

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.1>

УДК 550.4:553.98(985)

Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов (арктические районы Сибири)

Д.А. Новиков^{1,2}, Е.В. Борисов¹*¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия²Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Новосибирск, Россия

Приводятся результаты исследований особенностей геохимии и зональности водорастворенных газов в мезозойских отложениях зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. Этаж промышленной нефтегазоносности составляет более 3 км и охватывает интервал глубин от 750 до 4000 м. В регионе развиты метановые воды с величиной общей газонасыщенности от 0,3 до 4,6 дм³/дм³ и содержанием СН₄ в среднем от 88,9 до 95,4 об.%. С глубиной наблюдается рост содержаний углекислого газа и гомологов метана, что сопровождается закономерным снижением концентраций метана и азота. В целом, наблюдается схожесть составов водорастворенных газов неокомских и юрских резервуаров (C₁ > N₂ > C₂ > C₃ > n-C₄ > i-C₄ > CO₂ > i-C₅ > n-C₅). Водорастворенные газы апт-альб-сеноманских отложений отличаются более низкими содержаниями гомологов метана (C₁ > N₂ > C₂ > CO₂ > C₃ > i-C₄ > n-C₄ > i-C₅ > n-C₅), с величиной суммы тяжелых углеводородов, равной 1,44 об.%. Вертикальная зональность состава водорастворенных газов определяется распределением залежей углеводородов в юрско-меловом разрезе. Установлен закономерный рост средних значений коэффициента обогащенности углеводородами (от 37 до 154) и снижение отношений СН₄/ΣТУ (от 130 до 7), C₂H₆/C₃H₈ (от 41 до 2) и i-C₄H₁₀/n-C₄H₁₀ (от 2,6 до 0,6) от апт-альб-сеноманских резервуаров к юрским. Установлена зона с аномальными значениями Ne от 0,4 до 0,9 об.%, в неокомских и среднеюрских отложениях, локализованная на северо-западном склоне Мессояхской наклонной гряды (Аномальная, Турковская, Пеляткинская и Средне-Яровская площади). Природа этой аномалии требует дальнейших исследований.

Ключевые слова: водорастворенные газы, гомологи метана, газонасыщенность подземных вод, газовая зональность, Енисей-Хатангский бассейн, Западная Сибирь, Арктика

Для цитирования: Новиков Д.А., Борисов Е.В. (2021). Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов (арктические районы Сибири). *Георесурсы*, 23(4), с. 2–11. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.1>

Введение

Водорастворенные газы (ВРГ) арктических районов Западной Сибири изучаются со второй половины прошлого века. Первые материалы, полученные при геолого-разведочных работах на нефть и газ, обобщены в работах М.С. Гуревича и Н.Н. Ростовцева (Ростовцев, Равдоникас, 1958). В последующие годы Н.М. Кругликовым, Л.М. Зорькиным, А.Э. Конторовичем, Б.П. Ставицким, А.А. Карцевым, В.М. Матусевичем, А.А. Розиным и многими другими исследователями рассматривались важные вопросы, касающиеся изучения состава и зональности ВРГ, диффузионного рассеяния газа из залежей углеводородов (УВ), а также условия генерации газов, выделения их из подземных вод и формирования газовых залежей (Кругликов, 1964; Конторович, Зимин, 1968; Нуднер, 1970; Кругликов и др., 1985; Карцев и др., 1986; Ставицкий и др., 2004; Матусевич и др., 2005; Курчиков, Плавник, 2009). В последние годы в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН по данной тематике ведется широкий комплекс исследований геохимических

особенностей водорастворенных газов нефтегазоносных отложений осадочных бассейнов Сибири, включая изучаемый регион (Кох, Новиков, 2014; Novikov, 2017; Новиков, 2017; Novikov, 2018; Новиков и др., 2019).

В настоящее время акцент нефтегазопроисковых работ смещается в арктические регионы России. Одним из таких районов является Енисей-Хатангский осадочный бассейн и сопредельные территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В связи со слабой изученностью глубоким бурением исследуемого района резко возрастает роль комплексной интерпретации, имеющихся в научных и производственных организациях геолого-геохимических материалов. Изучение ВРГ, несущих информацию о региональных условиях образования и сохранения залежей нефти и газа, а также процессах взаимодействия в системе вода-газ, открывает новые возможности для решения задач прогноза нефтегазоносности и оценки продуктивности слабоизученных структур и площадей. В этой связи целью представленной работы является выявление особенностей латеральной и вертикальной зональности состава ВРГ на основе результатов гидро-геохимического опробования скважин в зоне сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов в арктическом секторе Сибири.

* Ответственный автор: Дмитрий Анатольевич Новиков
e-mail: novikovda@ipgg.sbras.ru

© 2021 Коллектив авторов

Материалы и объект исследований

Административно регион исследований приурочен к граничным районам Ямало-Ненецкого автономного округа и Красноярского края (рис. 1). Согласно нефтегазогеологическому районированию Западно-Сибирской провинции, большая часть изучаемой территории расположена в пределах Енисей-Хатангской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей (НГО). Этаж промышленной нефтегазоносности охватывает весь мезозойский комплекс в интервале глубин от 750 до 4000 м. Основные запасы УВ связаны с отложениями нижнего мела. Промышленные скопления выявлены также в породах апт-альб-сеномана

и средней юры. Отдельные залежи установлены в резервуарах нижней и верхней юры, а также верхнего мела. На исследуемой территории открыто 34 месторождения, из которых 12 нефтегазоконденсатных, 9 газоконденсатных, 8 газовых, 3 нефтяных и 2 газонефтяных.

В основу настоящей работы положены результаты исследований 129 проб ВРГ, из отложений апт-альб-сеноманского (10 проб), неокомского (90 проб), верхнеюрского (3 пробы) и ниже-среднеюрского (26 проб) водоносных комплексов, отобранных на 26 площадях, а также результаты по 114 замерам общей газонасыщенности подземных вод. Ранее достоверность и качество

