и выше). Из низов юры получены притоки газа и газопроявления с малым содержанием жидких УВ (менее 30 г/м³).

Качественная оценка перспектив газонефтеносности пород верхнеюрского и ниже-среднеюрского подкомплексов с привлечением «работающих» прогностических параметров геотермического, литологического, дизъюнктивно-тектонического и эволюционно-динамического факторов позволила дифференцировать по площади распространения и разрезу юры земли высоко-, средне-, низкоперспективные и практически

бесперспективные с точки зрения нахождения (формирования и эволюционной сохранности) УВ-скоплений различной величины, фазового состояния и добывных возможностей [9, 11, 26, 29, 30, 32, 36, 37]. Наибольшими остаточными перспективами характеризуются центральные, восточные и северные районы Пур-Тазовской области, юго-западные районы Ямала и северо-восточная половина Гыдана, где наиболее продуктивные юрские горизонты Ю₁ и Ю_{2,3} погружены на глубины менее 3200–3300 м в область СТ менее 100–105 °С. Здесь ожидается открытие средних (до 30 млн т у.т.) и отдельных крупных по суммарным геологическим запасам «юрских» месторождений (до 50–70, редко до 100–120 млн т у.т.) 2–3-залежных (по вертикали), преимущественно типа ГКН и ГК, с содержанием конденсата 150–300 г/м³ (в гор. Ю₁ севера Пур-Тазовской области) и 90–200 г/м³ в гор. Ю₂ (повсеместно), преимущественно со средними по величине фоновыми дебитами газа (150–300 тыс. м³/сут) и жидких УВ (до 30–50 т/сут). В центрально-северных районах НПТР, Ямала и на юго-западе Гыдана ожидается открытие нескольких десятков средних (до 25–30 млн т у.т.) и множества – многих сотен – мелких (менее 10 млн т у.т.) ГК залежей с относительно редкими оторочками высокопарафиновых нефтей со среднепониженными добывными возможностями (как правило, менее 200–100 тыс. м³/сут и 30–20 т/сут). Центральные и западные районы Надым-Пурской области – ареал распространения в тюменской свите залежей типа Н и НК с низкими и нерентабельными притоками УВ (= нетрадиционные ресурсы нефти и газа) в плотных коллекторах; яркий пример – Лензитское Н-месторождение.

В начальный период разведки юры (1961–1980 гг.) многие специалисты необыкновенно высоко оценивали ее ресурсный потенциал и даже считали ЮК, особенно БС, важнейшей,

если не единственной, нефтегазоматеринской толщей в разрезе осадочного чехла [4, 28]. Однако последующие исследования опровергли столь радужные перспективы и показали, что условия аккумуляции и консервации УВ при огромных масштабах генерации УВ-газов и битумоидов все же не позволяют ожидать после 2020 г. новых крупных открытий в породах юры [7, 17, 31].

Переоценка величины и структуры начальных потенциальных ресурсов (НПР) УВ мегапровинции в целом, отдельных областей и ЮК (в том числе на региональном и областном уровнях) проводятся коллективами научно-исследовательских институтов Москвы и Тюмени начиная с 1978 г. Автор вместе с В.И. Ермаковым, Т.В. Гудымовой и др. участвовал в переоценке ресурсов УВ Западной Сибири по состоянию на 1 января 1988 г., 1993 г., 2002 г., 2009 г., 2014 г. [9, 11, 16, 36]. В период 1989–2002 гг. оценки газового потенциала ЮК по суше изменялись в интервале от 6,8 (7,4 вместе с НГЗК) до 8,9 трлн м³ по расчетам ВНИИГАЗа разных лет и до 12,7 трлн м³ (согласно официальной оценке НПР газа в 2002 г.). Большинство предыдущих оценок традиционных ресурсов газа по юре ЯНАО, полученных геологическими и экспертными методами, укладывались в интервал от 7,0 до 10,0 трлн м³. Последние авторские оценки приведены ниже (табл. 6–8).

НПР нефти ЮК южных районов Тюменской обл. оцениваются в 2,2 млрд т, ТАО – 3,1 млрд т, Новосибирской и Омской обл. – 0,8 млрд т, в сумме по южным областям мегапровинции – 6,1 млрд т (геол.).

Всего традиционные НПР свободного газа и нефти в ЮК суши и шельфа оцениваются в 56 млрд т у.т. (геол.), но с учетом извлекаемых ресурсов БС, а вместе с попутным газом и конденсатом – около 62 млрд т у.т. (геол.). Это составляет приблизительно ¼ общего УВ-потенциала ЗСМП.

