

УДК 553.98:622.279

Запасы, ресурсы и перспективы промышленного освоения ачимовского газонефтеносного комплекса севера Западной Сибири

Е.С. Давыдова¹, Г.Р. Пятницкая¹, В.А. Скоробогатов^{1*}, Д.А. Соин¹

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: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье приводятся данные об изученности, геологическом строении и нефтегазоносности ачимовской песчано-глинистой толщи (АТ) берриас-валанжинского возраста на севере Западной Сибири. Подробно рассмотрены вопросы размещения запасов углеводородных скоплений в объеме АТ, термобарические условия флюидальной системы, физико-химические свойства и состав свободного газа, конденсата и нефти ачимовских залежей, геохимические особенности и катагенез органического вещества. Проведен ретроспективный анализ оценок величины и структуры начальных потенциальных ресурсов углеводородов ачимовских резервуаров в северных и арктических областях Западно-Сибирской мегапровинции.

За 65 лет изучения геологического строения и освоения углеводородного потенциала (УВП) недр Западно-Сибирской молодой плиты и одноименных осадочного мегабассейна и нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП) во всех областях суши пробурены около 19500 параметрических, поисковых и разведочных скважин и открыты 915 месторождений углеводородов (УВ) различной величины (по геологическим и извлекаемым запасам) и разного фазового состояния (нефтяных – Н, газовых – Г, газоконденсатных – ГК, смешанных – НГК/ГКН/НГ/ГН). На начало 2019 г. начальные разведанные запасы свободного газа (СГ) достигли 53,6 трлн м³, а с учетом запасов кат. В₂+С₂ – 70,0 трлн м³, нефти – соответственно 24,7 и 31,3 млрд т (извлеч.), конденсата – соответственно 1,6 и 2,9 млрд т.

Газонефтеносные, преимущественно и исключительно газоносные области, районы и зоны приурочены к северной части ЗСМП в пределах Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей (НГО) в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО); нефтеносными и нефтегазоносными являются Среднеобская, Фроловская и Каймысовская НГО в Ханты-Мансийском округе (ХМАО) и Томской области. На шельфе Карского моря, в Обской и Тазовской губах открыты 9 месторождений Г и ГК типов и два, вероятно, ГН и НГК.

Особенностям геологического строения мезозойских и кайнозойских осадочных толщ в диапазоне средний триас-плиоцен общей мощностью на севере мегапровинции 3,5...7,8 км посвящено много публикаций, в том числе и авторов настоящей работы [1–5 и др.]. Большое число работ опубликовано по апт-альб-сеноманскому, неокоскому и юрскому продуктивным песчано-глинистым литолого-стратиграфическим комплексам Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР), Ямала и Гыдана. Проблемам геологического строения и нефтегазоносности песчано-глинистой ачимовской толщи (АТ) берриас-валанжинского возраста посвящено относительно немного работ – менее 50, при этом в большинстве из них обсуждались вопросы распространения, литологии, коллекторских свойств песчаников и алевролитов АТ [6–11 и др.]. Вопросам газонефтеносности, оценки УВ-потенциала, ресурсам газа и нефти, прогнозам и поискам углеводородных скоплений (УВС) и особенно онтогенезу УВ уделено немного внимания [2, 5, 12–15]. Необходимо отметить, что в работах, опубликованных по проблемам АТ в последние два десятилетия, подчеркивается большое поисковое значение толщи, наряду с юрским комплексом, для дальнейшего развития минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи в северных и арктических

Ключевые слова:

газ,
нефть,
запасы,
ресурсы,
разведка,
освоение,
ачимовская толща,
Западная Сибирь,
Надым-Пур-
Тазовский регион.

областях Западной Сибири [10, 11, 13, 15–18]. С этим трудно не согласиться, однако эффективность поисково-разведочных работ (ПРР) будет ниже, чем по валанжинскому подкомплексу (выше региональной покрывки), что также очевидно [3, 4].

Газопродуктивность АТ впервые была установлена на Уренгойском месторождении в 1975 г. (скв. 95 и др.), когда начинались поиски УВС в среднеюрском подкомплексе (гор. Ю₂...Ю₄), ниже открытых ГКН-залежей неокома (гор. БУ₁...БУ₁₂). Некоторые глубокие скважины (скв. 440 на Уренгое и др.) из-за необходимости изучения АТ не были добурены до проектных горизонтов в кровле тюменской свиты (Ю₂...Ю₄) и остановлены в верхней юре.

На рубеже 1970–1980-х гг. и в последующие годы вплоть до 1992–1993 гг. интенсивные поиски и разведка газа и нефти проводились на всем севере ЗСМП нефтегазоразведочными экспедициями «Главтюменьгеологии» Министерства геологии СССР (Уренгойской, Тазовской, Таркосалинской, Ямальской и др.). Ежегодно бурились многие десятки поисковых и разведочных скважин на неоком и юру с попутным опоскованием ачимовских проницаемых горизонтов. Активные поиски и разведка АТ и более глубоких горизонтов возобновились после 2000 г. компаниями-операторами – владельцами лицензионных участков, а именно: «Газпром», «Роснефть», «Лукойл» и др. Необходимо отметить, что к настоящему времени разбуренность ачимовских отложений в НПТР характеризуется как высокая и очень высокая, но неравномерная. Наиболее изучена глубоким бурением центральная часть региона. На территории района Большого Уренгоя, куда входят собственно Уренгойская, Ен-Яхинская, Песцовая, Ново-Уренгойская, Восточно-Уренгойская, Ево-Яхинская, Есетинская, Самбургская и Северо-Самбургская, Северо-Есетинская площади, пробурены 390 глубоких поисково-разведочных скважин, из которых 250 вскрыли АТ.

Северные районы НПТР и вся Пур-Тазовская область разбурены менее интенсивно, чем Уренгойский, Надымский и Таркосалинский нефтегазоносные районы (НГР). В пределах Ямбургской и Харвутинской площадей АТ вскрыли 15 скважин, обнаружен ряд залежей типа ГК и НГК. Слабо разбурены и недостаточно изучены породы АТ в северной половине Ямальского п-ова, в пределах

всего Гыданского п-ова. Отсутствуют скважины, вскрывшие толщу, в Обской и Тазовской губах.

Современные представления о распространении ачимовских пластов на севере ЗСМП, их литологическом составе, фациальной неоднородности и развитии разломов, нарушающих юрско-неокомскую толщу, сформировались благодаря исследованиям В.Н. Бородкина, Ф.Г. Гурари, А.М. Брехунцова, И.В. Боевой, А.Р. Курчикова, А.Л. Наумова, А.А. Нежданова, И.И. Нестерова (ст.), И.И. Нестерова (мл.), Н.Ф. Медведева, Р.Г. Семашева, В.А. Скоробогатова, Н.Н. Соловьёва, Л.Я. Трушковой, В.А. Фомичева и др. (работы восьмидесятих-девяностых годов прошлого века и последних десятилетий).