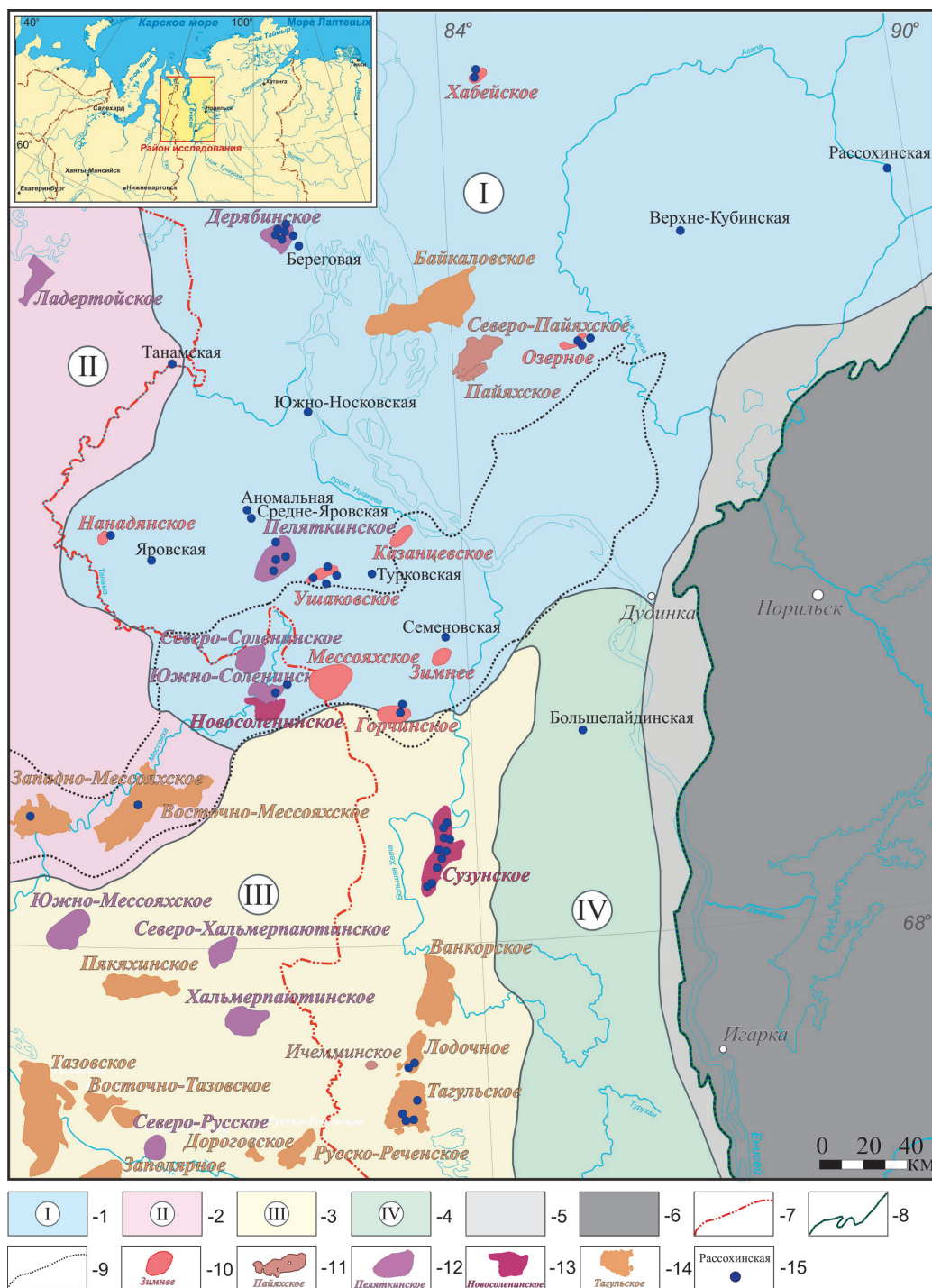


Рис. 1. Обзорная карта территории исследования. Нефтегазоносные области: 1 – Енисей-Хатангская, 2 – Гыданская, 3 – Пур-Тазовская, 4 – Елогуй-Туруханская; 5 – бесперспективные земли; 6 – зона отсутствия мезозойских отложений; границы: 7 – административные, 8 – распространения мезозойских отложений; 9 – Мессояхской наклонной гряды; месторождения: 10 – газовые, 11 – нефтяные, 12 – газоконденсатные, 13 – газонефтяные, 14 – нефтегазоконденсатные; 15 – скважины с отбором проб ВРГ.

фактического материала была проведена в работах авторов (Novikov, 2018; Новиков, 2020; Новиков, Борисов, 2021).

При анализе использованы следующие коэффициенты: $\Sigma \text{УВ}/\text{N}_2$ – коэффициент обогащенности углеводородами, $\text{CH}_4/\Sigma \text{TУ}$ – коэффициент сухости, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_3\text{H}_8$ – коэффициент этанизации и соотношение изомеров бутана $i\text{-C}_4\text{H}_{10}/n\text{-C}_4\text{H}_{10}$. Формула состава водорастворенных газов приведена в виде последовательности индивидуальных газовых компонентов – от наибольшей концентрации к наименьшей.

Региональные водоупорные толщи делят разрез на два водоносных этажа: нижний – нерасчлененных образований палеозойского фундамента, триасовых, юрских и меловых отложений, и верхний – верхнемеловых и палеоген-четвертичных отложений (табл. 1). Каждый водоносный этаж подразделяется на отдельные водоносные комплексы. Подробно вопросы гидрогеологической стратификации и районирования рассматривались авторами в работах (Новиков, 2017; Новиков, Борисов, 2020). Выделенные гидрогеологические комплексы, включающие одиннадцать водоносных и одиннадцать водоупорных горизонтов, распространены не повсеместно: значительная их часть выпадает из гидрогеологического разреза вследствие размыва в пределах Мессояхской наклонной гряды (МНГ), разделяющей Енисей-Хатангский (ЕХОБ) и Западно-Сибирский (ЗСОБ) осадочные бассейны.

Результаты исследований и обсуждение

Гидрогеологический разрез мезозойских отложений характеризуется сложнопостроенным гидрогеохимическим

полем. Наблюдается инверсионная гидрогеохимическая зональность, детально изученная в работах прошлых лет (Гинсбург, Иванова, 1977; Кох, Новиков, 2014). При этом установлена прямая газовая зональность, которая проявлена в увеличении средних значений общей газонасыщенности подземных вод с глубиной от 0,3 $\text{дм}^3/\text{дм}^3$ в верхах апт-альб-сеноманского до 4,6 $\text{дм}^3/\text{дм}^3$ в резервуарах ниже-среднеюрского водоносных комплексов. Состав ВРГ метановый, отмечается рост его гомологов от 1,44 об.% в апт-альб-сеноманском водоносном комплексе до 6,66 об.% в ниже-среднеюрском (средние значения по комплексу). Согласно классификации Л.М. Зорькина (Зорькин и др., 1982) ВРГ изучаемого района представлены всеми четырьмя классами углеводородного типа по содержанию тяжелых углеводородов ($\Sigma \text{TУ}$), об. %: сухим ($\Sigma \text{TУ} < 1$), тощим ($\Sigma \text{TУ} = 1-3$), полужирным ($\Sigma \text{TУ} = 3-5$) и жирным ($\Sigma \text{TУ} > 5$) (рис. 2). Доминируют ВРГ жирного углеводородного класса, которые распространены преимущественно в резервуарах неокомского и ниже-среднеюрского водоносных комплексов. Остановимся подробнее на характеристике состава ВРГ. Учитывая большой массив данных по геохимии водорастворенных газов, в таблице 2 авторами приводятся только типовые пробы.

В составе ВРГ *апт-альб-сеноманского водоносного комплекса* преобладает метан с содержанием 90,8–98,9 об.%. В периферийных районах выявлены газы с существенной долей азота – до 30 об.% и более. Такая картина в целом характерна для всего Западно-Сибирского осадочного бассейна. Так, например, в пределах Приуральской НГО, расположенной в его северо-западной части,