Будущее юрского комплекса

Центральные, южные, западные и юго-восточные области (ХМАО, юг Тюменской обл., Томская, Омская, Новосибирская области). Неоткрытая часть нефтяного потенциала нижне-среднеюрской толщи в старых районах разведки и нефтедобычи далеко еще не исчерпана. Предстоит открыть и разведать большое число нефтяных залежей как в кровельных, так

Таблица 5
Физико-химические свойства и состав юрских нефтей наиболее характерных месторождений Западной Сибири

Административная область	НГО	Месторождение	Продуктивный горизонт, возраст пород	Плотность, г/см ³	Содержание нефти, % масс.				Фациально-генетическая группа
					парафины	сера	смолы	асфальтены	
ХМАО	Среднеобская	Сальмское	Ю ₀ (верхняя юра, БС)	0,842	4	0,33	3,7	0,6	Сапропелево-морская
ХМАО	Востоганская	Сев.-Хохряковское	Ю ₁ (верхняя юра)	0,852	17	0,15	6,7	0,8	Гумусовая континентальная
ХМАО	Фроловская	Ем-Егловское	Ю ₂₋₃ (средняя юра)	0,838	4,9	0,26	3,4	0,3	Сапропелево-Гумусовая континентальная (озерная)
ЯНАО	Надым-Пурская	Уренгойское	Ю ₂	0,824	6,0–7,0	0,08	1,66	0,3	Сапропелево-Гумусовая континентальная
ЯНАО	Пур-Газовская	Харампурское	Ю ₁ (верхняя юра)	0,84	4,9	0,14	3	0,2	Гумусово-сапропелевая морская
ЯНАО	Пур-Газовская	Геологическое	Ю ₂ (средняя юра)	0,82	13,8	0,12	2	0,1	Гумусовая континентальная
ЯНАО	Надым-Пурская	Лензитское*	Ю ₂₋₄ (средняя юра)	0,807	3,6	0,03	0,6	Следы	Сапропелево-Гумусовая континентальная (трансформированная)
ЯНАО	Ямальская	Новопортовское	Ю ₂₋₆ (тюменская свита)	0,832–0,871	5,43–11,74	0,02–0,21	2,0–5,73	0,07–1,06	Гумусовая континентальная

* Термодегрированная нефть.

Таблица 6

**Традиционные ресурсы газа и нефти юрских отложений северных областей
Западной Сибири по состоянию на 01.01.2014 – суша и шельф
(оценки В.А. Скоробогатова, Д.А. Соина и др., 2015 г.)**

Подкомплекс юры	Газ, млрд м ³	Нефть, млн т (геол./извлек.)
Верхнеюрский (баженовский)	0,0	* / 140
Верхнеюрский (васюганская и сиговская свиты)	762,8	1435,9 / 457,3
Среднеюрский	8066,6	5217,9 / 1611,5
Нижнеюрский	2376,8	999,4 / 299,8
Итого	11206	7653 / 2508

* Оценивать геологические ресурсы БС некорректно.

Таблица 7

**Структура запасов и ресурсов свободного газа Западно-Сибирской мегапровинции
по нефтегазоносным подкомплексам юры (суша и шельф)
(по состоянию на 01.01.2014), млрд м³**

Подкомплекс	Q	A + B + C ₁	C ₂	C ₃ + D	НПР
Верхнеюрский (васюганская и сиговская свиты)	157	377	182	644	1360
Среднеюрский	3	580	1503	6160	8246
Нижнеюрский	0	29	125	2286	2440
Доюрский (НГЗК, триас, палеозой)	1	60	53	5026	5140
Итого	161	1045	1863	14117	17186

Таблица 8

**Структура запасов и ресурсов нефти ХМАО
(по состоянию на 01.01.2014), млн т (геол./извлек.)**

Подкомплекс, толща	Запасы*			Ресурсы*	НПР*
	Q	A + B + C ₁	C ₂	C ₃ + D	
Верхнеюрский (келловей-оксфорд, гор. П+Ю ₁)	1090,0	4380,0/1097,6	1110,0/333,0	1000,0/300,0	7580,0/2820,6
Среднеюрский (гор. Ю ₂ –Ю ₈)	140,0	3990,0/758,1	5850,0/1462,5	4740,0/948,0	14720,0/3308,6
Нижнеюрский (Ю ₉ –Ю ₁₂)	120,0	890,0/178,0	410,0/102,5	1350,0/337,5	2770,0/738,0
НГЗК + триас + палеозой	20,0	380,0/76,0	150,0/37,5	1650,0/330,0	2200,0/463,5
Всего	1370	9640,0/2110	7520/1936	8740/1916	27270*/7331
Кроме того, БС** (гор. Ю ₀ , ЮК ₁)	10	*/300	*/250	*/2240	*/2800

* Без запасов и ресурсов.