Классической областью развития АТ на севере является центральная часть НПТР в пределах Надым-Пурской области. К западу происходит полная глинизация разреза верхней юры – неокома, к востоку – опесчанивание и исчезновение покрывок в низах неокома. На Ямале АТ развита спорадически на северо-востоке и редуцирована по мощности (до 10...12 м). На западе и юге Гыданской области АТ не выделяется (глинистые алевролиты).

По представлениям большинства исследователей – специалистов в области литологии, основанным на взглядах А.Л. Наумова, во всей центральной части мегабассейна неокомская толща представлена клиноформными телами песчано-алевролитовых пластов, «ныряющих» с востока на запад в сторону глубоководной части берриаса-валанжинского моря, где накапливались исключительно глинистые осадки, при этом самые древние клиноформы как раз и составляют ачимовский песчано-глинистый комплекс, осложняющий мощную региональную глинистую покрывку верхней юры – готерива (300...700 м и более), которая, в свою очередь, разделяет ниже-среднеюрский проницаемый комплекс и песчано-глинистый неоком [5, 7, 8, 11–13, 18, 19 и др.].

Мощность АТ от кровли верхнего до нижнего песчано-алевролитовых горизонтов изменяется от 10...15 до 200...220 м. Всего в разрезе АТ выделяются до шести проницаемых горизонтов (Ач₁...Ач₆), сложенных песчаниками и алевролитами и разделенных локальными глинистыми покрывками мощностью от 3...5 до 18...20 м, развитием которых обусловлена

флюидодинамическая изоляция горизонтов по вертикали. В зонах развития многочисленных мало- и среднеамплитудных разломов, большинство из которых являются конседиментационными, затухающими от кровли юры к сеноману и выше, эта изоляция, вероятно, импульсно нарушается (в моменты мгновенных микроподвижек по разломам, которые «дожили» и до настоящего времени) [1, 11, 12, 20–25]. Самой характерной литолого-фашиальной особенностью АТ является ее распространение с литологической изолированностью не только сверху и снизу, но и по латерали. Одна из самых крупных макролинз – горизонт Ач_{3,4} на востоке Уренгойского мегавала – имеет субмеридиональную длину до 100 м при ширине 15...20 км и толщине горизонта 25...35 м и ограничена глинами с запада и востока. Кстати, она полностью насыщена газом, пластовой воды нет, что весьма показательно.

Изучение геологического строения, тектоники и др. вопросов – не самоцель нефтегазовой геологии как таковой. Главные цели – прогнозирование нефтегазоносности геологических объектов различного масштаба (от отдельных горизонтов до НГО и нефтегазоносных провинций), открытие месторождений и залежей УВ, их разведка с подсчетом разведанных (промышленных) запасов раздельно СГ, конденсата, нефти, нефтяного попутного газа, их освоение с долговременной масштабной добычей УВ. Это полностью относится и к АТ северных областей.

Авторы в течение длительного времени проводят мониторинг изменения нефтегазоносности АТ как центральных, так и северных областей ЗСМП [1–4, 12, 13, 15, 21 и др.]. Периодически подводились итоги изучения газонефтеносности, изменения запасов и оценок начальных потенциальных ресурсов (НПР) УВ-комплекса. В частности, к концу 25-летнего периода изучения АТ (1975–1999 гг.) были обнаружены 45 месторождений с залежами УВ в объеме толщи с суммарными разведанными геологическими запасами 3 млрд т у.т. (условного топлива, при условном паритете 1000 м³ газообразных УВ = 1 т жидких УВ) (рис. 1). К 2012 г. общее число открытых месторождений в НПТР увеличилось до 51, из них 13 имеют залежи СГ с начальными разведанными запасами газа 2,1 трлн м³ и небольшими запасами нефти, «распыленными» по 45 нефте-содержащим месторождениям. Уже на рубеже

веков и в первые десятилетия XXI в. стала очевидной уникальность района Большого Уренгоя не только по сеноману, но и по АТ с очень высокой концентрацией выявленных запасов СГ и конденсата: 3,7 трлн м³ открытых запасов газа и почти 1 млрд т конденсата, из которых до 40 % локализованы в гор. Ач_{3,4}.

Современная (на 01.01.2018) газонефтяная геостатистика АТ в северных областях ЗСМП. Всего скопления УВ в объеме толщи обнаружены на 64 месторождениях из 236 открытых на севере, в том числе в НПТР – на 63, на Ямале – на одном. Газосодержащие залежи известны на 17 месторождениях. Запасы по кат. А+В₁+С₁ составляют 2,8 трлн м³, кат. В₂+С₂ – 1,5 трлн м³, при этом на Северо-Юбилейном НГК месторождении запасы газа оценены только по кат. С₂. Q = 154 млрд м³ (большая часть, 102 млрд м³, – из гор. Ач_{3,4} Уренгойской площади).

Запасы нефти по промышленным категориям разведаны на 54 месторождениях, разведанные извлекаемые запасы нефти составляют 183,7 млн т, по кат. В₂+С₂ – 984,5 млн т, Q = 3 млн т. Таким образом, 50 месторождений обладают разведанными и предварительно оцененными запасами, на четырех залежи только открыты, но не разведаны (по кат. С₂). Извлекаемые запасы жидких УВ (конденсата) в газе составляют 490,1 млн т по кат. А+В+С₁ и 247,7 млн т по кат. В₂+С₂. Соответственно, современная значимость конденсата в АТ значительно выше, чем нефти: степень разведанности открытых запасов СГ намного превышает таковую для нефти. Если из 17 газосодержащих месторождений по АТ существенно недоразведаны девять (запасы кат. В₂+С₂ на них более 50 %), то из 54 нефтесодержащих месторождений значительно недоразведаны 34, причем даже Уренгойское, Ямбургское, Вэнгайхинское и др. месторождения.

По величине извлекаемых запасов СГ кат. А+В₁+В₂ и кат. С₁+С₂ в АТ месторождения распределяются следующим образом: три уникальных – Уренгойское (3,3 трлн м³), Песцовое (360 млрд м³), Ямбургское (338 млрд м³); 1 крупное; 8 средних; 1 мелкое; 4 очень мелких. Распределение по величине извлекаемых запасов нефти: 1 уникальное – Уренгойское (377 млн т); 4 крупных; 19 средних; 17 мелких; 13 очень мелких. В табл. 1 приведена интегральная характеристика запасов углеводородов по АТ северных областей ЗСМП.