Водоносный этаж	Индекс	Водоносный ярус	Водоносный комплекс	Индекс	Горизонт	Свита	Индекс		
Верхний	1(K ₁ -Q)	кайнозойский (KZ)	палеоген-четвертичный	8(P-Q)	полигенетический водоносный горизонт	—	2(P ₁ -Q)		
					кампан-маастрихтский водоносный	танамская K ₁ (tn)	2(K ₂ cp ₂ -K ₂ m)		
			верхнемеловой	8(K ₂)	нижекампанский относительно водоупорный	салпадаяхинская K ₂ (spd)	3(K ₂ cp ₁)		
					среднетуронско-сантонский водоносный	насоновская K ₂ (ns)	2(K ₂ t ₂ -K ₂ st)		
Нижний	9(PZ-MZ)	мезозойский (MZ)	апт-альб-сеноманский	8(K _{1a} -K _{2s})	верхнесеноманско-туронский водоупорный	дорожковская K ₁ (drzh)	4(K ₂ s ₃ -K ₂ t ₁)		
					среднеальбско-сеноманский водоносный	долганская K ₁ (dlg)	2(K ₁ al ₁ -K ₂ s ₂)		
			неокомский	8(K _{1v} -K _{2a})	среднеаптско-альбский водоупорный	яковлевская K ₁ (jak)	4(K ₁ a ₂ -K ₁ al ₂)		
					берриаско-нижеаптский водоносный	K ₁ (nch-sd-mch) K ₁ (shur-bkl-mch)	2(K ₁ b-K ₂ a ₁)		
			верхнеюрский	8(J ₃)	батско-берриаский водоупорный	кимериджско-нижеберриаский водоупорный	яновстанская (J ₃ jnv)	гольцинская (J ₃ gl)	4(J ₃ km-K ₁ b) 2(J ₃ o) 4(J ₃ bt-K ₁ b)
						оксфордский водоносный	сиговская (J ₃ sg)		
						келловейский водоупорный	точинская (J ₃ tch)		
			ниже-среднеюрский	8(J _{1,2})		верхнебайосско-батский водоносный	малышевская (J ₂ ml)	2(J ₂ b ₂ -J ₂ bt)	
						верхнебайосский водоупорный	леонтьевская (J ₂ ln)	4(J ₂ b ₂)	
						нижебайосский водоносный	вымская (J ₂ wm)	2(J ₂ b ₁)	
						ааленский водоупорный	лайдинская (J ₂ ld)	4(J ₂ a)	
						верхнетоарский водоносный	надояхская (J ₁ nd)	2(J ₁ t ₂)	
						нижнетоарский водоупорный	китербютская (J ₁ kt)	4(J ₁ t ₁)	
						верхнеплинцбахский водоносный	шараповская (J ₁ sh)	2(J ₁ p ₂)	
верхнеплинцбахский водоупорный	левинская (J ₁ lv)	4(J ₁ p ₂)							
геттангско-нижеплинцбахский водоносный	зимняя (J ₁ zm)	2(J ₁ g-J ₁ p ₁)							
триасовый	8(T)	индско-рэтский водоупорный				—	4(T ₁ i-T ₃ r)		
палеозойский (PZ)		палеозойский нерасчлененный 8(Pz)							

Табл. 1. Гидрогеологическая стратификация зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов

содержание N_2 достигает 10–20 об.%, что свидетельствует о региональной промытости этих отложений инфильтрационными водами в прибортовых районах (Novikov, Sukhorukova, 2015). Доминирует сухой углеводородный класс с содержанием $\Sigma TУ$ в составе ВРГ менее 1,0 об.%. На этом фоне установлены единичные объекты, относящиеся к тощему углеводородному классу на Озерной площади ($\Sigma TУ = 1,11–2,15$ об.%) в ЕХОБ и Тагульской (1,41 об.%) в ЗСОБ; полужирному – на Озерной площади (3,76 об.%) в скв. 7, интервал 1170–1177 м); жирному – на Лодочной площади, с содержанием $\Sigma TУ$ 5,3 об.%. Необходимо отметить, что в арктических районах Надым-Тазовской НГО содержание гомологов метана достигает более высоких значений: 10,19 об.%, на Северо-Иохтурском, 3,36–7,72 об.%, на Береговом и 5,21 об.%, на Харампурском месторождениях (Шварцев, Новиков, 2004; Новиков, 2019). Содержание CO_2 по комплексу варьирует в интервале 0,03–1,51 об.%, N_2 – 0,35–3,81 об.%, H_2 – 0,01–0,08 об.%. Концентрации аргона не превышают 0,03 об.%, гелий содержится в следовых количествах.

Неокомский водоносный комплекс, как и вышезалегающий апт-альб-сеноманский, характеризуется метановым составом ВРГ углеводородного класса. Содержание метана изменяется в широком диапазоне от 64,4 до 99,9 об.%. На этом фоне выделяется объект в скв. 310 Нанадянской площади, где его концентрация равна 24,1 об.%. Помимо невысокого содержания CH_4 ВРГ этой площади также характеризуются крайне низкими значениями $\Sigma TУ$ до 0,69 об.%, и высокими N_2 , достигающими 74,5 об.%, что может свидетельствовать о промытости этой зоны инфильтрационными водами. Ниже по разрезу этого не отмечается, и в составе ВРГ преобладают углеводородные компоненты с содержанием азота до 3,2–3,7 об.%. Превалируют полужирный и жирный углеводородные классы с содержанием $\Sigma TУ$ в составе ВРГ более 3,0 об.%. Максимальные концентрации $\Sigma TУ$ отмечены в приконтурных водах газоконденсатных и нефтяных залежей Пеляткинского, Дерябинского, Сузунского и других месторождений, где они изменяются в интервале от 5,29 до 17,70 об.%. Для сравнения в соседней Надым-Тазовской НГО содержания

гомологов метана достигают более высоких значений: от 27,9 до 30,9 об.%, на Вынгаяхинском; 31,7–32,4 об.%, на Тарасовском; 24,3–32,4 об.%, на Западно-Таркосалинском; 25,9–31,6 об.%, на Усть-Харампурском; 25,1–31,4 об.%, на Комсомольском и 25,8–31,6 об.%, на Пангодинском месторождениях (Шварцев, Новиков, 2004; Новиков, 2019). В целом по комплексу, в составе водорастворенного газа среднее содержание N_2 обычно не превышает 4–6 об.%, лишь в отдельных интервалах Верхнекубинской, Горчинской, Нанадянской, Средне-Яровской, Озерной, Сузунской, Токачинской и Яровской площадей отмечены его концентрации более 10 об.%.
Концентрации CO_2 составляют 0,02–3,52 об.%, (чаще десятые доли процента); H_2 изменяются от следовых до 2,13 об.%, в среднем составляя 0,21 об.%. В единичных пробах содержания аргона составляют 0,02 об.%. Обычно содержания гелия в составе ВРГ не превышают сотых долей процента. Однако детальный анализ имеющихся данных выявил группу объектов с аномальными значениями He от 0,5 до 0,9 об.%, в группе скважин расположенных близ северо-западного склона МНГ (Аномальная, Пеляткинская и Средне-Яровская площади) (рис. 1). Природа этой аномалии требует дальнейшего изучения.

ВРГ **верхнеюрского водоносного комплекса** изучаемого региона характеризуются крайне низкой степенью изученности. К настоящему времени имеется всего три пробы водорастворенных газов, одна из которых отобрана в пределах ЕХОБ (скв. 1 Рассохинской площади), вторая – в пределах МНГ (скв. 24 Южно-Соленинской площади) и третья проба – в пределах ЗСОБ (скв. 1 Большелайдинской площади). При этом в составе ВРГ Рассохинской площади доминирует азот (61,37 об.%), что свидетельствует о промыве древними инфильтрационными водами верхнеюрских отложений. В оставшихся двух пробах преобладает метан (92,1–98,7 об.%), содержания N_2 составляют 1,30–2,56 об.%; CO_2 – 0,16 об.%, (Южно-Соленинская площадь) и He – 0,005–0,014 об.%. Содержание гомологов метана установлено лишь в скв. 24 Южно-Соленинской площади и равно 5,15 об.%. Имеющиеся данные позволяют отнести ВРГ изученных проб верхнеюрского комплекса к сухому

