

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<sup>1,2\*</sup>, Е.В. Борисов<sup>1</sup>*<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия<sup>2</sup>Новосибирский 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 дм<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup> и содержанием СН<sub>4</sub> в среднем от 88,9 до 95,4 об.%. С глубиной наблюдается рост содержания углекислого газа и гомологов метана, что сопровождается закономерным снижением концентраций метана и азота. В целом, наблюдается схожесть составов водорастворенных газов неокомских и юрских резервуаров ( $C_1 > N_2 > C_2 > C_3 > n-C_4 > i-C_4 > CO_2 > i-C_5 > n-C_5$ ). Водорастворенные газы 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 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  $CH_4/\Sigma C_{2-6}$  (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) от апт-альб-сеноманских резервуаров к юрским. Установлена зона с аномальными значениями He 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](mailto: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 нижне-среднеюрского (26 проб) водоносных комплексов, отобранных на 26 площадях, а также результаты по 114 замерам общей газонасыщенности подземных вод. Ранее достоверность и качество

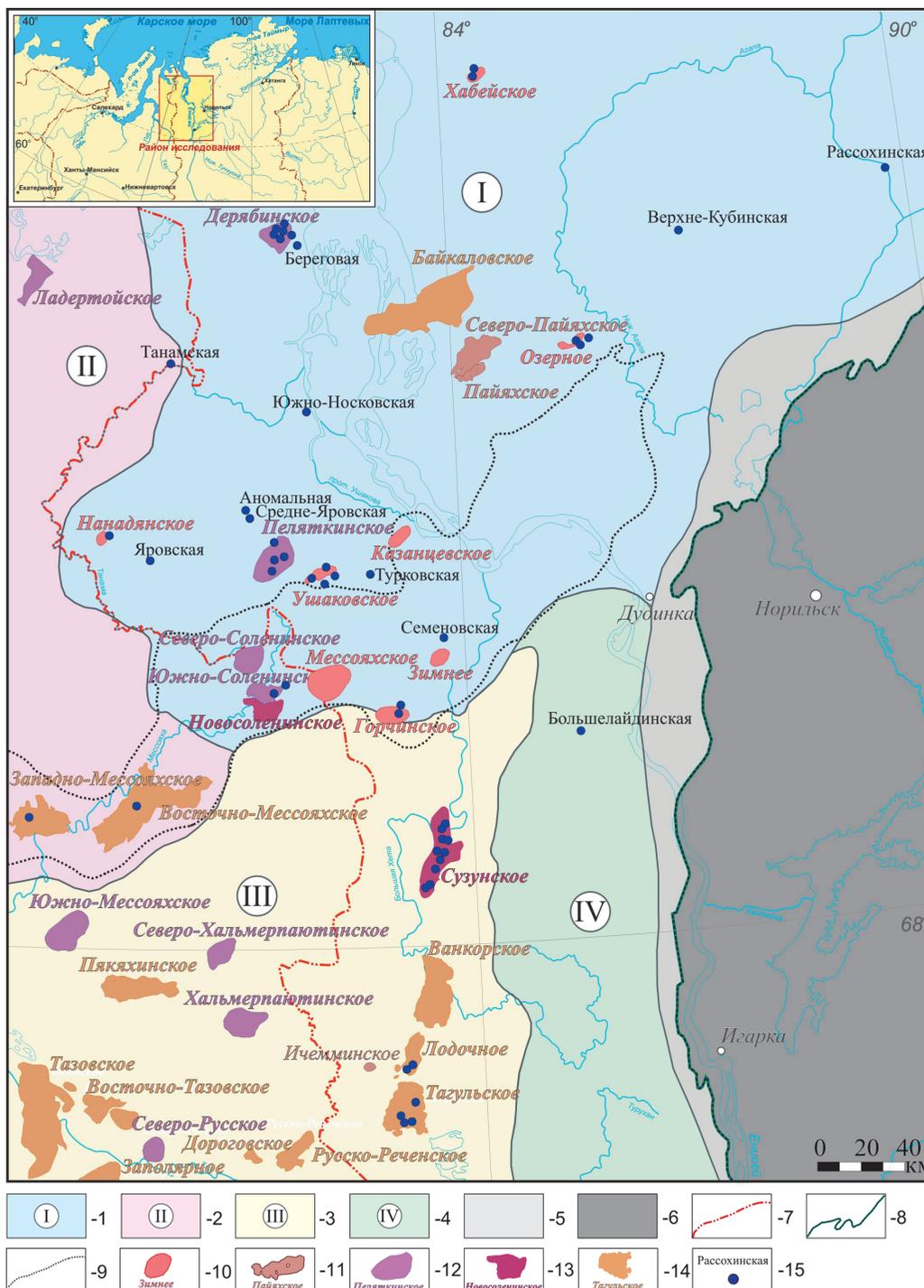


Рис. 1. Обзорная карта территории исследования. Нефтегазоносные области: 1 – Енисей-Хатангская, 2 – Гыданская, 3 – Пур-Тазовская, 4 – Елогуй-Туруханская; 5 – бесперспективные земли; 6 – зона отсутствия мезозойских отложений; границы: 7 – административные, 8 – распространения мезозойских отложений; 9 – 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:  $\Sigma UV/N_2$  – коэффициент обогащенности углеводородами,  $CH_4/\Sigma TU$  – коэффициент сухости,  $C_2H_6/C_3H_8$  – коэффициент этанизации и соотношение изомеров бутана  $i-C_4H_{10}/n-C_4H_{10}$ . 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

подем. 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  $dm^3/dm^3$  в верхах апт-альб-сеноманского до 4,6  $dm^3/dm^3$  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 ( $\Sigma TU$ ), об.%: сухим ( $\Sigma TU < 1$ ), тощим ( $\Sigma TU = 1-3$ ), полужирным ( $\Sigma TU = 3-5$ ) и жирным ( $\Sigma TU > 5$ ) (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 <sub>1</sub> -Q)	кайнозойский (KZ)	палеоген-четвертичный	8(p-Q)	полигенетический водоносный горизонт	—	2(P <sub>1</sub> -Q)		
