

УДК 550.42 (571.1)

**Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений
южных районов Обь-Иртышского междуречья**

**Д. А. Новиков^{1, 2 *}, А. Е. Шохин², А. А. Черников², Ф. Ф. Дульцев¹,
А. В. Черных¹**

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Россия

²Новосибирский национальный исследовательский государственный универ-
ситет, г. Новосибирск, Россия

*e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Приводятся результаты изучения особенностей геохимии водорастворенных газов нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья. Установлен рост величины общей газонасыщенности подземных вод с глубиной от 0,1–0,5 л/л в апт-альб-сеноманском до 3,0–3,5 л/л в нижнесреднеюрском водоносных комплексах. Наиболее широко в водах распространен метан, его содержание в водах увеличивается с глубиной до 2 000–2 200 м, после чего его концентрации снижаются в интервале глубин 2 400–2 500 м. Здесь выявлен пик содержаний его гомологов (C₂H₆; C₃H₈; iC₄H₁₀; nC₄H₁₀; iC₅H₁₂; nC₅H₁₂; iC₆H₁₄; nC₆H₁₄). Подобный характер вертикальной зональности связан с распределением залежей углеводородов. В интервале 2 600–2 700 м установлен пик концентраций углекислого газа. На некоторых площадях развиты газы с аномальными (до 96 об. %) концентрациями CO₂. С глубиной содержание азота и гелия закономерно уменьшается.

Ключевые слова: водорастворенные газы; газонасыщенность; газовая зональность; аномалия; подземные воды; Обь-Иртышское междуречье

**Geochemistry of water-dissolved gases of oil-and-gas bearing deposits
in the southern areas of Ob-Irtysh interfluve**

**D. A. Novikov^{1, 2 *}, A. E. Shokhin², A. A. Chernikov², F. F. Dultsev¹,
A. V. Chernykh¹**

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

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

*e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Abstract. The article presents the results of the studies of the geochemical features of water-dissolved gases in the oil and gas bearing deposits in the southern areas of Ob-Irtysh interfluve. An increase in the total groundwater gas saturation with an increase in depth was established, from 0,1–0,5 l/l in the Aptian-Albian-Cenomanian water-bearing complex to 3,0–3,5 l/l in the Lower and Middle Jurassic one. Methane is the most widespread gas in the waters, its concentration in water increases with depth down to 2 000–2 200 m, and deeper its concentration de-

creases within the depth range 2 400–2 500 m. Here a peak of the concentrations of its homologues was revealed (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}). This kind of the vertical zoning is connected with the distribution of the deposits of hydrocarbons. Within the depth range of 2 600–2 700 m, a peak of carbon dioxide concentrations was detected. In some areas, gases with anomalous CO_2 concentrations (up to 96 %) are widespread. The concentrations of nitrogen and helium regularly decrease with depth.

Key words: water-dissolved gases; gas saturation; gas zonality; anomaly; groundwater; Ob-Irtysh interfluvium

Введение

Фундаментальная задача изучения геохимических процессов и физико-химических равновесий в системе вода — газ, которая тесно связана с общегеологической проблемой формирования и разрушения залежей нефти и газа, составляет в настоящее время весьма актуальное направление исследований. В пределах осадочных бассейнов газы ввиду своей исключительной подвижности дают наибольшие ореолы рассеяния при диффузионных процессах между углеводородными залежами и окружающими их пластовыми водами и являются в этой связи одними из наиболее достоверных поисковых критериев [1–22].

История изучения водорастворенных газов (ВРГ) в Западной Сибири насчитывает уже более 50 лет, она начиналась с работ М. С. Гуревича и Н. Н. Ростовцева. В начале 1950-х годов ими впервые была установлена газовая зональность подземных вод Западно-Сибирского артезианского бассейна (ЗСАБ) и дана высокая оценка поискового значения ВРГ, которая определяется не только их качественным составом, но и величиной упругости. Н. М. Кругликовым впервые было отмечено понижение упругости растворенных газов с удалением от газоводяного контакта вследствие диффузионного рассеивания газа. Л. М. Зорькиным рассмотрены различные возможные условия генерации газов, выделения их из подземных вод и формирования газовых залежей. Изучением подземных вод и ВРГ ЗСАБ длительное время занимались А. Э. Конторович, Б. П. Ставицкий, А. А. Карцев, В. М. Матусевич, А. А. Розин, Ю. П. Гаттенбергер, А. Д. Назаров и многие другие исследователи [23–28].