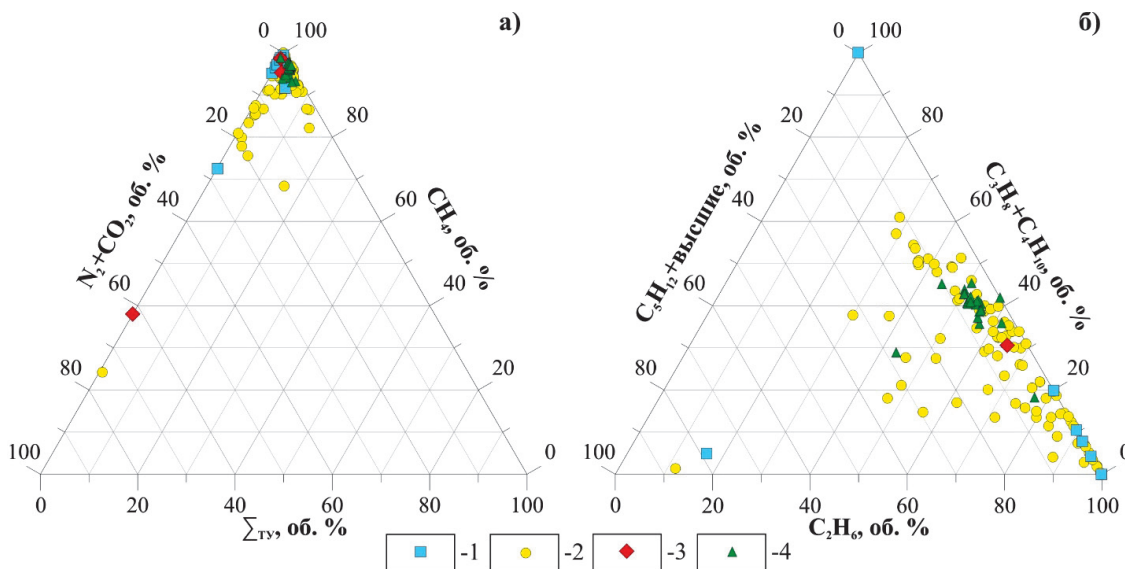


Рис. 2. Диаграммы общего состава (а) и состава тяжелой углеводородной фракции ВРГ (б) зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. Водоносные комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский, 3 – верхнеюрский, 4 – нижне-среднеюрский.

(скв. 1 Большелайдинской площади) и жирному (скв. 24 Южно-Соленинской площади) углеводородным классам.

Как и в вышележащих отложениях, в пределах **нижне-среднеюрского водоносного комплекса** развиты ВРГ метанового состава углеводородного класса. В исследуемом регионе доминирует жирный тип ВРГ с содержанием гомологов метана более 5 об.%. Исключением является проба из скв. 2 Турковской площади, где ΣTU составляет 3,89 об.%. Содержание метана варьирует от 86,0 до 94,9 об.%, в среднем составляя 92,4 об.%. Концентрации ΣTU изменяются в диапазоне 3,89–12,19 об.%. Максимальные их значения установлены на Сузунской (10,15 об.%), Семеновской (11,88 об.%) и Средне-Яровской (12,19 об.%) площадях. Для остальных изученных объектов средние величины ΣTU составляют 6,32 об.%. В сравнении ВРГ ниже-среднеюрских резервуаров Надым-Тазовской НГО отличаются более высокими содержаниями ΣTU , которые в отдельных интервалах достигают 30,1 об.% (Шварцев, Новиков, 2004; Новиков, 2019). Среди тяжелых углеводородов преобладает этан с его содержаниями 1,69–9,18 об.%. Концентрации C_3H_8 не превышают 3,30 об.%; $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ – 0,76 об.%; $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ – 0,93 об.%; $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$ – 0,56 об.%; $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$ – 0,80 об.% и C_6H_{14} – 0,16 об.%. Содержания N_2 изменяются от 0,64 до 2,9 об.%, при среднем – 1,4 об.%;

CO_2 – от 0,10 до 1,56 об.%, при среднем – 0,37 об.%. Концентрации H_2 в ВРГ составляют от тысячных долей до 1,3 об.%, благородных газов: He – от следовых до 0,02 об.%, Ar – не превышают 0,03 об.%. Обращают на себя внимание аномально обогащенные гелием пробы из ранее отмеченного района на северо-западном склоне МНГ (Средне-Яровская и Турковская площади), где его концентрации составляют 0,4–0,5 об.%.
Сравнительный анализ состава ВРГ юрско-неокомских отложений выявил схожие спектры распределения средних содержаний газов (рис. 3а). ВРГ апт-альб-сеноманских отложений характеризуются более низкими концентрациями гомологов метана. Средние содержания отличаются по C_2H_6 в 2,7 раза; C_3H_8 – в 18,9; $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ – в 4,9; $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ – в 42,5 и C_5H_{12} – в 66,6. ВРГ верхнеюрских резервуаров также имеют относительно более легкий состав гомологов по сравнению с ниже-среднеюрскими и неокомскими. Разница в концентрациях варьирует от 0,95 до 2,56 раз. Это обстоятельство свидетельствует о большей промытости верхнеюрских пород древними инфильтрационными водами на восточном борту ЕХОБ (Кох, Новиков, 2014; Борисов, 2019; Новиков, Борисов, 2021). В осевой части ЕХОБ верхнеюрский комплекс представлен глинами гольчихинской свиты, служившей

Площадь, № скв.	Элементный состав, об. %												ΣTU	$\frac{\Sigma\text{UB}}{\text{N}_2}$	$\frac{\text{CH}_4}{\Sigma\text{TU}}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_6}{\text{C}_3\text{H}_8}$	$\frac{i\text{C}_4\text{H}_{10}}{n\text{C}_4\text{H}_{10}}$
	CO_2	N_2	He	Ar	H_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}						
Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс																	
Восточно-Мессояхская, 35	0,00	1,73	-	0,001	-	98,9	0,00	0,018	0,01	0,00	-	0,03	57	3508	-	0,4	
Горчинская, 1	0,10	1,53	-	-	0,08	98,3	-	-	-	-	-	0,00	64	-	-	-	
Западно-Мессояхская, 21	0,00	0,40	0	0,001	0,00	98,9	0,61	0,14	0,01	0,00	-	0,76	286	130	4	2,7	
Лодочная, 5	1,51	2,40	-	0,030	0,01	90,8	0,87	0,01	0,15	4,17	-	5,30	40	17	87	48,0	
Озерная, 7	0,06	2,57	-	-	-	95,2	2,06	0,05	0,04	-	-	2,15	38	44	41	1,0	
Пеляткинская, 14	0,05	1,14	-	-	-	98,7	0,08	-	-	-	-	0,08	87	1234	-	-	
Тагульская, 11	0,10	1,97	-	-	-	96,5	1,41	-	-	-	-	1,41	50	68	-	-	
Неокомский водоносный комплекс																	
Верхнекубинская, 2	-	14,94	0,0070	-	1,613	80,1	2,31	0,53	0,33	0,13	-	3,30	6	24	4	0,7	
Горчинская, 1	-	13,05	0,0110	-	0,360	83,4	1,80	0,62	0,46	0,16	-	3,19	7	26	3	0,7	
Дерябинская, 13	0,35	9,98	0,0010	-	0,001	82,2	5,14	1,67	0,58	0,12	-	7,51	9	11	3	0,6	
Лодочная, 6	-	0,81	-	-	0,550	95,6	1,89	0,48	0,42	0,29	-	3,08	122	31	4	3,7	
Нанаянская, 310	-	3,74	0,1000	-	0,400	92,8	0,89	0,29	0,83	0,81	0,15	2,97	26	31	3	3,3	
Озерная, 4	0,65	17,65	-	-	-	78,2	2,14	0,33	0,70	0,29	-	3,46	5	23	6	3,1	
Пеляткинская, 5	1,43	0,93	0,1000	-	0,200	93,4	2,80	0,12	0,41	0,60	-	3,93	105	24	23	1,1	
Средне-Яровская, 1	0,26	3,32	-	-	0,103	91,4	3,61	0,45	0,38	0,46	-	4,89	29	17	8	0,4	
Сузунская, 17	0,15	1,91	0,0210	-	0,002	94,3	1,82	0,86	0,66	0,33	-	3,66	51	26	2	0,6	
Южно-Носковская, 318	-	7,03	-	-	-	89,1	2,38	0,41	0,24	0,82	-	3,85	13	23	6	0,5	
Верхнеюрский водоносный комплекс																	
Большелайдинская, 1	-	1,30	0,0140	-	-	98,7	-	-	-	-	-	0,00	76	-	-	-	
Южно-Соленинская, 24	0,16	2,56	0,0050	-	-	92,1	3,36	1,11	0,46	0,22	-	5,15	38	18	3	0,8	
Нижне-среднеюрский водоносный комплекс																	
Дерябинская, 5	0,52	-	-	-	0,016	92,4	3,81	1,85	0,97	0,42	-	7,05	-	13	2	0,7	
Дерябинская, 5	0,13	-	0,0002	-	-	93,6	3,31	1,62	0,93	0,46	-	6,32	-	15	2	0,6	
Семеновская, 2	-	-	0,0200	-	-	88,1	9,18	1,78	0,36	0,56	-	11,88	-	7	5	-	
Средне-Яровская, 4	-	0,88	0,5000	-	0,400	86,0	6,72	3,30	1,60	0,57	-	12,19	112	7	2	0,7	
Сузунская, 4	0,50	1,20	-	0,030	0,020	88,1	5,14	3,00	1,58	0,43	-	10,15	82	9	2	0,9	
Турковская, 2	-	0,64	0,4000	-	0,190	94,9	1,69	0,25	0,87	0,92	-	3,89	154	24	7	0,6	
Ушаковская, 1	-	0,74	-	-	1,300	91,2	3,89	1,34	1,07	0,50	-	6,80	132	13	3	0,6	
Хабейская, 1	0,30	2,90	-	-	-	89,4	4,57	1,55	1,10	0,19	-	7,41	33	12	3	0,3	
Южно-Соленинская, 25	1,56	-	-	-	0,007	91,1	3,29	1,79	1,52	0,75	-	7,35	-	12	2	0,8	