** Извлекаемые запасы и ресурсы обычной нефти БС / без битумо нефти.

и в базальных горизонтах тюменской свиты на дальних склонах сводов, мегавалов и во впадинах, в частности во Фроловской и Юганской впадинах, Колтогорском мегапрогибе, в диапазоне крупности 0,1–30/40 млн т (извлек.), в том числе крупнее 20 млн т будут, скорее всего, уже редкие открытия. То же относится и к НГЗК (типа Ханты-Мансийского, Северо-Варьганского, Урманского и др. месторождений). В гор. Ю₁ неоткрытыми остаются несколько десятков месторождений крупностью менее 5 млн т (извлек.) каждое. Общий ожидаемый прирост запасов нефти оценивается в 0,8–1,0 млрд т и свободного

газа до 200 млрд м³ (за период 2017–2050 гг. всеми компаниями-операторами). Всего предстоит открыть не менее 100–120 месторождений в ЮК и зоне контакта.

В Томской и других южных областях возможны открытия только мелких (менее 3 млн т у.т.) месторождений УВ в породах юры в центрально-южных районах (левобережье р. Оби), в НГЗК в ареале Нюрольской впадины – мелких и трех-четырёх средних по запасам (5–10 млн т у.т.) [5, 19].

Северные области. В НПТР после 2002 г. последовал ряд достаточно крупных открытий УВ-сырья (преимущественно

в гор. Ю₂–Ю₃) типа ГК/ГКН на Песцовом, Ямбургском (с Харвутинской площадью), Ярудейском месторождениях, однако более 80 % числа выявленных крупных и средних по размерам локальных поднятий в НПТР до гор. Ю₂₋₃ уже разбурены по кровельным горизонтам, что можно было открыть – открыли, а на дальних склонах крупных положительных структур, во впадинах и прогибах вся песчано-алевролитовая часть разреза ЮК водоносна, поэтому ждать чего-либо крупного в центральных районах и на востоке региона не приходится. Кроме того, на интервал разреза ниже гор. Ю₃–Ю₄ приходится термоглубинная граница резкого ухудшения ФЕС коллекторов (газ и нефть в плотных резервуарах – нетрадиционные ресурсы УВ) [7, 22, 31, 32]. Возможны открытия новых месторождений УВ преимущественного ГК-типа на юго-западе Ямала и в восточной части Гыдан-Енисейского междуречья крупностью до первых десятков тонн условного топлива. Перспективны также

окраинные части Южно-Карской области вне установленной Харасавэй-Карской термоаномалии.

В северных и арктических областях в предстоящие три десятилетия общий прирост разведанных запасов ЮК, по экспертной оценке автора, составит до 6,5 трлн м³ газа и до 3,5/1,0 млрд т нефти (геол./извлек.).

Западно-Сибирская мегапровинция начиналась с юры и НГЗК в Березовском и Шаимском районах. Без всяких сомнений, открытием и разведкой небольших залежей УВ в низах юры и в зоне контакта она и закончится где-то во второй половине XXI в. и где-то на шельфе в связи с практически полным исчерпанием к 2050 г. прогнозных ресурсов УВ на суше Западной Сибири (переводом НПР газа и нефти в начальные открытые запасы).

Тем не менее юра Западной Сибири останется в XXI в. стратегическим мегаобъектом геологоразведки и добычи нефти и газа по продолжительности и значимости работ.

Список литературы

1. Васильев В.Г. Перспективы поисков газовых месторождений в угленосных толщах Советского Союза: тематич. науч.-тех. обзор / В.Г. Васильев, Н.Д. Елин и др. – М.: ВНИИЭГазпром, 1971. – 59 с. – (Геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений).
2. Васильев В.Г. Газовые и газоконденсатные месторождения: справ. / В.Г. Васильев, В.И. Ермаков, И.П. Жабрев и др.; под ред. И.П. Жабрева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1983. – 375 с.
3. Гурари Ф.Г. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири / Ф.Г. Гурари, И.Ф. Гурари // Геология нефти и газа. – 1974. – № 5. – С. 36–40.
4. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 697 с.
5. Скоробогатов В.А. Перспективы газоносности южных районов Томской области / В.А. Скоробогатов // Тр. ВНИИГАЗа. – М.: Недра, 1975. – Вып. 47/55. – С. 48–53.
6. Гурари Ф.Г. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижне-среднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты / Ф.Г. Гурари, А.Е. Еханин // Геология нефти и газа. – 1987. – № 10. – С. 19–26.
7. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
8. Ермаков В.И. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных отложениях / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1984.
9. Ермаков В.И. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири: обзорная инф. / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев. – М.: Геоинформмарк, 1997. – 134 с. – (Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья).
10. Сурков В.С. Залежи углеводородов в нижней-средней юре Обь-Иртышской нефтегазоносной области Западной Сибири / В.С. Сурков, Ф.Г. Гурари, В.П. Девятков и др. // Геология и геофизика. – 1995. – № 6. – С. 60–69.
11. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.