Материалы и методы

Фактический материал, положенный в основу данной работы, представлен результатами испытания и гидрогеохимического опробования более 445 объектов 217 скважин 84 поисковых площадей северных районов Новосибирской, граничных районов Томской и Омской областей в пределах южных районов Обь-Иртышского междуречья. Регион крайне неравномерно изучен глубоким бурением, наибольшее количество скважин пробурено в центральных и северных районах, в свою очередь в юго-восточной части региона бурение почти не производилось. Это связано с тем, что основные залежи углеводородов находятся в пределах локальных поднятий в центральной части региона. Это согласуется с тектоническим строением района исследования, который располагается на периферии ЗСАБ. В северных и центральных районах распространены локальные поднятия внутренней зоны Западно-Сибирской геосинеклизы, а большую часть юго-востока занимает Барабинско-Пихтовская мегамоноклиза (рис. 1).

Согласно схеме нефтегазоносного районирования, территория исследования охватывает три нефтегазоносных района (НГР): Межовский, Нюрольско-Колтогорский и Пудинский. Наиболее крупные запасы углеводородов связаны с месторождениями Межовского НГР.

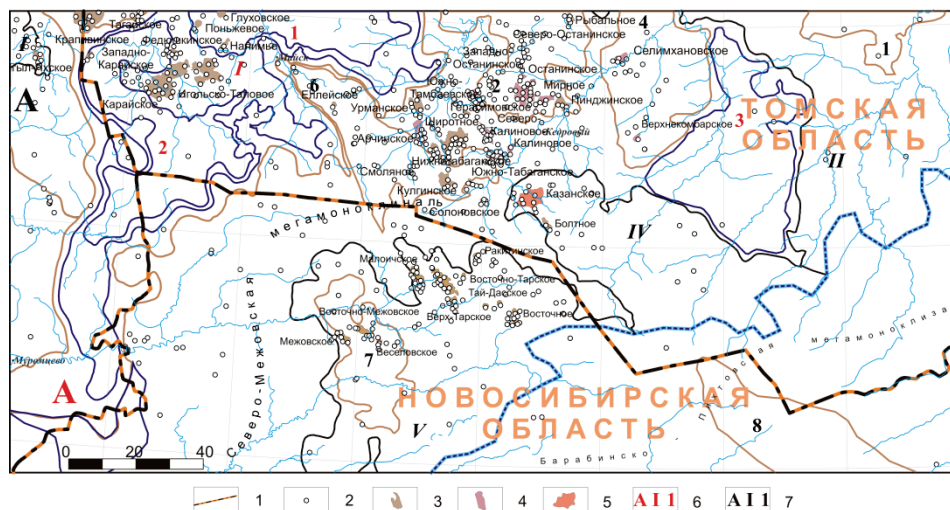


Рис. 1. Обзорная карта района исследования: 1 — административные границы; 2 — скважины. Месторождения: 3 — нефтяные; 4 — нефтегазоконденсатные; 5 — газоконденсатные и газовые. Тектонические элементы: 6 — отрицательные: А — Колтогорско-Нюрольский желоб, I — Нюрольская мегавпадина, 1 — Центрально-Нюрольская мезовпадина, 2 — Южно-Нюрольская мезовпадина, 3 — Бакчарская мезовпадина, 5 — Кыштовский наклонный мезопрогиб; 7 — положительные: А — Верхневасюганская антеклиз, I — Верхнедемьянский мегавал, II — Парабельский наклонный мегавал, IV — Калгачский наклонный мегавал, V — Межовский структурный мегамыс, 1 — Колпашевский мезовал, 2 — Пудинское куполовидное мезоподнятия, 4 — Горелоярское куполовидное мезоподнятия, 6 — Лавровский наклонный мезовал, 7 — Западно-Межовское куполовидное мезоподнятия, 8 — Верхнешегарский мезовыступ