Табл. 2. Типовые пробы водорастворенных газов нефтегазоносных отложений зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. Примечание: «-» – нет данных.

основной нефтепроизводящей толщей для выше- и низезалегающих неокомских и ниже-среднеюрских резервуаров (Никитенко и др., 2020), что объясняет наибольшую степень родства состава ВРГ этих комплексов. Установленные закономерности подтверждаются величинами основных геохимических коэффициентов (рис. 3а).

Дальнейший анализ ВРГ неокомского и ниже-среднеюрского водоносных комплексов показал, что имеющиеся данные делятся на три однородные геохимические совокупности, территориально приуроченные к трем крупнейшим тектоническим элементам исследуемого региона: Енисей-Хатангскому региональному прогибу, Западно-Сибирской гемиантеклизе и разделяющей их Мессояжской наклонной гряде. Состав ВРГ неокомских резервуаров МНГ отличается более низкими, по сравнению с ЕХОБ

и ЗСОБ, содержаниями ΣTU и повышенными концентрациями водорода – до 0,5 об.% (рис. 3б). Состав ВРГ ниже-среднеюрского водоносного комплекса в целом схож на всей исследуемой территории. Незначительные отличия наблюдаются по среднему содержанию водорода и гомологов метана (рис. 3в). При этом воды ЗСОБ в большей степени обогащены этаном, пропаном и бутаном.

Как отмечалось выше, в зоне сочленения ЕХОБ и ЗСОБ развит нормальный (прямой) тип зональности ВРГ. С глубиной наблюдается монотонное снижение концентраций азота и метана, что сопровождается закономерным ростом содержаний гомологов метана и углекислого газа (рис. 4а-г). Так, средние концентрации метана изменяются от 94,0 об.% в апт-альб-сеноманском комплексе до 92,6 об.% в водах ниже-среднеюрских резервуаров.

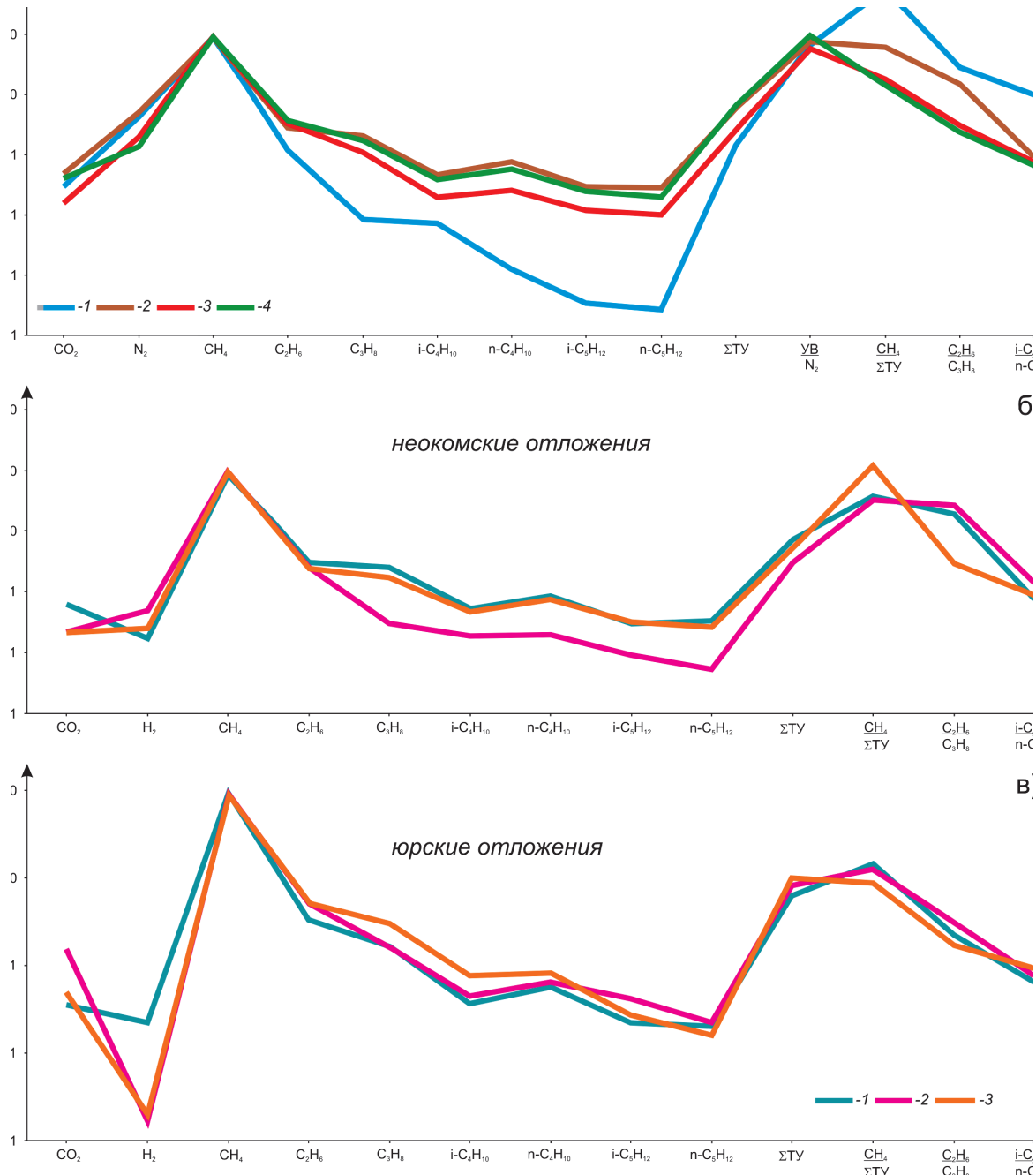


Рис. 3. Средний состав ВРГ нефтегазоносных отложений зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов с учетом основных геохимических коэффициентов ($\text{CH}_4/\Sigma\text{TU}$, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_3\text{H}_8$ и $i\text{-C}_4\text{H}_{10}/n\text{-C}_4\text{H}_{10}$). а) водоносные комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский, 3 – верхнеюрский, 4 – ниже-среднеюрский. б-в) изученные районы: 1 – Енисей-Хатангский бассейн, 2 – Мессояжская наклонная гряда, 3 – Западно-Сибирский бассейн.