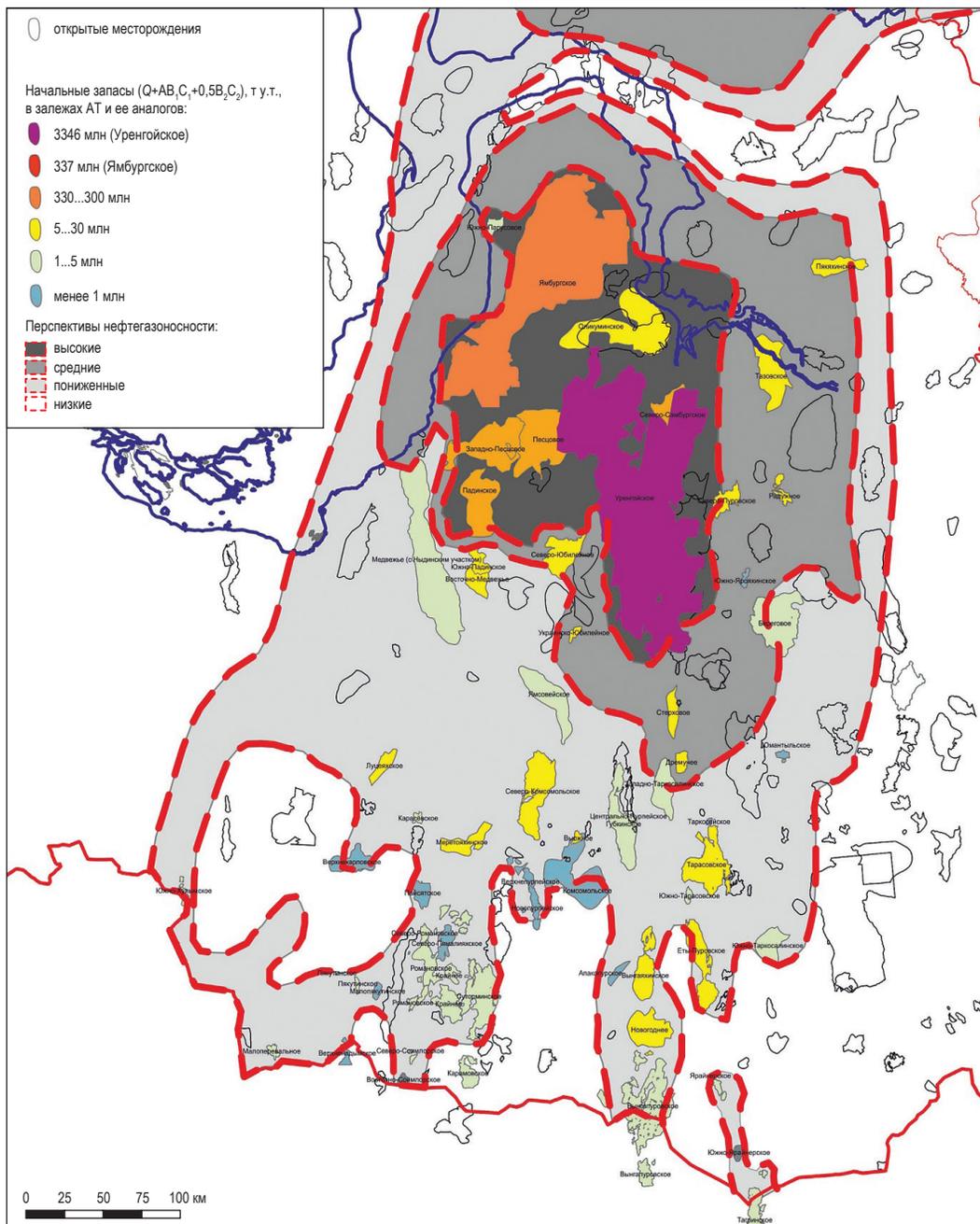


Рис. 1. Схема размещения месторождений и перспектив нефтегазоносности ачимовских отложений в НПТР: Q – накопленная добыча; А, В₁, В₂, С₁, С₂ – категории промышленного освоения и геологической изученности запасов согласно Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов

Таблица 1

Запасы УВ АТ ЯНОАО на 01.01.2018, млн т у.т.

Вид УВ	Q	Запасы (извлек.)		
		кат. А+В ₁ +С ₁	кат. В ₂ +С ₂	суммарные открытые
СГ	154,0	2831,0	1536,1	4521,1
Конденсат	43,8	490,1	247,7	781,6
Нефть	3,0	183,7	984,5	1171,2
Растворенный газ	1,4	50,8	335,4	387,5
Всего	202,2	3555,6	3103,7	6861,4

Таким образом, АТ северных областей – преимущественно газоносный комплекс с соотношением запасов СГ:Н = 4:1. Главной особенностью газоносности АТ является чрезвычайно высокая концентрация запасов СГ в недрах только Уренгойской зоны (2,7 трлн м³ запасов кат. А+В₁+С₁ и 0,9 трлн м³ по кат. В₂+С₂, в сумме 3,7 трлн м³ из 4,4 трлн м³ открытых запасов в НПТР, т.е. более 80 %). Подобной очень высокой степени концентрации не наблюдается даже в уникальном альб-сеноманском комплексе ЗСМП (7,5 из 30 трлн м³ начальных запасов по ЯНАО в одной уникальной залежи Уренгоя). По нефти также в двух месторождениях содержатся 645 из 1167 млн т открытых запасов – более 50 %. По сути, почти вся нефтегазоносность АТ в регионе связана с двумя зонами – Уренгойской и Ямбургской (три месторождения). В последние годы получение полупромышленного притока газа из АТ в одной скважине Тамбейской зоны Ямала позволило открыть и одноименную ГК-залежь с запасами 7,3 и 15,2 млрд м³ соответственно по кат. С₁ и С₂. Прецедент есть, но подтвердится ли высокая продуктивность АТ на Ямале – большой вопрос.

Уренгой по запасам АТ лидирует с серьезным отрывом от других месторождений. Очевидна существенная недоразведанность Песцового и Ямбургского месторождений по всем видам УВ и Уренгоя по нефти (табл. 2). В случае их полноценной разведки запасы СГ трех месторождений увеличатся до 3,5 трлн м³, что соответствует потенциальному уровню добычи газа 85...90 млрд м³/год.

Чисто нефтяные скопления в АТ мелкие по запасам, открыты на ряде месторождений юга и востока НПТР, в частности на Тазовской площади, а на соседних Заполярной и Русской площадях УВС вообще отсутствуют в низах неомкомского опесчаненного комплекса, к тому же интенсивно нарушенного разломами в центральной субмеридиональной зоне

Пур-Тазовской НГО (от Харампурского месторождения на юге до Тазовского месторождения на севере, кроме Заполярного месторождения).

Несмотря на бурение и испытание большого числа поисково-разведочных скважин (1200 скважин на 85 площадях), в арктических областях ЗСМП за 55 лет поисков (1964–2018 гг.) в породах АТ залежи УВ не были обнаружены. Вообще, даже само распространение ачимовских линз в центре и на севере Ямала и в западной половине Гыдана остается проблематичным.

Общей установленной региональной закономерностью по АТ является снижение нефтеносности с юга на север и «исчезновение» продуктивности толщи в арктических областях, нефтеносность же вообще в ачимовском комплексе пород носит «угнетенный» характер, особенно в северной половине НПТР.