12. Скоробогатов В.А. Юрский нефтегазоносный комплекс Западной Сибири: запасы, ресурсы, будущее / В.А. Скоробогатов, Н.Ю. Юферова, Л.В. Строганов // *Материалы научно-практической конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна»*. Ч. 1. – Тюмень, 2004. – С. 98–120.
13. Ясович Г.С. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских отложений Западной Сибири / Г.С. Ясович, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова // *Геология нефти и газа*. – 1987. – № 9. – С. 23–28.
14. Гурари Ф.Г. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф.Г. Гурари, В.П. Девятков, В.И. Демин и др. – Новосибирск: Наука: СНИИГГиМС, 2005. – 156 с.
15. Нестеров И.И. Основные особенности изменения фазового состояния углеводородных флюидов в залежах юрских отложений на севере Западно-Сибирской равнины / И.И. Нестеров, В.В. Потереева, А.Г. Потереев и др. // *Тр. ЗапСибНИИГНИ*. – Вып. 100: Пути повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ Западной Сибири. – 1975. – С. 24–25.
16. Ермаков В.И. Термоглубинные условия газонефтеносности юрских отложений северных районов Западной Сибири / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // *Геология нефти и газа*. – 1988. – № 11. – С. 17–22.
17. 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.
18. 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.
19. Гудымова Т.В. Потенциальные ресурсы углеводородов Томской области и перспективы их освоения / Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов // *Материалы Юбилейной научно-практической конференции «Проблемы и пути эффективного освоения минерально-сырьевых ресурсов Сибири и Дальнего Востока»*. – Томск: Востокгазпром, 2000. – С. 156–160.
20. Скоробогатов В.А. Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скоплений газа и нефти в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев, В.А. Фомичев // *Прогноз газосносности России и сопредельных стран*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 112–131.
21. 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 районов России*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19). – С. 8–26.
22. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недрра, 2014. – 284 с.
23. Карогодин Ю.Н. О связи нефтегазоносности с палеореками на примере Красноленинского района Западной Сибири / Ю.Н. Карогодин // *Докл. АН СССР*. – 1966. – № 4. – С. 508–511.
24. Конторович А.Э. Геология и условия формирования гигантской Талинской зоны газонефтеносности в континентальных отложениях нижней юры (Западная Сибирь) / А.Э. Конторович, С.А. Афанасьев и др. // *Геология и геофизика*. – СО АН, 1995. – Т. 36. – № 6. – С. 5–28.
25. Скоробогатов В.А. Условия нефтеносности в Красноленинской зоне (Западная Сибирь) / В.А. Скоробогатов // *Советская геология*. – 1984. – № 9. – С. 3–13.
26. Скоробогатов В.А. Условия формирования углеводородных скоплений в верхнеюрских отложениях центральных и северных районов Западной Сибири / В.А. Скоробогатов // *Геология нефти и газа*. – 1980. – № 11. – С. 25–32.
27. Скоробогатов В.А. Некоторые критерии перспектив нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, С.Г. Краснов // *Геология нефти и газа*. – 1984. – № 3. – С. 15–19.
28. Наливкин В.Д. Роль процессов преобразования органического вещества и нефтей в распределении нефтяных и газовых залежей Западной Сибири / В.Д. Наливкин, Г.П. Евсеев, Н.А. Зеличенко и др. // *Геология нефти и газа*. – 1969. – № 9. – С. 6–12.