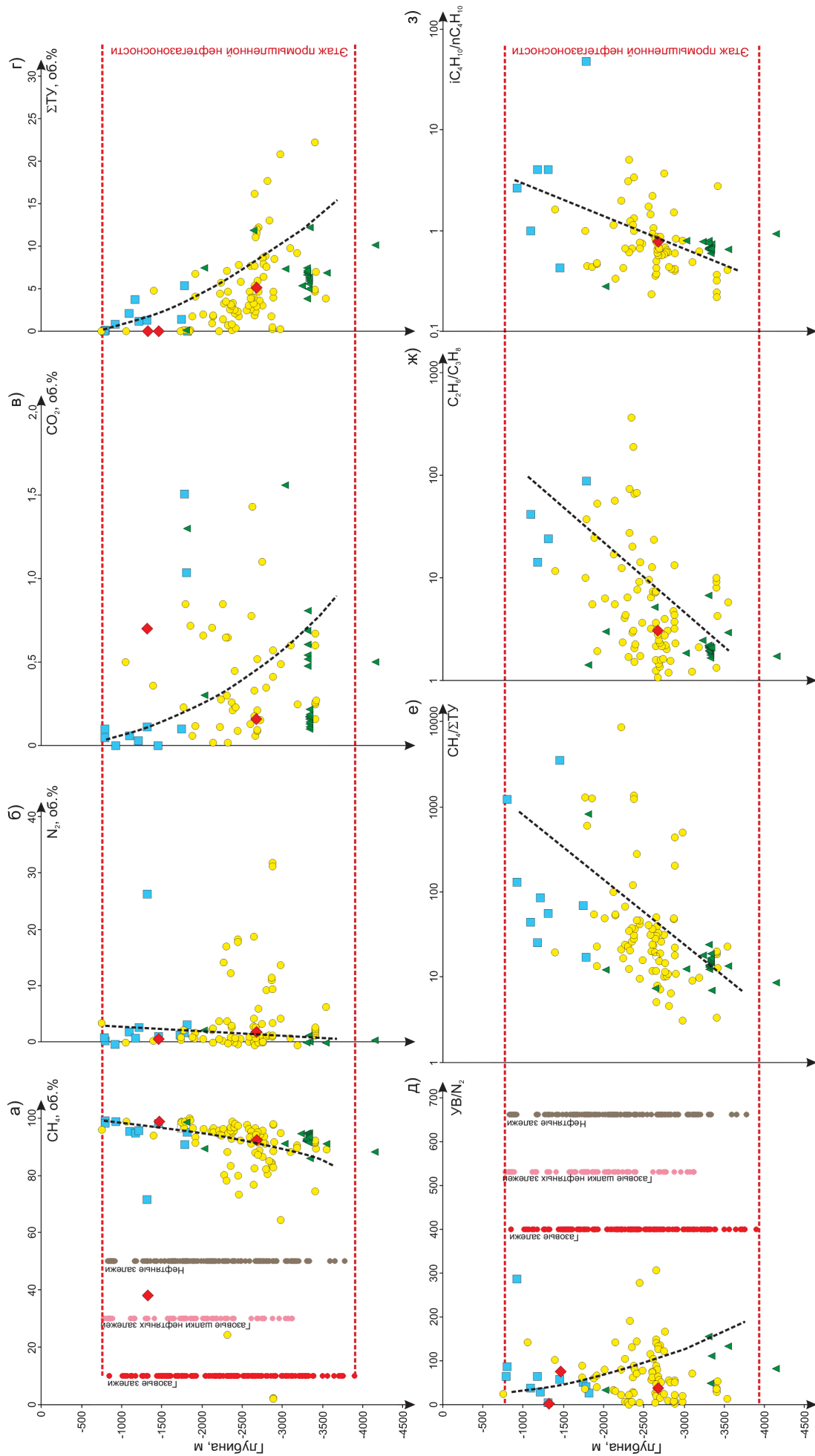


Рис. 4. Изменение с глубиной содержания CH_4 (а), N_2 (б), CO_2 (в), ΣTU (г) и коэффициентов $UВ/N_2$ (д), $CH_4/\Sigma TU$ (е), C_2H_6/C_3H_8 (ж), iC_4H_{10}/nC_4H_{10} (з) в ВРГ зоны соленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. Условные обозначения см. рис. 2.

Минимальные концентрации метана характеризуют ВРГ неокома с его содержанием – 88,9 об.%. Средние концентрации азота изменяются от 4,3–5,1 об.% в меловых комплексах до 1,4–1,9 об.% в юрских. Средние значения ΣТУ растут от 1,44 об.% в апт-альб-сеноманских резервуарах до 6,66 об.% в отложениях нижней и средней юры (рис. 4г). При этом доминирует среди гомологов этан.

Его средние концентрации постепенно растут с глубиной и составляют 1,18 об.% в апт-альб-сеноманском комплексе; 2,81 об.% – в неокомском; 3,36 об.% – в верхнеюрском и 3,64 об.% – в нижне-среднеюрском. Поведение пропана, бутана, пентана и гексана носит более сложный характер: в максимальной степени ими обогащены воды неокомских резервуаров (рис. 3а). Схожее распределение по разрезу имеют и средние содержания углекислого газа, которые варьируют в узком интервале 0,16–0,48 об.%. Установлено, что с глубиной происходит закономерный рост от апт-альб-сеноманских резервуаров к юрским средних значений коэффициента обогащенности углеводородами (от 37 до 154) и снижение отношений $CH_4/\Sigma TU$ (от 130 до 7), C_2H_6/C_3H_8 (от 41 до 2) и $i-C_4H_{10}/n-C_4H_{10}$ (от 2,6 до 0,6) (рис. 4д-з).

Выводы

Таким образом, по результатам проведенных исследований установлено следующее.

1) С увеличением глубины залегания и возраста нефтегазоносных комплексов в зоне сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского осадочных бассейнов возрастает время рассеяния углеводородов из залежей, сформированных на прошлых этапах геохимического развития системы вода-газ. С ужесточением термобарического поля уровень генерации углеводородов продолжает оставаться высоким, что сопровождается смещением процессов газообразования в сторону жидких компонентов и гомологов метана. Поэтому обнаружение высокогазонасыщенных вод (до 4,6 dm^3/dm^3) в нижне-среднеюрских резервуарах, обогащенных гомологами метана, является закономерным и позволяет весьма высоко оценивать их перспективы.