Важнейшими характеристиками газо- и нефтепродуктивности природных флюидонасыщенных резервуаров являются значения и вариации в пространстве фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов. Результатам исследований этой проблемы посвящена значительная часть публикаций по АТ [6, 9, 11, 19 и др.]. Фоновые интервальные значения открытой пористости ачимовских коллекторов изменяются от 13 до 18 %, редко более, проницаемости достигают десятых долей миллидарси, редко – 1...5 мД. Конкретные данные по ФЕС песчаников и алевролитов АТ Ямбургской площади (скв. 182) приведены в табл. 3 (как характерный пример).

Часто отмечается сочетание удовлетворительной открытой пористости (до 15...16 %) с крайне низкой, по сути нулевой, поровой проницаемостью (сотые доли миллидарси). По описанию керна и шлифов отмечаются трещины как вертикального и субвертикального направлений, так и горизонтальные, раскрытые или заполненные кальцитом. В шлифах

Таблица 2

Запасы УВ (извлек.) в ачимовских залежах трех наиболее крупных месторождений

Месторождение	$(Q+A+B_1+C_1)/(B_2+C_2)$		
	СГ, млрд м ³	конденсат, млн т	нефть, млн т
Уренгойское	2808/658	507/120	42/335
Песцовое	72/289	9/36	0,3/5,5
Ямбургское	35/303	8/69	32/239
Всего	(2,9/1,3)·10³	(0,5/0,2)·10³	(0,1/0,6)·10³

Таблица 3

**Открытая пористость и проницаемость ачимовских коллекторов
Ямбургского месторождения (по данным А.Е. Рыжова и др., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)**

Интервал отбора керна, м	Глубина отбора образца, м	Литология	ФЕС		
			пористость, %	проницаемость, мД	
3668,5...3695,0	3670	Песчаник МК ₃	11,8	2,31	
	3673		12,2	0,35	
	3674	Песчаник МК ₃ карбонатизированный	4,0	0,06	
	3675,4		11,5	0,63	
	3679,6		4,4	0,05	
		3680	Песчаник МК ₃	14,4	1,7
3733,6...3759,5	3734,2	Песчаник карбонатизированный	2,5	0,07	
	3736	Алевролит	8,8	0,11	
	3738	Песчаник МК ₃	12,8*	0,13*	
	3747	Алевролит	12,0*	0,12*	
	3750	Песчаник МК ₃	15,1*	0,29*	
	3752		12,6	0,32	
	3754		11,1	0,2	
	3755		13,9	0,33	
		3758	Алевролит	13,1	0,16
		3762	Песчаник МК ₃	12,4	0,17*
	3778	Алевролит	14,8	0,37	
3785,5...3810,6	3801,3		13,3	0,17	
	3810,1		15,1**	0,12**	
3810,6...3837,2	3814,1	Алевролит	12,7*	0,13*	
	3819		14,0	0,15	
	3821		8,4***	0,58***	
3890...3916	3896	Аргиллит	12,0*	0,13*	
	3912		8,0	0,12	

* Классическое соотношение ФЕС: 12,0...12,5 % / 0,1 мД – потеря проницаемости.

** Относительно высокая пористость при низкой проницаемости.

*** Явная микротрещиноватость.

установлены поры и трещины, тип коллектора чаще всего порово-трещинный.

Это объясняется небольшой толщиной пластов преимущественно мелкозернистых песчаников и алевролитов прибрежноморского генезиса и жесткими термоглубинными условиями их современного залегания. При современных геотемпературах 90...115 °С на глубинах 3,4...4,0 км в НПТР начинают развиваться вторичные эпигенетические процессы в минеральном скелете пород, которые часто обуславливают карбонатизацию коллекторов, а при содержании карбонатов более 5 % песчаники и особенно алевролиты становятся непроницаемыми (коэффициент проницаемости менее 0,1 мД) с пористостью менее 11 % (часто 8...9 %).

Фоновые дебиты УВ в поисковых и разведочных скважинах при опробованиях и испытаниях ачимовских коллекторов варьируют в диапазоне от 30...40 до 250...300 тыс. м³/сут

газа, 10...70 т/сут конденсата и нефти от 5 до 20 т/сут (обычно 8...10 т/сут). Большое число испытанных объектов оказались «сухими», хотя и газонасыщенными.

Скопления газа и нефти залегают в литологически ограниченных природных резервуарах и являются экранированными – как с литологическими, так и с тектоническими экранами – с аномально высокими пластовыми давлениями. Коэффициент аномальности изменяется от 1,1 до 1,8.

Химизм УВ в залежах толщи и вариации геохимических параметров обсуждаются в ряде работ [1, 5, 12–14]. Усредненный состав СГ ачимовских залежей таков: метан 82...84 %, этан 7...8 %, пропан-бутаны 6...6,5 %, углеводородных газов менее 3 %. Содержание легкого бессернистого конденсата (плотностью 0,77 г/м³) на Уренгое изменяется от 270...300 до 380 г/м³ и более (в отдельных пробах

иногда вместе с конденсатом поступает легкая нефть).

Ачимовские нефти центральных и северных районов НПТР легкие по плотности (0,81...0,84 г/см³), практически бессернистые – содержание серы менее 0,15 % (например, на Ямбургском месторождении соответственно плотность нефти и содержание серы 0,83 г/см³ и 0,14 %), но парафинистые (7...8 %). Это указывает на их неморской генезис (материнское битумогенерирующее рассеянное органическое вещество (РОВ) лейптинито-гумусовое (Л-Г) или смешанное сапропелево-гумусовое (С-Г) по составу). В нефтях АТ юго-западных районов НПТР содержание серы увеличивается до 0,5...0,55 %, содержание парафина снижается до 3,5 % и менее вследствие увеличения сапропелевой компоненты в РОВ. Геохимические различия разновозрастных нефтей по ряду месторождений севера вполне очевидны, например, на Уренгое (табл. 4).

Для качественного и особенно количественного прогнозов нефтегазоносности любых геологических объектов необходим анализ условий формирования УВС (онтогенеза газа и нефти) [1, 3, 15 и др.]. Применительно к АТ эти исследования проводятся авторами с 1997 г. [2, 5, 12, 15, 21, 25]. При этом достаточно детально изучены генерационные, миграционно-аккумуляционные и эволюционные аспекты проблемы онтогенеза УВ в ачимовских породах и прилегающих сверху и снизу глинах. Содержание РОВ типа С-Г/Л-Г в глинах АТ изменяется в диапазоне 1,2...1,8 %, редко до 2 % на уровне катагенеза МК₃ (жирная стадия метаморфизма углей при показателе отражения витринита R^o = 0,90...1,05 %), в песчаниках – 0,4...0,7 %, пласты углей отсутствуют, однако микроуглистость развита повсеместно в виде прослоев и тонких линз углей. В подобных генерационных условиях объемы газогенерации существенно превышают массы битумогенерации,

о чем свидетельствуют ранее проведенные авторами расчеты [3, 5, 21].