			верхнемеловой	8(K <sub>2</sub> )	кампан-маастихтский водоносный	танамская K <sub>2</sub> (tn)	2(K <sub>2</sub> cp <sub>2</sub> -K <sub>2</sub> m)		
		апт-альб-сеноманский	8(K <sub>1</sub> a-K <sub>2</sub> s)	нижекампанский относительно водоупорный	среднетуронско-сантонский водоносный	салпадаяхинская K <sub>2</sub> (spd)	насоновская K <sub>2</sub> (ns)	3(K <sub>2</sub> cp <sub>1</sub> ) 2(K <sub>2</sub> t <sub>2</sub> -K <sub>2</sub> st)	
				верхнесеноманско-туронский водоупорный	среднеальбско-сеноманский водоносный	дорожковская K <sub>2</sub> (drzh)	долганская K <sub>2</sub> (dlg)	4(K <sub>2</sub> s <sub>3</sub> -K <sub>2</sub> t <sub>1</sub> ) 2(K <sub>2</sub> al <sub>2</sub> -K <sub>2</sub> s <sub>2</sub> )	
Нижний	9(PZ-MZ)	мезозойский (MZ)	неокомский	8(K <sub>1</sub> v-K <sub>2</sub> a <sub>1</sub> )	среднеаптско-альбский водоупорный	яковлевская K <sub>1</sub> (jak)	4(K <sub>2</sub> a <sub>1</sub> -K <sub>2</sub> al <sub>1</sub> )		
					берриаско-нижеаптский водоносный	K <sub>1</sub> (nch-sd-mch) K <sub>1</sub> (shur-bkl-mch)	2(K <sub>1</sub> b-K <sub>2</sub> a <sub>1</sub> )		
			верхнеюрский	8(J <sub>3</sub> )	кимериджско-нижеберриаский водоупорный	батско-берриаский водоупорный	яновстанская (J <sub>3</sub> jnv)	гольчихинская (J <sub>3</sub> gl)	4(J <sub>3</sub> km-K <sub>1</sub> b <sub>1</sub> )
					оксфордский водоносный		сиговская (J <sub>3</sub> sg)		2(J <sub>3</sub> o)
					келловейский водоупорный		точинская (J <sub>3</sub> tch)		4(J <sub>3</sub> c)
			ниже-среднеюрский	8(J <sub>1-2</sub> )	верхнебайосско-батский водоносный	малышевская (J <sub>2</sub> ml)	2(J <sub>2</sub> b <sub>2</sub> -J <sub>2</sub> bt)		
		верхнебайосский водоупорный			леонтьевская (J <sub>2</sub> ln)	4(J <sub>2</sub> b <sub>2</sub> )			
		нижебайосский водоносный			вымская (J <sub>2</sub> wm)	2(J <sub>2</sub> b <sub>1</sub> )			
		ааленский водоупорный			лайдинская (J <sub>2</sub> ld)	4(J <sub>2</sub> a)			
		верхнетюарский водоносный			надояхская (J <sub>2</sub> nd)	2(J <sub>2</sub> t <sub>2</sub> )			
		нижетюарский водоупорный			китербютская (J <sub>2</sub> kt)	4(J <sub>2</sub> t <sub>1</sub> )			
		триасовый	8(T)	верхнеплинсбахский водоносный	шараповская (J <sub>1</sub> sh)	2(J <sub>1</sub> p <sub>2</sub> )			
верхнеплинсбахский водоупорный	левинская (J <sub>1</sub> lv)			4(J <sub>1</sub> p <sub>2</sub> )					
геттангско-нижеплинсбахский водоносный	зимняя (J <sub>1</sub> zm)			2(J <sub>1</sub> g-J <sub>1</sub> p <sub>1</sub> )					
палеозойский (PZ)		палеозойский нерасчлененный 8(Pz)					4(T <sub>1</sub> i-T <sub>3</sub> r)		