Результаты и их обсуждение

В данной работе впервые выполнены обобщение и анализ всех имеющихся данных по величине общей газонасыщенности подземных вод и составу ВРГ, полученных при поисково-разведочном бурении в южной части Обь-Иртышского междуречья. В разрезе наблюдаются прямой тип вертикальной газогидрогеохимической зональности и закономерный рост общего газонасыщения вод от меловых резервуаров к нижнесреднеюрским. Газонасыщение подземных вод хорошо изучено до глубины 3 500 метров. Максимальная газонасыщенность наблюдается в подземных водах ниже-среднеюрского водоносного комплекса. В палеозойских отложениях наблюдается снижение общей газонасыщенности подземных вод с глубиной (рис. 2 а). Наиболее широко в водах распространен метан (рис. 2 б), его содержание в водах увеличивается до 2 000–2200 м, после чего его концентрации снижаются в интервале глубин 2 400–2500 м. На этот промежуток приходится пик содержания гомологов метана (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}). Подобный характер вертикальной зональности связан с распределением залежей углеводородов. Нефть является источником более тяжелых гомологов метана в под-

земных водах региона исследований. С глубиной содержание азота и гелия закономерно уменьшается, уступая роль углеводородным газам. В интервале 2 600–2 700 м установлен пик концентраций углекислого газа (рис. 3).

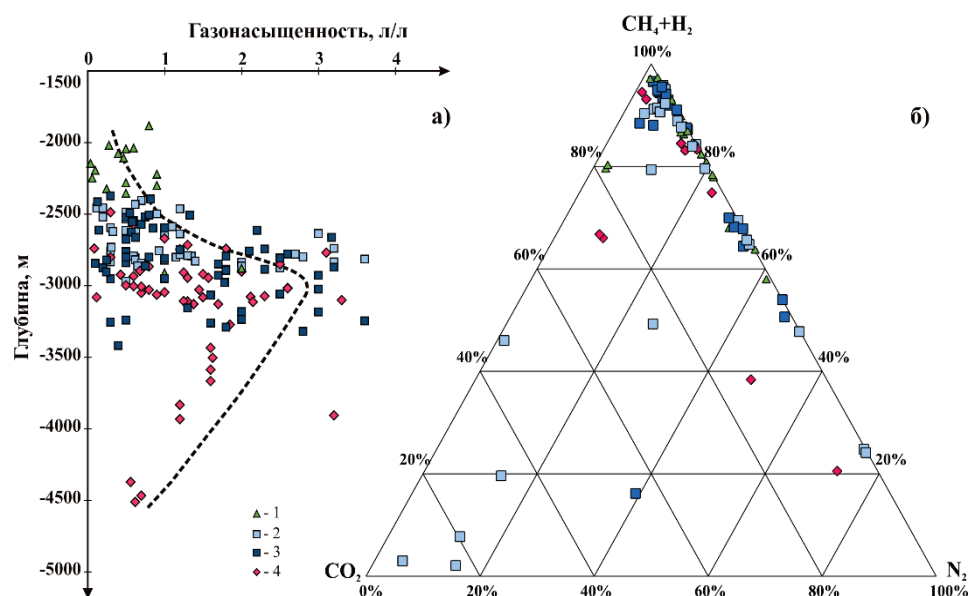


Рис. 2. Изменение общей газонасыщенности подземных вод с глубиной (а) и тригонограмма состава водорастворенных газов нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья (б).
Водоносные комплексы: 1 — неокомский; 2 — верхнеюрский; 3 — нижнесреднеюрский; 4 — доюрские (включая нефтегазоносный горизонт зоны контакта)

На некоторых площадях развиты газы с аномальными (до 96 об. %) концентрациями CO_2 . На этот факт ранее указывал Л. М. Зорькин [29].

Обычно в попутных и свободных газах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции содержания CO_2 обычно не превышают 1 об. %, тогда как некоторые залежи обогащены до 10 об. % и более, в редких случаях наблюдаются чисто углекислые скопления: Веселовское месторождение — 85 об. % CO_2 , Межовское — 97 об. %. Фонтан сухого газа до 200 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ получен из пород фундамента на Межовской площади [29–31]. В составе водорастворенных газов юрских резервуаров, непосредственно залегающих на отложениях фундамента (Верх-Тарская, Веселовская, Межовская площади), также выявлены аномальные концентрации углекислого газа до 94,5 об. %. Согласно работам С. П. Максимова, В. А. Мехтиевой, Р. Г. Панкиной, С. М. Гуреевой и др., изотопный состав CO_2 говорит о его метаморфическом генезисе [32, 33].