Оговоримся сразу, что баженовская свита в северных областях (НПТР и тем более Ямальской и Гыданской) не могла являться материнской по отношению к нефти в АТ и особенно к газу в силу генетических причин [2, 3, 5, 20].

В объеме АТ Уренгойского района газонефтенакопления объем генерации СГ оценивается в 10...12 трлн м³, масса битумоидов – до 3...4 млрд т (при соотношении 4:1). С учетом коэффициентов эмиграции 70...75 % для газа и 30...35 % для нефтебитумоидов, а также минимальных миграционных потерь (ближняя миграция по коллекторам внутри ачимовских горизонтов) коэффициент аккумуляции и сохранности оценивается для СГ в 60...65 % по отношению к объему (эмигрировавшее количество в коллекторах толщи могло скопиться и «дожить» до наших дней в силу малых масштабов эволюционных и ремиграционных потерь – не более 10...15 % от скопившегося объема газа) 3,7...4,0 трлн м³, что почти соответствует открытым запасам СГ в пределах Уренгойской, Песцовой и, вероятно, Ен-Яхинской структур площадью 10 тыс. км².

Формирование скоплений типа ГКН в ачимовских линзах показано на рис. 2 на примере Уренгоя. Необходимо отметить, что в АТ первичная миграция УВ непосредственно трансформировалась в миграцию-аккумуляцию внутри отдельных линз, которые, по сути, и выступили в качестве ловушек, и, скорее всего, по мере их УВ-насыщения отсутствовал субвертикальный обмен геофлюидами даже между сближенными линзами. В объеме АТ окончательная аккумуляция УВ проходила в течение палеогенового периода.

В результате формирования подавляющей части скоплений УВ в толще произошло за счет ее собственных генерационных возможностей, и только в отдельных зонах

Таблица 4

Характеристика нефтей низов неокома и средней юры

Возраст (глубина, м)	Горизонт	Плотность, г/см ³	Содержание, %		
			серы	парафина	смола и асфальтенов
Валанжин (3000...3250)	БУ ₁₄ ...БУ ₁₆	0,84...0,845	0,07	5,5...6,0	До 5...6
АТ (3550...3650)	Ач ₁₋₆	0,813...0,815	0,01	7,5...7,8	2...4
Средняя юра (3620...3900)	Ю ₂	0,81	0,06	9,2	3,5
	Ю ₃	0,83	0,13	6,6	Нет данных

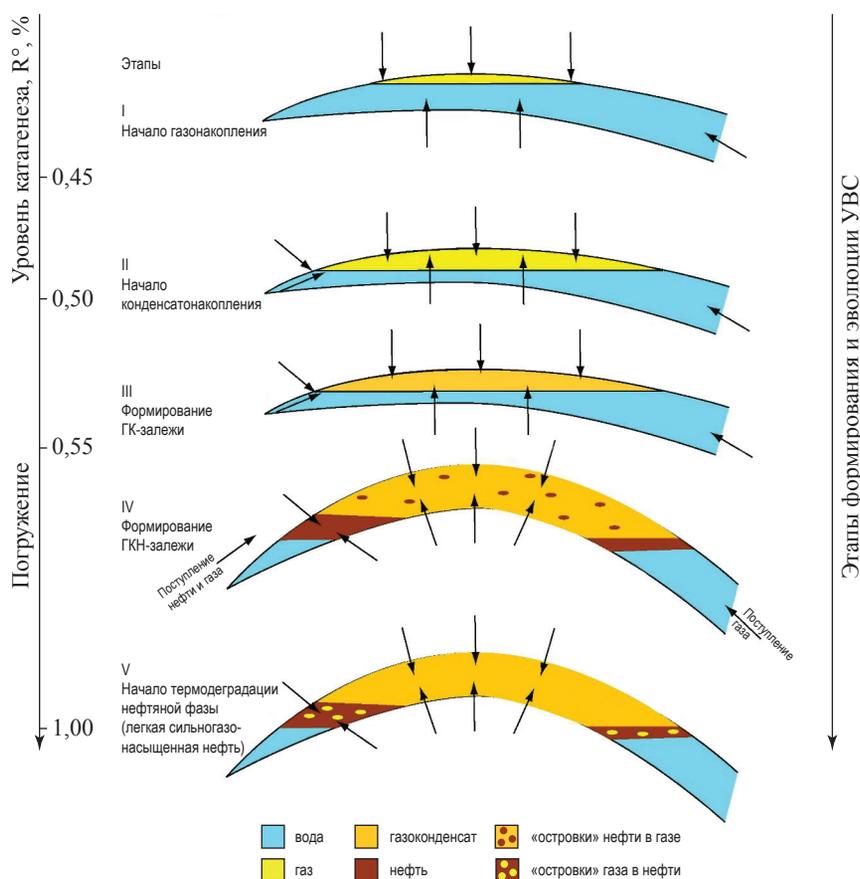


Рис. 2. Механизм формирования УВС и участков остаточной воды и нефти в выклинивающихся и опускающихся (на западных склонах Уренгойского мегавала) субмеридионально простирающихся горизонтах АТ (миграция-аккумуляция непосредственно в ареале ловушки)

имело место поступление УВ, преимущественно газа, из юрских горизонтов Ю₂ и Ю₁ в ачимовские линзы, а также частичное разрушение УВС – потери газа в неогеновом периоде вследствие неотектонических подвижек по «ожившим» и новообразованным разноамплитудным разломам (Ямсовейское, Тазовское, Русское и др. месторождения). Не поддается объяснению отсутствие залежей УВ в пределах Нижнепурского мегапрогиба на таких площадях, как Геологическая, Восточно-Таркосалинская, Пырейная и др., где толщина развита, но водоносна.

Очень высокое содержание конденсата (220...450 г/м³) в газе ачимовских залежей объясняется замкнутостью системы и наличием аномальных пластовых давлений, а также смешанным типом РОВ (С-Г), которое при генерации дало близкие объемы УВ-газов и массы битумоидов в объеме толщи, но все же с преобладанием газа над жидкими УВ.

Необходимо осознавать, что новых крупных открытий и значительных приростов разведанных запасов газа и особенно нефти в НПТР ожидать уже не стоит. Предстоит доразведка открытых залежей, но с учетом явного завышения запасов кат. С₂. Приросты разведанных запасов (кат. В₁+С₁) будут ограничены подтверждаемостью запасов кат. В₂+С₂ при ее реальном значении на уровне 0,35...0,40. При доразведке уже открытых ачимовских залежей к завершению ПРР их запасы составят, по экспертной оценке, до 5,8 млрд т у.т., а изученность АТ повсеместно в НПТР превышает 80...85 %. При такой изученности неоткрытыми останутся еще многие десятки скопления УВ, но преимущественно мелких (и отдельных средних) по единичным запасам, на дальних склонах валов, в прогибах и впадинах.