2) Для исследуемого района установлена схожесть составов ВРГ неокомских и юрских резервуаров ($C_1 > N_2 > C_2 > C_3 > n-C_4 > i-C_4 > CO_2 > i-C_5 > n-C_5$). ВРГ апт-альб-сеноманских отложений отличаются более низкими содержаниями гомологов метана ($C_1 > N_2 > C_2 > CO_2 > C_3 > i-C_4 > n-C_4 > i-C_5 > n-C_5$), с величиной ΣТУ равной 1,44 об.%. Вертикальная зональность состава ВРГ во многом определяется палеогидрогеологической историей вмещающих отложений и настоящим распределением залежей углеводородов в юрско-меловом разрезе.

3) Выявлена и локализована гелиевая аномалия на северо-западном склоне Мессояхской наклонной гряды в пределах небольшой территории, ограниченной Аномальной, Турковской, Пеляткинской и Средне-Ярвской площадями. Содержания He в границах зоны отличаются на несколько математических порядков от фоновых значений, типичных для территории исследования, и составляют 0,4–0,9 об.%. Природа аномалии требует дальнейшего детального изучения.

Финансирование

Исследования проводились при финансовой поддержке проектов ФНИ № 0331-2019-0017, 0331-2019-0025; РФФИ в рамках научного проекта № 18-05-70074 «Ресурсы Арктики»; РФФИ и Правительства Ямало-Ненецкого автономного округа в рамках научного проекта № 19-45-890005.

Литература

- Борисов Е.В. (2019). Вопросы корреляции и индексации продуктивных пластов группы СГ сивговской свиты в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, 4(40), с. 67–79. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2019-4-67-79>
- Нуднер В.А. (1970). Гидрогеология СССР. Т. XVI: Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). М.: Недра, 368 с.
- Гинсбург Г.Д., Иванова Г.А. (1977). Некоторые характерные черты геохимической зональности подземных вод в юго-западной части Енисей-Хатангского прогиба. *Геология и нефтегазоносность мезозойских прогибов севера Сибирской платформы*. Л.: НИИГА, с. 70–82.
- Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. (1982). Нефтегазопосковая гидрогеология. М.: Недра, 216 с.
- Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. (1986). Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 224 с.
- Конторович А.Э., Зимин Ю.Г. (1968). Об условиях формирования химического состава подземных вод Западно-Сибирской низменности. *Труды СНИИГГиМС*, 46, с. 83–95.
- Кох А.А., Новиков Д.А. (2014). Гидродинамические условия и вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод в западной части Хатангского артезианского бассейна. *Водные ресурсы*, 41(4), с. 375–386.
- Кругликов Н.М. (1964). Гидрогеология северо-западного борта Западно-Сибирского артезианского бассейна. Л.: Недра, 166 с.
- Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. (1985). Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л.: Недра, 279 с.
- Курчиков А.Р., Плавник А.Г. (2009). Кластеризация гидрогеохимических данных в задачах оценки прогнозных ресурсов углеводородов нефтегазоносных комплексов Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 50(11), с. 1218–1226.
- Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н. (2005). Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. Тюмень: ТюмГНГУ, 225 с.
- Никитенко Б.Л., Девятов В.П., Родченко А.П., Левчук Л.К., Пещевицкая Е.Б., Фурсенко Е.А. (2020). Гольчихинская свита (верхи бата-низы борейального берриаса) Енисей-Хатангского прогиба (запад Северо-Сибирской низменности). *Геология и геофизика*, 61(4), с. 508–526.
- Новиков Д.А. (2017). Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Геодинамика и тектонофизика*, 8(4), с. 881–901. <https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-4-0322>
- Новиков Д.А. (2019). О зональности водорастворенных газов нефтегазоносных отложений Надым-Тазовского междуречья. *Интерэкспо ГЕО-Сибирь*, 2(1), с. 133–140. <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2019-2-1-133-140>
- Новиков Д.А., Вакуленко Л.Г., Ян П.А. (2019). Особенности латеральной гидрогеохимической и аутигенно-минералогической зональности оксфордского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья. *Геология и геофизика*. 60(6), с. 843–859. DOI: 10.15372/GiG2019041
- Новиков Д.А. (2020). Характер равновесий в системе вода-газ на примере юрско-меловых нефтегазоносных отложений Ямало-Карской депрессии. *Геология и геофизика*, 61(8), с. 1074–1092. DOI: 10.15372/GiG2019179
- Новиков Д.А., Борисов Е.В. (2020). Особенности гидрогеологической стратификации нефтегазоносных отложений западной части Енисей-Хатангского бассейна. *Известия ВУЗов. Нефть и Газ*, 1, с. 42–52. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2020-1-42-52>
- Новиков Д.А., Борисов Е.В. (2021). Прогноз нефтегазоносности юрских резервуаров зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. *Геология и геофизика*, 62(2), с. 216–237. DOI: 10.15372/GiG2020119

Ростовцев Н.Н., Равдоникас О.В. (1958). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. М.: Госгостехиздат, 391 с.

Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. (2004). Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна. *Геология и геофизика*, 45(7), с. 826–832.

Шварцев С.Л., Новиков Д.А. (2004). Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь). *Геология и геофизика*, 45(8), с. 1008–1020.

Novikov D.A. (2017). Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5), pp. 780–788. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/193/1/012048>

Novikov D.A. (2018). Theoretical substantiation of application of the hydrocarbon accumulation prospecting technique in Western Siberia based on the study of water-gas equilibria. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 193(1). <https://doi.org/10.1007/s12517-015-1832-5>

Novikov D.A., Sukhorukova A.F. (2015). Hydrogeology of the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 8(10), pp. 8703–8719. <https://doi.org/10.1007/s12517-015-1832-5>

Сведения об авторах

Дмитрий Анатольевич Новиков – кандидат геол.-мин. наук, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Евгений Владиславович Борисов – научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 20.07.2020;

Принята к публикации 09.08.2021; Опубликована 30.11.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geochemistry of water-soluble gases in the oil and gas bearing sediments of the zone of junction between the Yenisei-Khatanga and the West Siberian basins (the Arctic regions of Siberia)

D.A. Novikov^{1,2*}, E.V. Borisov¹

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitry A. Novikov, e-mail: novikovda@ipgg.sbras.ru

Abstract. The results of the studies of geochemical and zoning features of water-dissolved gases in the Mesozoic sediments of the junction between the Yenisei-Khatanga and the West Siberian basins are reported. The stage of industrial oil and gas content is more than 3 km thick and involves the depth range from 750 to 4000 m. Waters occurring in the region contain methane, their total gas saturation is 0.3 to 4.6 dm³/dm³, and CH₄ content in 88.9 to 95.4 vol. % on average. An increase in the concentrations of carbon dioxide and methane homologues is observed with an increase in the depth, which is accompanied by a regular decrease in the concentrations of methane and nitrogen. In general, water-dissolved gases from the Neocomian and Jurassic reservoirs have similar compositions (C₁ > N₂ > C₂ > C₃ > n-C₄ > i-C₄ > CO₂ > i-C₅ > n-C₅). The water-dissolved gases of the Aptian-Albian-Cenomanian sediments are distinguished by lower concentrations of methane homologues (C₁ > N₂ > C₂ > CO₂ > C₃ > i-C₄ > n-C₄ > i-C₅ > n-C₅), with the total content of heavy hydrocarbons (HHC) equal to 1.44 vol. %. Vertical zoning of the composition of water-dissolved gases is determined by the distribution of hydrocarbon pools in the Jurassic-Cretaceous section. A regular increase in the average values of the factor of enrichment with hydrocarbons (HC) (from 37 to 154) was established, along with a decrease in the ratio of CH₄/ΣHHC (from 130 to 7), C₂H₆/C₃H₈ (from 41 to 2) and i-C₄H₁₀/n-C₄H₁₀ (from 2.6 to 0.6) from the Aptian-Albian-Cenomanian reservoirs to the Jurassic ones. The zone with anomalous He concentrations within the range of 0.4–0.9 vol. % was detected in the Neocomian and Middle Jurassic sediments. This zone is localized at the north-western slope of the Messoyakh inclined ridge (the Anomalnaya, Turkovskaya, Pelyatkinskaya and

Sredne-Yarovskaya areas). The nature of this anomaly needs further studies.