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 вышележащий 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

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.

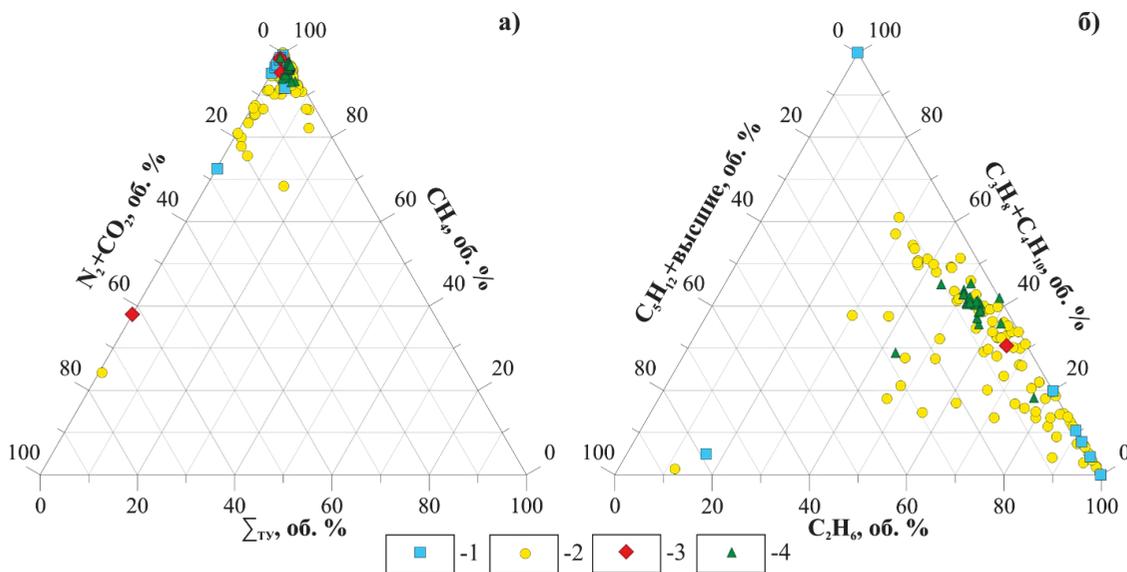


Рис. 2. Диаграммы общего состава (а) и состава тяжелой углеводородной фракции ВРГ (б) зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. Водоносные комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский, 3 – верхнеюрский, 4 – нижне-среднеюрский.