Авторы неоднократно участвовали в качественной оценке перспектив нефтегазоносности и количественных оценках величины

и структуры ресурсов газа и нефти в АТ [2–4, 13, 15, 20, 21]. Авторская оценка «снизу» (по нижней границе) УВ-потенциала ачимовского комплекса НПТР составляла около 9,0 млрд т у.т. (извлек.) с неоткрытыми ресурсами до 3,2 млрд т у.т. Оптимистичная оценка ресурсов АТ всех областей, включая и арктические, где толща малоперспективна, – 12,5 млрд т у.т. (извлек.).

По расчетам авторов, по состоянию на 01.01.2018 геологические ресурсы НПР толщи всего севера ЗСМП таковы:

- СГ (в среднем), трлн м³ – 6,5...7,5 (7,0);
- нефть (в среднем), млрд т – 4,3...4,9 (4,6);
- конденсат (в среднем), млрд т – 2,0...2,4 (2,2);
- попутный газ (в среднем), трлн м³ – 0,8...1,0 (0,9);
- всего (в среднем), млрд т у.т. – 13,6...15,8 (14,7).

Эти величины несколько меньше авторских оценок 2013 г. [21].

Ресурсы газа в АТ арктических областей суши и шельфа, включая губы, в сумме оцениваются в 0,5 трлн м³, жидких УВ – 0,3 млрд т; суммарные извлекаемые ресурсы УВ по всем областям Севера – в 10,0 млрд т у.т. (при средних коэффициентах извлечения газа, конденсата и нефти соответственно 75; 0,65 и 22 %).

На Уренгойской площади началось освоение УВ-залежей в АТ. Совместное предприятие компаний «Ачимгаз» и Wintershall в 2017 г. добыло 6,6 млрд м³ газа по 88 скважинам,

план на 2020 г. – до 10 млрд м³. Потенциал газодобычи из залежей АТ только по трем крупнейшим месторождениям Надым-Пурской НГО оценивается в 20...25 млрд м³/год к 2025 г. и до 75 млрд м³/год к 2035 г., стабильного конденсата – соответственно в 6...7 и до 20...22 млн т/год. Потенциал добычи нефти по всем месторождениям НПТР крупнее 3 млн т (девять современных месторождений) оценивается в 6...7 млн т/год без масштабной доразведки, а в случае ее осуществления после прироста новых запасов кат. В₁+С₁ в объеме около 350 млн т к 2028–2030 гг. – до 14...16 млн т в год, вряд ли более. Таким образом, попутная добыча конденсата представляется более выгодным предприятием, чем добыча нефти. По результатам новейших ресурсно-геологических исследований АТ в северных и арктических областях мегапровинции этот сложнейший объект рассматривается как тактический в рамках дальнейшего освоения УВП недр мегапровинции. Очень крупные открытия (более 100 млрд м³ на одно месторождение) в НПТР маловероятны (если не исключены), единичные крупные (30...100 млрд м³) реальные (5...7 новых месторождений), средние и малые (< 30 млрд м³) неизбежны (не менее 25...30 месторождений). На них и следует ориентироваться всем компаниям-операторам в 2021–2040 гг. в ходе ПРР, направленных на ачимовский комплекс.

Список литературы

1. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
2. Самсонов Р.О. Проблемы оценки и освоения углеводородного потенциала недр района Большого Уренгоя / Р.О. Самсонов, В.А. Скоробогатов, Д.В. Люгай и др. // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2008. – С. 33–39.
3. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – 2014. – № 3 (19): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 8–26.
4. 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.
5. Скоробогатов В.А. Термобарогеохимические условия формирования, эволюции и современного размещения залежей углеводородов в породах мела и юры Уренгойского района Западной Сибири / В.А. Скоробогатов // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2008. – С. 82–93.

6. Ахмедсафин С.К. Результаты оценки фильтрационно-емкостных свойств и особенности геологического строения коллекторов ачимовских отложений на Ямбургском лицензионном участке по геолого-геофизическим данным / С.К. Ахмедсафин, В.Г. Драцов, Л.Д. Колотущенко // XV Координационное геологическое совещание. – М.: Газпром экспо, 2010. – С. 206–215.
7. Бородкин В.Н. Основные результаты исследований по изучению геологического строения ачимовской толщи севера Западной Сибири / В.Н. Бородин // Горные ведомости. – 2005. – № 7. – С. 26–32.
8. Курчиков А.Р. Условия формирования и атлас текстур пород ачимовского клиноформного комплекса севера Западной Сибири / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин, А.В. Храмцова; под ред. Б.Н. Шурыгина. – Новосибирск: СО РАН, 2010. – 130 с.
9. Моисеев В.Д. Фильтрационно-емкостная модель коллекторов ачимовских отложений Большого Уренгоя / В.Д. Моисеев, Ф.Я. Боркун, Г.Г. Кучеров и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2001. – № 4. – С. 28–31.
10. Нежданов А.А. Ачимовский нефтегазоносный комплекс – главный объект поисков и разведки новых зон углеводородов на месторождениях ОАО «Газпром» в Западной Сибири / А.А. Нежданов и др. // XV Координационное геологическое совещание. – М.: Газпром экспо, 2010. – С. 10–20.
11. Петрова Н.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны / Н.В. Петрова, С.В. Ершов, А.К. Карташов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 41–58.
12. Боева И.В. Новые данные о геологическом строении и газонефтеносности ачимовской толщи Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири / И.В. Боева, В.А. Скоробогатов, В.А. Фомичев // Материалы 2-й Международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». – М.: МГУ, 1998. – С. 28–31.
13. Кананыхина О.Г. Ачимовская толща северных районов Западной Сибири: структура запасов и ресурсов углеводородов. Перспективы новых открытий и приростов / О.Г. Кананыхина, Е.Д. Ковалева, Г.Р. Пятницкая и др. // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2013): тезисы докладов III Межд. научн.-практ. конф. 27–28 ноября 2013 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 37.
14. Пунанова С.А. Углеводородные скопления ачимовских отложений севера Западной Сибири и особенности их геологических ресурсов / С.А. Пунанова, Т.Л. Виноградова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 2. – С. 42–51.
15. Скоробогатов В.А. Качественный и количественный прогноз газонефтеносности ачимовской толщи Надым-Пур-Тазовского региона в связи с поисками и разведкой промышленных залежей углеводородов / В.А. Скоробогатов и др. // Прогноз газоносности России и сопредельных стран: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 82–98.
16. Маркелов В.А. Обоснование стратегии освоения ачимовских отложений Уренгойского месторождения / В.А. Маркелов, В.В. Черепанов, А.Г. Филиппов и др. // Газовая промышленность. – 2016. – № 1. – С. 40–45.
17. Морозов В.Ю. Актуальные проблемы освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири / В.Ю. Морозов, В.В. Сапьянин // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 27–36.
18. Фомичев В.А. Условия формирования и перспективы газонефтеносности берриас-ранневаланжинских отложений на севере Западной Сибири: обзорная инф. / В.А. Фомичев. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 64 с. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений).
19. Нежданов А.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири (на примере Самбургско-Уренгойской зоны) / А.А. Нежданов, В.А. Пономарев, Н.А. Туренков. – М.: АГН, 2000. – 247 с.
20. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
21. Давыдова Е.С. Проблемы изучения, оценки и освоения углеводородного потенциала ачимовской толщи (берриас – валанжин) Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири / Е.С. Давыдова, И.Б. Извеков, Г.Р. Пятницкая и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5(16): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – С. 81–90.
22. Кузьминов В.А. Картирование зон разломно-трещинного разуплотнения с целью прогноза высокодебитных участков в отложениях ачимовской толщи Уренгойского НКМ / В.А. Кузьминов, Л.С. Салина, Р.Г. Семашев и др. // Проблемы геологии природного газа России и сопредельных стран: сб. науч. тр. – 2-е изд., перераб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2007. – С. 180–187.