Keywords: water-dissolved gases, methane homologues, gas saturation of groundwaters, gas zoning, the Yenisei-Khatanga basin, West Siberia, the Arctic

Acknowledgements

The studies were carried out with financial support from the Program of Fundamental Research under Projects No. 0331-2019-0017, 0331-2019-0025; from the Russian Foundation for Basic Research under Project No. 18-05-70074 Resources of the Arctic; from the Russian Foundation for Basic Research and the Government of the Yamal-Nenets Autonomous District within research project No. 19-45-890005.

Recommended citation: Novikov D.A., Borisov E.V. (2021). Geochemistry of water-soluble gases in the oil and gas bearing sediments of the zone of junction between the Yenisei-Khatanga and the West Siberian basins (the Arctic regions of Siberia). *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 2–11. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.1>

References

- Borisov E.V. (2019). Issues of correlation and indexation of productive SG strata of the Sigovskaya formation in the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geologiya i mineral'no-syr'yevyye resursy Sibiri*, 4(40), pp. 67–79. (In Russ.). <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2019-4-67-79>
- Ginsburg G.D., Ivanova G.A. (1977). Some characteristic features of the geochemical zoning of groundwater in the southwestern part of the Yenisei-Khatanga trough. *Geologiya i neftegazonosnost' mezozoyskikh progibov severa Sibirskoy platformy*. Leningrad: NIIGA, pp. 70–82. (In Russ.)
- Kartsev A.A., Vagin S.B., Matusevich V.M. (1986). Hydrogeology of oil and gas basins. Moscow: Nedra, 224 p. (In Russ.)

- Kokh A.A., Novikov D.A. (2014). Hydrodynamic conditions and vertical hydrogeochemical zonality of groundwater in the Western Khatanga Artesian Basin. *Water Resources*, 41(4), pp. 396–405. <https://doi.org/10.1134/S0097807814040083>
- Kontorovich A.E., Zimin Y.G. (1968). On the conditions for the formation of the chemical composition of groundwater in the West Siberian Lowland. *Trudy SNIIGGiMS*, 46, pp. 83–95. (In Russ.)
- Kruglikov N.M. (1964). Hydrogeology of the northwestern side of the West Siberian artesian basin. Leningrad: Nedra, 166 p. (In Russ.)
- Kruglikov N.M., Nelyubin V.V., Yakovlev O.N. (1985). Hydrogeology of the West Siberian oil and gas basin and features of the formation of hydrocarbon deposits. Leningrad: Nedra, 279 p. (In Russ.)
- Kurchikov A.R., Plavnik A.G. (2009). Clustering of groundwater chemistry data with implications for reservoir appraisal in West Siberia. *Russ. Geol. Geophys.*, 50(11), pp. 943–949. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.003>
- Matusevich V.M., Ryl'kov A.V., Ushatinskiy I.N. (2005). Geofluidic systems and problems of oil and gas potential of the West Siberian megabasin. Tyumen: TyumGNGU, 225 p. (In Russ.)
- Nikitenko B.L., Devyatov V.P., Rodchenko A.P., Levchuk L.K., Peshchevitskaya Ye.B., Fursenko Ye.A. (2020). The Gol'chikha Formation (Upper Bathonian–Lower Boreal Berriasian) of the Yenisei–Khatanga Depression (West of the North Siberian Lowland). *Russ. Geol. Geophys.*, 61(4), pp. 412–427. <https://doi.org/10.15372/RGG2019082>
- Novikov D.A. (2017a). Hydrogeological conditions for the presence of oil and gas in the western segment of the Yenisei–Khatanga regional trough. *Geodynamics & Tectonophysics*, 8(4), pp. 881–901. (In Russ.). <https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-4-0322>
- Novikov D.A. (2017b). Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5), pp. 780–788. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/193/1/012048>
- Novikov D.A. (2018). Theoretical substantiation of application of the hydrocarbon accumulation prospecting technique in Western Siberia based on the study of water-gas equilibria. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 193(1). <https://doi.org/10.1007/s12517-015-1832-5>
- Novikov D.A. (2019). Zonality of water-dissolved gases in the oil-and-gas bearing sediments of the Nadym-Taz interfluvium. *Interespo GEO-Sibir*, 2(1), pp. 133–140. (In Russ.). <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2019-2-1-133-140>
- Novikov D.A. (2020). Analysis of water-gas system equilibria in Jurassic-Cretaceous reservoirs (by the example of the Yamal-Kara Depression). *Russian Geology and Geophysics*, 61(8), pp. 874–890. <https://doi.org/10.15372/RGG2019179>
- Novikov D.A., Borisov E.V. (2020). Features of the hydrogeological stratification of oil and gas bearing deposits in the western part of the Yenisei-Khatanga basin. *Izvestiya VUZov. Neft' i Gaz*, 1, pp. 42–52. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2020-1-42-52>
- Novikov D.A., Borisov E.V. (2021). Prediction of oil and gas occurrence in the Jurassic reservoirs of the zone of junction of the Yenisei–Khatanga and West Siberian basins. *Russian Geology and Geophysics*, 62(2), pp. 216–237. <https://doi.org/10.2113/RGG20194069>
- Novikov D.A., Sukhorukova A.F. (2015). Hydrogeology of the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 8(10), pp. 8703–8719. <https://doi.org/10.1007/s12517-015-1832-5>
- Novikov D.A., Vakulenko L.G., Yan P.A. (2019). Lateral zoning of groundwater chemistry and authigenic mineralogy in the Oxfordian regional reservoir of the Nadym-Taz interfluvium. *Russian Geology and Geophysics*, 60(6), pp. 662–674. <https://doi.org/10.15372/RGG2019041>
- Nudner V.A. (1970). Hydrogeology of the USSR. Vol. XVI: West Siberian Plain (Tyumen, Omsk, Novosibirsk and Tomsk Regions). Moscow: Nedra, 368 p. (In Russ.)
- Rostovtsev N.N., Ravdonikas O.V. (1958). Geological structure and prospects of oil and gas potential of the West Siberian lowland. Moscow: Gostoptekhizdat, 391 p. (In Russ.)
- Shvartsev S.L., Novikov D.A. (2004). The nature of vertical hydrogeochemical zoning of petroleum deposits (exemplified by the Nadym-Taz interfluvium, West Siberia). *Geologiya i geofizika*, 45(8), pp. 1008–1020. (In Russ.)
- Stavitskiy B.P., Kurchikov A.R., Kontorovich A.E., Plavnik A.G. (2004). Hydrochemical zoning of Jurassic and Cretaceous sediments of the West Siberian basin. *Geologiya i geofizika*, 45(7), pp. 826–832. (In Russ.)
- Zor'kin L.M., Subbota M.I., Stadnik E.V. (1982). Oil and gas exploration hydrogeology. Moscow: Nedra, 216 p. (In Russ.)

About the Authors

Dmitry A. Novikov – PhD (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory of sedimentary basins hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; Associate professor, Department of Geology of petroleum fields, Novosibirsk State University

3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Evgeny V. Borisov – Researcher, Laboratory of oil and gas of Arctic regions of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences

3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 20 July 2020;

Accepted 9 August 2021; Published 30 November 2021