(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 ΣТУ составляет 3,89 об.%. Содержание метана варьирует от 86,0 до 94,9 об.%, в среднем составляя 92,4 об.%. Концентрации ΣТУ 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 ΣТУ составляют 6,32 об.%. В сравнении ВРГ нижне-среднеюрских резервуаров Надым-Газовской НГО отличаются более высокими содержаниями ΣТУ, 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<sub>3</sub>H<sub>8</sub> не превышают 3,30 об.%; i-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – 0,76 об.%; n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – 0,93 об.%; i-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> – 0,56 об.%; n-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> – 0,80 об.%. и C<sub>6</sub>H<sub>14</sub> – 0,16 об.%. Содержания N<sub>2</sub> изменяются от 0,64 до 2,9 об.%, при среднем – 1,4 об.%;

CO<sub>2</sub> – от 0,10 до 1,56 об.%, при среднем – 0,37 об.%. Концентрации H<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>H<sub>6</sub> в 2,7 раза; C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> – в 18,9; i-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – в 4,9; n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – в 42,5 и C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> – в 66,6. ВРГ верхнеюрских резервуаров также имеют относительно более легкий состав гомологов по сравнению с нижне-среднеюрскими и неокомскими. Разница в концентрациях варьирует от 0,95 до 2,56 раз. Это обстоятельство свидетельствует о большей промьтости 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. %											ΣТУ	ΣУВ N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub> ΣТУ	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	He	Ar	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>					
<b>Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс</b>																
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	-	-
<b>Неокомский водоносный комплекс</b>																
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
<b>Верхнеюрский водоносный комплекс</b>																
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
<b>Нижне-среднеюрский водоносный комплекс</b>																
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 нижезалегающих 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 Мессояхской наклонной гряде. Состав ВРГ неокомских резервуаров МНГ отличается более низкими, по сравнению с ЕХОБ

и ЗСОБ, содержаниями  $\Sigma\text{TU}$  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 – Мессояхская наклонная гряда, 3 – Западно-Сибирский бассейн.