23. Медведев Н.Ф. Влияние тектонического фактора на формирование природных резервуаров ачимовской толщи района Большого Уренгоя / Н.Ф. Медведев, А.В. Жаворонкова, Л.В. Ягупова // Прогноз газонасыщенности России и сопредельных стран: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 99–106.
24. Семашев Р.Г. Флюидодинамические особенности формирования и размещения скоплений УВ в ачимовской толще района Большого Уренгоя / Р.Г. Семашев, Г.М. Зайчиков // Сырьевая база газовой отрасли России и перспективы ее развития в XXI веке: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2001. – С. 41–49.
25. Skorobogatov V.A. Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скоплений газа и нефти в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Skorobogatov, Н.Н. Соловьев, В.А. Фомичев // Прогноз газонасыщенности России и сопредельных стран: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2000. – С. 112–131.

Reserves, resources and prospects for commercial development of Achim gas-oil-bearing complex at north of Western Siberia

Ye.S. Davydova¹, G.R. Pyatnitskaya¹, V.A. Skorobogatov^{1*}, D.A. Soin¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

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

Abstract. The article reveals data on exploration maturity, geological structure and oil-gas-bearing capacity of Achim argillite-arenaceous Berriasian-Valanginian series at the north of Western Siberia. There is the detailed description of allocation and reserves of hydrocarbon agglomerations within the Achim series, thermobaric conditions of this fluidal system, physical-chemical properties and composition of free gas, condensate and oil in the Achim deposits, geochemical specifics and catagenesis of the organic matter. The paper also includes retrospective analysis of estimations made in regards to the amounts and structure of initial potential hydrocarbon resources of Achim reservoirs in northern and permafrost regions of Western-Siberian megaprovince.

Keywords: gas, oil, reserves, resources, prospecting, commercial development, Achim series, Western Siberia, Nadym-Pur-Taz region.

References

1. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Thermal field of the young plates in the USSR* [Teplovoye pole molodykh plit SSSR]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
2. SAMSONOV, R.O., V.A. SKOROBOGATOV, D.V. LYUGAY, et al. Issues of assessment and development of subsoil hydrocarbon potential at the region of Grand Urengoy [Problemy otsenki i osvoyeniya uglevodorodnogo potentsiala nedr rayona Bolshogo Urengoya]. In: *Issues of Urengoy fields development* [Problemy osvoyeniya mestorozhdeniy Urengoy'skogo kompleksa]: collected sci. papers. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2008, pp. 33–39. (Russ.).
3. 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 megabasseyina: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 3 (19): Resource support problems of Russian oil-producing regions, pp. 8–26. ISSN 2306-8949. (Russ.).
4. SKOROBOGATOV, V.A., V.A. KUZMINOV, L.S. SALINA. Gas resources in the low-permeable reservoirs of the sedimentary basins of Russia, and outlooks for their industrial development [Resursy gaza v nizkopronitsayemykh kollektorakh osadochnykh basseynov Rossi i perspektivy ikh promyshlennogo osvoyeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2012. Spec. is.: Alternative resources of oil and gas [Netraditsionnyye resursy nefi i gaza], pp. 43–47. ISSN 0016-5581. (Russ.).
5. SKOROBOGATOV, V.A. Thermal-baric-geochemical conditions of generation, evolution and contemporary location of hydrocarbon deposits in Cretaceous and Jurassic rocks at Urengoy region of Western Siberia [Termobarogeokhimicheskiye usloviya formirovaniya, evolyutsii i sovremennogo razmeshcheniya zalezhey uglevodorodov v porodakh mela i yury Urengoy'skogo rayona Zapadnoy Sibiri]. In: *Issues of Urengoy fields development* [Problemy osvoyeniya mestorozhdeniy Urengoy'skogo kompleksa]: collected sci. papers. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2008, pp. 82–93. (Russ.).