29. Жбаков В.А. Прогнозные ресурсы углеводородов юго-востока Пур-Газовской области Западной Сибири и перспективы их изучения и освоения до 2030 года / В.А. Жбаков, В.А. Скоробогатов, Б.Л. Урасинов // *Материалы I Международной научно-практической конференции ЦПКК 26–27 ноября 2007 г. «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения»*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2007. – С. 60–62.
30. Пятницкая Г.Р. Перспективы газонефтеносности восточных районов Пур-Газовской области Западной Сибири / Г.Р. Пятницкая, А.М. Радчикова, В.В. Рыбальченко // *Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. тр.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 12–21.
31. Скоробогатов В.А. Ресурсы газа в низкопроницаемых коллекторах осадочных бассейнов России и перспективы их промышленного освоения / В.А. Скоробогатов, В.А. Кузьминов, Л.С. Салина // *Газовая промышленность*. – 2012. – Спецвыпуск: Нетрадиционные ресурсы нефти и газа. – С. 43–47.
32. Соин Д.А. Термобарические условия газонефтеносности северных районов Западной Сибири (суша и шельф) / Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов // *Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 59–65.
33. Шемин Г.Г. Критерии и результаты оценки перспектив нефтегазоносности нижней юры Надым-Тазовского междуречья Западно-Сибирской НГП / Г.Г. Шемин, А.Ю. Нехаев, В.О. Красавчиков и др. // *Геология и геофизика*. – СО РАН, 2002. – Т. 43. – № 12. – С. 1107–1123.
34. Виноградова Т.А. Геохимические особенности нефтегазоносности юрских отложений севера Западной Сибири / Т.А. Виноградова, С.А. Пуанова // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2004. – № 7. – С. 31–37.
35. 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. 18–25.
36. Ермаков В.И. Прогноз газонефтеносности меловых и юрских отложений и стратегия развития поисково-разведочных работ на севере Западной Сибири / И.В. Ермаков, В.А. Скоробогатов // *50 лет газопроводу Саратов – Москва: юбилейный сб. науч. тр.* – М., 1996. – Т. 2 – С. 24–32.
37. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.

Jurassic productive complex of Western Siberia: past, present and future

V.A. Skorobogatov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyecktiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Western-Siberian oil-gas-bearing megaprovince (WSMP) started in 1953 from a gas blowout in Berezovskaya key well (a deposit in a zone of Jurassic sediments contact with weathered foundation rocks). First oil of WSMP was also acquired from the Lower-Jurassic sediments in Kolpashevskaya key well in 1954.

The Jurassic lithologic-stratigraphic complex (JC) is the most complicated by structure and the most heavy (from 0,3 to 1,8 km) WSMP complex: it includes a sandy-argillitic thickness of Lower-Middle-Jurassic Tyumen suite (horizons J_2 – J_{10}), Callovian-Oxfordian sandy-aleurolite sediments (hor. J_1), and argillitic sediments of Bazhenovo thickness (Volgian Stage, hor. J_0).

Up to 2016 902 hydrocarbon fields were discovered within WSMP, including 350 ones with Jurassic deposits. The WSMP JC has 5 poles of accumulation of hydrocarbons. Most of deposits were found in Tyumen suite and its analogs (624 deposits at 210 fields), and in Bazhenovo suite (BS) (80 oil deposits). The greatest initial open oil reserves are concentrated in a Lower-Middle Jurassic sub-complex at the central and northern areas of the named megaprovince ($17,6 \cdot 10^9$ t, geol.), the smallest initial reserves are in BS ($0,6 \cdot 10^9$ t, recov.). In northern areas the initial oil reserves amount to $2 \cdot 10^9$ t, and free-gas reserves run to $2,3 \cdot 10^{12}$ m³. Oil production is being realized at many fields in the central and western regions of the WSMP, but in the north only at Kharampurskoye field from J_1 horizon of Vasyugan suite (cumulative production equals to $34,5 \cdot 10^6$ t). Production started from Tumen suite

at Novoportovskoye field (Yamal). In spite of many exploratory and prospecting wells being drilled, at 220 northern sites the Jurassic horizons were found not productive due to low reservoir potential of Jurassic sandstones and especially aleurolites (permeability is not higher than 0,2 mD).

The amount of initial traditional JC resources was estimated like $62 \cdot 10^9$ t of equivalent fuel. This is nearly $\frac{1}{4}$ of the total hydrocarbon potential of Earth.

Keywords: gas, oil, Western-Siberian oil-gas-bearing magaprovince, Jurassic complex, hydrocarbon potential.