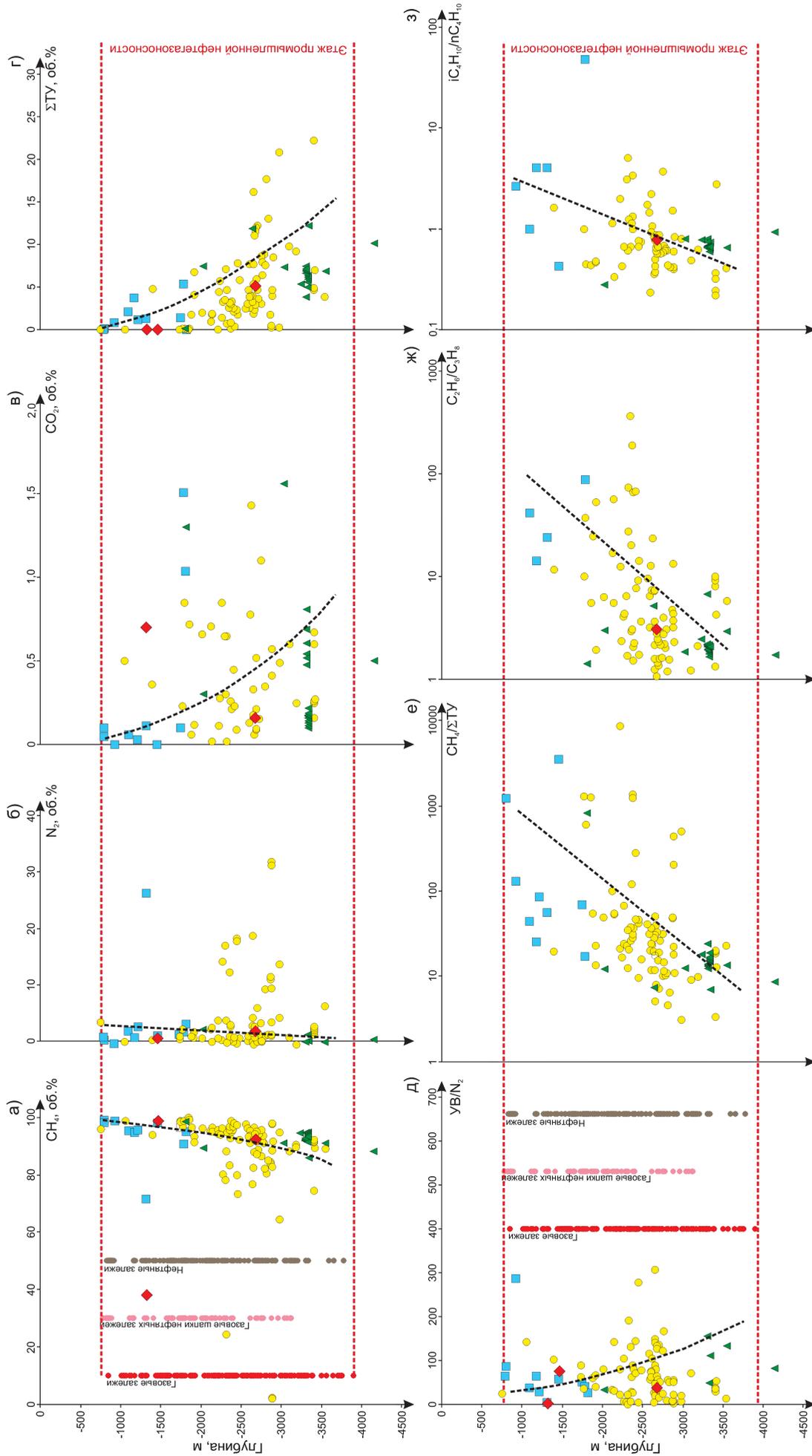


Рис. 4. Изменение с глубиной содержания  $CH_4$  (а),  $N_2$  (б),  $CO_2$  (в),  $\Sigma TU$  (г) и коэффициентов  $UВ/N_2$  (д),  $CH_4/\Sigma TU$  (е),  $C_2H_6/C_3H_8$  (ж),  $i-C_4H_{10}/n-C_4H_{10}$  (з) в ВРГ зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. Условные обозначения 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  $\Sigma\text{TU}$  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 средним значениям коэффициента обогащенности углеводородами (от 37 до 154) и снижение отношений  $\text{CH}_4/\Sigma\text{TU}$  (от 130 до 7),  $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_3\text{H}_8$  (от 41 до 2) и  $i\text{-C}_4\text{H}_{10}/n\text{-C}_4\text{H}_{10}$  (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 высокогазо-насыщенных вод (до 4,6  $\text{дм}^3/\text{дм}^3$ ) 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 ( $\text{C}_1 > \text{N}_2 > \text{C}_2 > \text{C}_3 > n\text{-C}_4 > i\text{-C}_4 > \text{CO}_2 > i\text{-C}_5 > n\text{-C}_5$ ). ВРГ апт-альб-сеноманских отложений отличаются более низкими содержаниями гомологов метана ( $\text{C}_1 > \text{N}_2 > \text{C}_2 > \text{CO}_2 > \text{C}_3 > i\text{-C}_4 > n\text{-C}_4 > i\text{-C}_5 > n\text{-C}_5$ ), с величиной  $\Sigma\text{TU}$  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 сиговской 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). Нефтегазопойсковая 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., Пещевская Е.Б., Фурсенко Е.А. (2020). Гольчихинская свита (верхи бата-низы борального 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.: Гостоптехиздат, 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<sup>1,2\*</sup>, E.V. Borisov<sup>1</sup>

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

<sup>2</sup>Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Dmitry A. Novikov, e-mail: [novikovda@ipgg.sbras.ru](mailto: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 dm<sup>3</sup>/dm<sup>3</sup>, and CH<sub>4</sub> 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 (C<sub>1</sub> > N<sub>2</sub> > C<sub>2</sub> > C<sub>3</sub> > n-C<sub>4</sub> > i-C<sub>4</sub> > CO<sub>2</sub> > i-C<sub>5</sub> > n-C<sub>5</sub>). The water-dissolved gases of the Aptian-Albian-Cenomanian sediments are distinguished by lower concentrations of methane homologues (C<sub>1</sub> > N<sub>2</sub> > C<sub>2</sub> > CO<sub>2</sub> > C<sub>3</sub> > i-C<sub>4</sub> > n-C<sub>4</sub> > i-C<sub>5</sub> > n-C<sub>5</sub>), 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 CH<sub>4</sub>/ΣHHC (from 130 to 7), C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>/C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> (from 41 to 2) and i-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>/n-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> (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, Pelyatinskaya 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' mezozoysskikh 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 Borelian) 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. *Intereks 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*