6. AKHMEDSAFIN, S.K., V.G. DRATSOV, L.D. KOLOTUSHCHENKO. Estimations of porosity and permeability properties and geological structure of Achim reservoirs at the Yamburg licensed site using geological and well logging data [Rezultaty otsenki filtratsionno-yemkostnykh svoystv i osobennosti geologicheskogo stroyeniya kollektorov achimovskikh otlozheniy na Yamburgskom litsenzionnom uchastke po geologo-geofizicheskim dannym]. In: *15th Alignment geological meeting*. Moscow: Gazprom expo, 2010, pp. 206–215. (Russ.).
7. BORODKIN, V.N. Chief results of studying geological structure of Achim series at the north of Western Siberia [Osnovnyye rezultaty issledovaniy po izucheniyu geologicheskogo stroyeniya achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri]. *Gornyye Vedomosti*. 2005, no. 7, pp. 26–32. ISSN 1818-5606. (Russ.).
8. KURCHIKOV, A.R., V.N. BORODKIN, A.V. KHRAMTSOVA. *Provisions for origination and an atlas of textures for rocks of Achim wedge-form complex at the north of Western Siberia* [Usloviya formirovaniya i atlas tekstur porod achimovskogo klinofornogo kompleksa severa Zapadnoy Sibiri]. Novosibirsk: Siberian branch of Russian academy of sciences, 2010. (Russ.).
9. MOISEYEV, V.D., F.Ya. BORKUN, G.G. KUCHEROV, et al. Permeability-porosity model of Achim reservoirs at Grand Urengoy [Filtratsionno-yemkostnaya model kollektorov achimovskikh otlozheniy Bolshogo Urengoya]. *Geologiya, Geofizika, i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2001, no. 4, pp. 28–31. ISSN 2413-5011. (Russ.).
10. NEZH DANOV, A.A., et al. Achim oil-gas-bearing complex as a chief object of searching and prospecting new hydrocarbon zones at the Gazprom OJSC fields in Western Siberia [Achimovskiy neftegazonosnyy kompleks – glavnyy obyekt poiskov i razvedki novykh zon uglevodorodov na mestorozhdeniyakh OAO “Gazprom” v Zapadnoy Sibiri]. In: *15th Alignment geological meeting*. Moscow: Gazprom expo, 2010, pp. 10–20. (Russ.).
11. PETROVA, N.V., S.V. YERSHOV, A.K. KARTASHOV, et al. Geological structure and outlooks for oil-and-gas-bearing capacity of Achim series at Western-Nerutinskaya oil-gas-bearing zone [Geologicheskoye stroyeniye i perspektivy neftegazonosnosti achimovskoy tolshchi Zapadno-Nerutinskoy neftegazonosnoy zony]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 2, pp. 41–58. ISSN 0016-7894. (Russ.).
12. BOYEVA, I.V., V.A. SKOROBOGATOV, V.A. FOMICHEV. New data about geological structure and oil-gas-bearing capacity of Achim series in Nadym-Pur-Taz region of Western Siberia [Novyye dannyye o geologicheskoye stroyeniye i gazoneftenosnosti achimovskoy tolshchi Nadym-Pur-Tazovskogo regiona Zapadnoy Sibiri]. In: *Proc. of the 2nd International conference “New ideas in geology and geochemistry of oil and gas”*. Moscow: Moscow State University, 1998, pp. 28–31. (Russ.).
13. KANANYKHINA, O.G., Ye.D. KOVALEVA, G.R. PYATNITSKAYA, et al. Achim series at northern regions of Western Siberia: structure of hydrocarbon reserves and resources. Outlooks for new discoveries and increments [Achimovskaya tolshcha severnykh rayonov Zapadnoy Sibiri: struktura zapasov i resursov uglevodorodov. Perspektivy novykh otkrytiy i prirostov]. In: *The 3rd international conference World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies (WGRR-2013): abstracts of papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, p. 37. (Russ.).
14. PUNANOVA, S.A., T.L. VINOGRADOVA. Hydrocarbon agglomerations of Achim sediments at the north part of Western Siberia and peculiarities of their geological structure [Uglevodorodnyye skopleniya achimovskikh otlozheniy severa Zapadnoy sibiri i osobennosti ikh geologicheskikh resursov]. *Geologiya, Geofizika, i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2006, no. 2, pp. 42–51. ISSN 2413-5011. (Russ.).
15. SKOROBOGATOV, V.A., et al. Qualitative and quantitative forecast of gas and oil presence in Achim series at Nadym-Pur-Taz region in relation to searching and prospecting commercial hydrocarbon deposits [Kachestvennyy i kolichestvennyy prognoz gazoneftenosnosti achimovskoy tolshchi Nadym-Pur-Tazovskogo regiona v svyazi s poiskami i razvedkoy promyshlennykh zalezhey uglevodorodov]. In: *Forecast of gas presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossi ii sopredelnykh stran]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 82–98. (Russ.).
16. MARKELOV, V.A., V.V. CHEREPANOV, A.G. FILIPPOV, et al. Substantiating strategy for development of Achim sediments at Urengoy field [Obosnovaniye strategii osvoyeniya achimovskikh otlozheniy Urengoyevskogo mestorozhdeniya]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2016, no. 1, pp. 40–45. ISSN 0016-5581. (Russ.).
17. MOROZOV, V.Yu., V.V. SAPYANIN. Topical issues in development of oil-and-gas potential of Western Siberia [Aktualnyye problem osvoyeniya neftegazovogo potentsiala Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 3, pp. 27–36. ISSN 0016-7894. (Russ.).
18. FOMICHEV, V.A. Provisions for origination and outlooks for gas-oil-bearing capacity of Berriasian–Earlier-Valanginian sediment at the north of Western Siberia [Usloviya formirovaniya i perspektivy gazoneftenosnosti berrias-rannevalanginskikh otlozheniy na severe Zapadnoy Sibiri]: review. Series: *Geologiya i Razvedka Gazovykh i Gazokondensatnykh Mestorozhdeniy*. Moscow: IRTs Gazprom, 2000. (Russ.).
19. NEZH DANOV, A.A., V.A. PONOMAREV, N.A. TURENKOV. *Geology and oil-gas-bearing capacity of Achim series at Western Siberia (case of the Samburg-Urengoy zone)* [Geologiya i neftegazonosnost achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri (na primere Samburgsko-Urengoyevskoy zony)]. Moscow: AGN, 2000. (Russ.).
20. GULEV, V.L., N.A. GAFAROV, V.I. VYSOTSKIY, et al. *Alternative gas and oil resources* [Netraditsionnyye resursy gaza i nefti]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).
21. DAVYDOVA, Ye.S., I.B. IZVEKOV, G.R. PYATNITSKAYA, et al. Problems of studying, assessment and development of hydrocarbonic potential of Achimov thickness (Berriasian – Valanginian) of Nadym-Pur-Tazovsky region of Western Siberia [Problemy izucheniya, otsenki i osvoyeniya uglevodorodnogo potentsiala

- achimovskoy tolshchi (berrias – valangin) Nadym-Pur-Tazovskogo regiona Zapadnoy Sibiri]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 5 (16): Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030, pp. 81–90. ISSN 2306-8949. (Russ.).
22. KUZMINOV, V.A., L.S. SALINA, R.G. SEMASHEV et al. Mapping the zones of fault-fractured decompaction in order to forecast high-output sites in the Achim sediments of Urengoy oil-gas-condensate field [Kartirovaniye zon razlomno-treshchinnoye razuplotneniya s tselyu prognoza vysokodebitnykh uchastkov v otlozheniyakh achimovskoy tolshchi Urengoyevskogo NGKM]. In: *Issues of natural-gas geology in Russia and contiguous countries* [Problemy geologii prirodnogo gaza Rossi i sopedelnykh stran]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2005, pp. 180–187. (Russ.).
 23. MEDVEDEV, N.F., A.V. ZHAVORONKOVA, L.V. YAGUPOVA. Effect of tectonics upon forming of natural Achim reservoirs in the region of Grand Urengoy [Vliyaniye tektonicheskogo faktora na formirovaniye prirodnnykh rezervuarov achimovskoy tolshchi rayona Bolshogo Urengoya]. In: *Forecast of gas presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossii i sopedelnykh stran]: collect. bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 99–106. (Russ.).
 24. SEMASHEV, R.G., G.M. ZAYCHIKOV. Fluidal-dynamic peculiarities of hydrocarbon agglomerations generation and localization in Achim series of the Grand Urengoy region [Flyuidodinamicheskiye osobennosti formirovaniya i razmeshcheniya skopleniy UV v achimovskoy tolshche rayona Bolshoy Urengoy]. In: *Base of raw materials for Russian gas industry and outlooks for its development in 21st century* [Syryevaya baza gazovoy otrasli Rossi i perspektivy yeye razvitiya v XXI veke]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2001, pp. 41–49. (Russ.).
 25. 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 nefiti v osadochnom chekhle severnykh i yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri]. In: *Forecast of gas presence in Russia and contiguous countries* [Prognoz gazonosnosti Rossii i sopedelnykh stran]: collect. bk. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2000, pp. 112–131. (Russ.).