References

- VASILYEV, V.G., N.D. YELIN et al. *Outlooks for search of gas fields in carbon-bearing thicknesses of the Soviet Union* [Perspektivy poiskov gazovykh mestorozhdeniy v ugleonosnykh tolshchakh Sovetskogo Soyuza]. Series: Geology, surveying and development of gas and gas-condensate fields: tech. review [Geologiya, razvedka i razrabotka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: VNIIEgazprom Publishers, 1971. (Russ.).
- VASILYEV, V.G., V.I. YERMAKOV, I.P. ZHABREV et al. *Gas and gas-condensate fields* [Gazovyye i gazokondensatnyye mestorozhdeniya]: ref. book. 2nd ed., revised. Moscow: Nedra, 1983. (Russ.).
- GURARI, F.G. and I.F. GURARI. Forming of oil deposits in Bazhenovo suite argillites of Western Siberia [Formirovaniye zalezhey nefi v argillitakh bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya nefi i gaza*. 1974, no. 5, pp. 36–40. ISSN 0016-7894. (Russ.).
- KONTOROVICH, A.E., I.I. NESTEROV, F.K. SALMANOV et al. *Oil and gas geology of Western Siberia* [Geologiya nefi i gaza Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Nedra, 1975. (Russ.).
- SKOROBOGATOV, V.A. Outlooks for gas bearing in southern areas of Tomsk Region [Perspektivy gazonosnosti yuznykh rayonov Tomskoy oblasti]. In: *Proc. of VNIIGAZ*. Moscow: Nedra, 1975, iss. 47/55, pp. 48–53. (Russ.).
- GURARI, F.G. and A.Ye. YEKHANIN. *Patterns for location of hydrocarbon deposits in Lower and Middle Jurassic sediments of Western-Siberian plate* [Zakonomernosti razmeshcheniya uglevodorodnykh zalezhey v nizhne-sredneyurskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy plity]. *Geologiya nefi i gaza*. 1987, no. 10, pp. 19–26. ISSN 0016-7894. (Russ.).
- YERMAKOV, V.I. and V.A. SKOROBOGATOV. *Thermal field and oil-gas-bearing capacity of young plates in USSR* [Teplovoye pole i neftegazonosnost molodykh plit SSSR]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
- YERMAKOV, V.I. and V.A. SKOROBOGATOV. *Generation of hydrocarbon gases in carbon- and sub-carbon-bearing sediments* [Obrazovaniye uglevodorodnykh gazov v ugleonosnykh i subugleonosnykh otlozheniyakh]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
- YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV and N.N. SOLOVYEV. *Geological-geochemical and tectonic factors of forecast for gas presence at the north of Western Siberia* [Geologo-geokhimicheskiye i tektonicheskiye factory prognoza gazonosnosti severa Zapadnoy Sibiri]: review. Series: Geology, methods of search, surveying and estimation of raw fuel fields [Geologiya, metody poiskov, razvedki i otsenki mestorozhdeniy toplivno-energeticheskogo syrya]. Moscow: Geoinformmark, 1997. (Russ.).
- SURKOV, V.S., F.G. GURARI, V.P. DEVIYATOV et al. Lower-Middle-Jurassic hydrocarbon deposits in Ob-Irtysh oil-gas-bearing region of Western Siberia [Zalezhi uglevodorodov v nizhney-sredney yure Ob-Irtyshskoy neftegazonosnoy oblasti Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya i geofizika*. 1995, no. 6, pp. 60–69. ISSN 0016-7886. (Russ.).
- SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV and V.D. KOPEYEV. *Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal* [Geologicheskoye stroyeniye i gazoneftenosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003. (Russ.).
- SKOROBOGATOV, V.A., N.Yu. YUFEROVA and L.V. STROGANOV. Jurassic oil-gas-bearing complex of Western Siberia: reserves, resources, future [Yurskiy neftegazonosnyy kompleks Zapadnoy Sibiri: zapasy, resursy, budushcheye]. In: *Geology and oil-gas-bearing of Western-Siberian megabasin* [Geologiya i neftegazonosnost Zapadno-Sibirskogo megabasseyna]: proc. of the sci.-practical conference. Tyumen, 2004, pt. 1, pp. 98–120. (Russ.).
- YASOVICH, G.S., A.G. MUKHER, G.P. MYASNIKOVA. Conditions of forming and prospects for oil-gas-bearing capacity of Lower-Jurassic sediments in Western Siberia [Usloviya formirovaniya i perspektivy neftegazonosnosti nizheyurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya nefi i gaza*. 1987, no. 9, pp. 23–28. ISSN 0016-7894. (Russ.).
- GURARI, F.G., V.P. DEVIYATOV, V.I. DEMIN et al. *Geological structure and oil-gas-bearing capacity of Lower-Middle Jurassic deposits of Western-Siberian province* [Geologicheskoye stroyeniye i neftegazonosnost nizney-sredney yury Zapadno-Sibirskoy provintsii]. Siberian Scientific-Research Institute of Geology, Geophysics and Natural Resources. Novosibirsk: Nauka, 2005. (Russ.).
- NESTEROV, I.I., V.V. POTEREYEVA, A.G. POTEREYEV et al. Main features of modifications in hydrocarbon fluids' phases within Jurassic deposits at the north of Western-Siberian Plain [Osnovnyye osobennosti izmeneniya fazovogo sostoyaniya uglevodorodnykh fluidov v zalezhakh yurskikh otlozheniy na severe Zapadno-Sibirskoy ravniny]. In: *Proc. of ZapsibNIIGNI*. Tyumen: ZapsibNIIGNI, 1975, iss. 100:

- Ways to increase efficacy of geological oil and gas prospecting at Western Siberia [Puti povysheniya effektivnosti geologorazvedochnykh работ nan eft i gaz Zapadnoy Sibiri], pp. 24–25. (Russ.).
16. YERMAKOV, V.I. and V.A. SKOROBOGATOV. Thermal hypogene conditions for gas-oil-bearing capacity of Jurassic deposits in northern regions of Western Siberia [Termoglubinnyye usloviya gazoneftenosnosti uyrskikh otlozheniy severnykh rayonov Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya nefi i gaza*. 1988, no. 11, pp. 17–22. ISSN 0016-7894. (Russ.).
 17. SKOROBOGATOV, V.A. Genetic reasons for unique gas-and-oil-bearing capacity of Cretaceous and Jurassic deposits in Western-Siberian province [Geneticheskiye prichiny unikalnoy gazo- i neftenosnosti melovykh i uyrskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy provintsii]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2003, no. 8, pp. 8–14. ISSN 2413-5011. (Russ.).
 18. SKOROBOGATOV, V.A. and Yu.B. SILANTYEV. *Gigantic gas-bearing fields of the World: patterns of distribution, conditions for origination, reserves, outlooks for new discoveries* [Gigantskiye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya mira: zakonomernosti razmeshcheniya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
 19. GUDYMOVA, T.V. and V.A. SKOROBOGATOV. Potential hydrocarbon resources of Tomsk region and prospects for their development [Potentsialnyye resursy uglevodorodov Tomskoy oblasti i perspektivy ikh osvoyeniya]. In: *Proc. of Jubilee scientific-practical conference "Issues and ways for efficient mastering of mineral resources in Siberia and at the Far East"* ["Problemy i puti effektivnogo osvoyeniya mineralno-syryevykh resursov Sibiri i Dalnego Vostoka"]. Tomsk: Vostokgazprom, 2000, pp. 156–160. (Russ.).
 20. SKOROBOGATOV, V.A., N.N. SOLOVYEV, V.A. FOMICHEV. Role of faults in origination, evolution and destruction of gas and oil agglomerations in a sedimentary cover of northern and south-eastern areas of Western Siberia [Rol razlomov v formirovanii, evolutsii i razrushenii skopleniy gaza i nefi v osadochnom chekhle severnykh i yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri]. In: *Forecast of gas presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossii i sopredelnykh stran]: collect. bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 112–131. (Russ.).
 21. SKOROBOGATOV, V.A. Research and development of the hydrocarbons potential of the soils of the Western Siberian sedimentary megabasin: results and perspectives [Izucheniye i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala nedr Zapadno-Sibirskogo osadochnogo megabasseyna: Itogi i perspektivy]. *Vesti gazovoy nauki*. Resource support problems of Russian oil-producing regions [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 3(19), pp. 8–26. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 22. GULEV, V.L., N.A. GAFAROV, V.I. VYSOTSKIY et al. *Alternative resources of gas and oil* [Netraditsionnyye resursy gaza i nefi]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).
 23. KAROGODIN, Yu.N. About relation of oil-gas presence with paleorivers on example of Krasnoleninskiy region of Western Siberia [O svyazi neftegazonosnosti s paleorekami na primere Krasnoleninskogo rayona Zapadnoy Sibiri]. *Doklady AN SSSR*. 1966, no. 4, pp. 508–511. (Russ.).
 24. KONTOROVICH, A.E., S.A. AFANASYEV et al. Geology and provisions for origination of gigantic Tal zone of gas-oil accumulation in continental Lower Jurassic sediments (Western Siberia) [Geologiya i usloviya formirovaniya gigantskoy Talinskoy zony gazoneftnakopleniya v kontinentalnykh otlozheniyakh nizney yury (Zapadnaya Sibir. *Geologiya i geofizika*. 1995, vol. 36, no. 6, pp. 5–28. ISSN 0016-7886. (Russ.).
 25. SKOROBOGATOV, V.A. Provisions for oil accumulation in Kasnoleninskaya zone (Western Siberia) [Usloviya neftenakopleniya v Krasnoleninskoy zone (Zapadnaya Sibir)]. *Sovetskaya geologiya*. 1984, no. 9, pp. 3–13. (Russ.).
 26. SKOROBOGATOV, V.A. Provisions for origination of hydrocarbon agglomerations in Upper Jurassic sediments at the central and northern areas of Western Siberia [Usloviya formirovaniya uglevodorodnykh skopleniy v verkhneyurskikh otlozheniyakh tsentralnykh i severnykh rayonov Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya nefi i gaza*. 1980, no. 11, pp. 25–32. ISSN 0016-7894. (Russ.).
 27. SKOROBOGATOV, V.A. and S.G. KRASNOV. Some criteria for prospecting oil presence in Bazhenovo suite at Western Siberia [Nekotoryye kriterii perspektiv neftenosnosti bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya nefi i gaza*. 1984, no. 3, pp. 15–19. ISSN 0016-7894. (Russ.).
 28. NALIVKIN, V.D., G.P. YEVSEYEV, N.A. ZELICHENKO et al. Role of organic matter and oils' transformations in distribution of oil and gas deposits of Western Siberia [Rol processov preobrazovaniya organicheskogo veshchestva i neftey v raspredelenii neftyanykh i gazovykh zalezhey Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya nefi i gaza*. 1969, no. 9, pp. 6–12. ISSN 0016-7894. (Russ.).
 29. ZHBAKOV, V.A., V.A. SKOROBOGATOV, B.L. URASINOV. Expected hydrocarbon resources at south-east of Pur-Taz region of Western Siberia and outlooks for their studying and development up to 2030 [Prognoznyye resursy uglevodorodov yugo-vostoka Pur-Tazovskoy oblasti Zapadnoy Sibiri i perspektivy ikh izucheniya i osvoyeniya do 2030 goda]. In: *World resources and reserves of gas and promising techniques for their mastering* [Mirovyeye resursy i zapasy gaza i perspektivnyye tekhnologii ikh osvoyeniya]: proc. of I Int. sci.-practical conf., 26–27 November, 2007. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2007, pp. 60–62. (Russ.).
 30. PYATNITSKAYA, G.R., A.M. RADCHIKOVA and V.V. RYBALCHENKO. Prospects for gas-oil presence in the eastern areas of Pur-Taz region in Western Siberia [Perspektivy gazoneftenosnosti vostochnykh rayonov Pur-Tazovskoy oblasti Zapadnoy Sibiri]. In: *Issues of resource provision for gas-producing*

- regions of Russia up to 2030* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g.]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 12–21. (Russ.)
31. SKOROBOGATOV, V.A., V.A. KUZMINOV, L.S. SALINA. Gas resources in low-permeable reservoirs of sedimentary basins in Russia and prospects for their industrial development [Resursy gaza v nizkopronitsayemykh kollektorakh osadochnykh basseynov Rossii i perspektivy ikh promyshlennogo osvoyeniya]. *Gazovaya promyshlennost*. 2012, spec. iss.: Alternative oil and gas resources [Netraditsionnyye resursy nefti i gaza], pp. 43–47. ISSN 0016-5581. (Russ.).
 32. SOIN, D.A. and V.A. SKOROBOGATOV. Pressure and temperature conditions of gas-and-oil occurrence of northern regions of Western Siberia (land and shelf) [Termobaricheskiye usloviya gazoneftnosnosti severnykh rayonov Zapadnoy Sibiri (susha i shelf)]. *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g.]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 5(16), pp. 59–65. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 33. SHEMIN, G.G., A.Yu. NEKHAYEV, V.O. KRASAVCHIKOV et al. Criteria and results of prospecting oil and gas presence in Lower-Jurassic sediments of Nadym-Taz interfluvium at Western-Siberian oil-gas-bearing province [Kriterii i rezultaty otsenki perspektiv neftegazonosnosti nizhney yury Nadym-Tazovskogo mezhdurechya Zapadno-Sibirskoy NGP]. *Geologiya i geofizika*. 2002, vol. 43, no. 12, pp. 1107–1123. ISSN 0016-7886. (Russ.).
 34. VINOGRADOVA, T.A. and S.A. PUNANOVA. Geochemical features of oil-gas presence in Jurassic sediments at north of Western Siberia [Geokhimicheskiye osobennosti neftegazonosnosti yurskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2004, no. 7, pp. 31–37. ISSN 2413-5011. (Russ.).
 35. KANANYKHINA, O.G. and V.A. SKOROBOGATOV. Issues of oil-gas presence at the Yamal-Kara areal of lands and shelf (Western-Siberian megaprovince) [Problemy neftenosnosti Yamalo-Karskogo areala sushy i shelfa (Zapadno-Sibirskaya megaprovinciya)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2016, no. 9, pp. 18–25. ISSN 2413-5011. (Russ.).
 36. YERMAKOV, V.I. and V.A. SKOROBOGATOV. Forecast for gas-oil-bearing capacity of Cretaceous and Jurassic sediments and strategy for development of surveys at north of Western Siberia [Prognoz gazoneftnosnosti melovykh i yurskikh otlozheniy i strategiya razvitiya poiskovo-razvedochnykh rabot na severe Zapadnoy Sibiri]. In: *Fifty years of the Saratov–Moscow gas main* [50 let gazoprovodu Saratov – Moskva]: jubilee collected sci. papers. Moscow, 1996, vol. 2, pp. 24–32. (Russ.).
 37. 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.).