Детальный анализ имеющихся данных показал тесную связь состава ВРГ и газонасыщенности с углеводородными залежами. Наиболее контрастные газовые ореолы рассеяния, фиксирующие углеводородную залежь на расстоянии до 20–23 км от контура нефтегазоносности установлены в верхнеюрском комплексе. Для нижнесреднеюрских и доюрских комплексов они варьируют по разным газам от 11 до 20 км (рис. 4).

Особенности гидрогеохимии исследуемого региона были изучены нами ранее [30, 31]. Рассмотрим подробнее, как изменяются газогеохимические характеристики гидрогеологического разреза с глубиной.

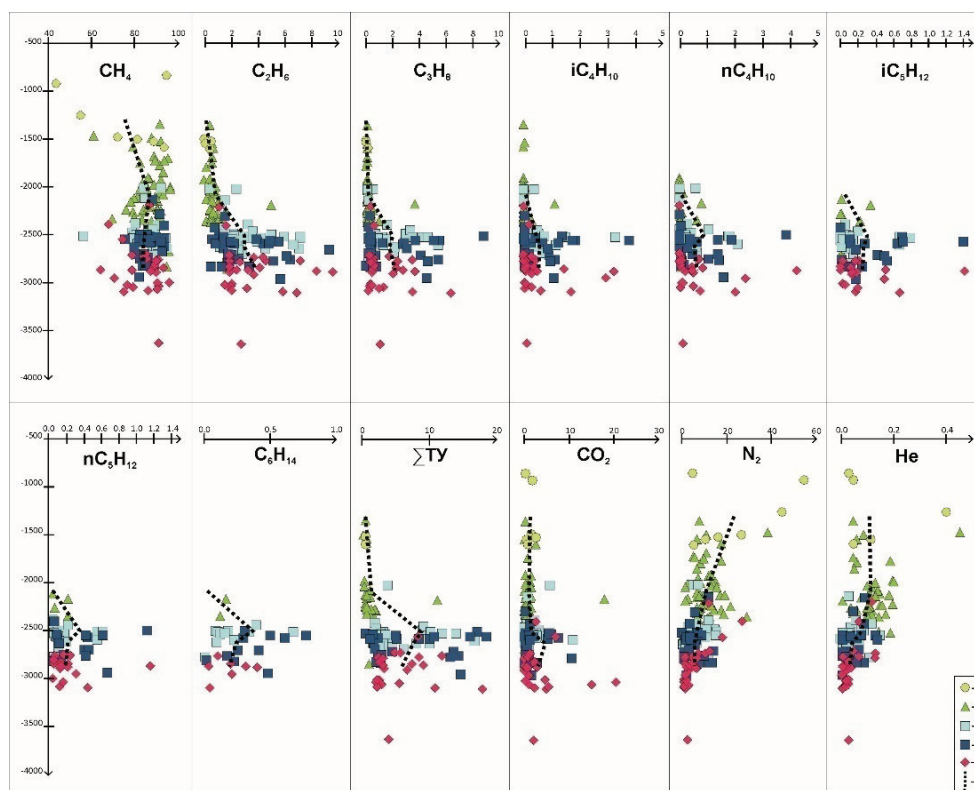


Рис. 3. Изменение состава водорастворенных газов с глубиной в пределах нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья.
Водоносные комплексы: 1 — апт-альб-сеноманский; 2 — неокомский; 3 — верхнеюрский; 4 — нижнесреднеюрский; 5 — доюрские (включая нефтегазоносный горизонт зоны контакта); 6 — тренд (среднее содержание)

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс отличается крайне слабой степенью изученности, ввиду того что в его пределах не выявлены промышленные скопления углеводородов. Выявлена латеральная изменчивость состава ВРГ в пределах комплекса. Так, в центральных и северных районах Обь-Иртышского междуречья преобладают газы метанового состава, при продвижении на юго-восток территории исследования концентрации азота закономерно увеличиваются и в пределах Барабинско-Пихтовской мегамоноклизы уже доминируют газы метаново-азотного и азотно-метанового типа. Газонасыщенность подземных вод, как правило, не превышает 0,3–0,5 л/л, закономерно увеличиваясь по мере погружения водоносных горизонтов комплекса.

Неокомский водоносный комплекс. Газонасыщенность подземных вод водоносного комплекса колеблется в широком интервале от 0,1 л/л на Юбилейной площади в скв. 401 (интервал 2 199–2 211 м) до 4,5 в скв. 3 Тагойской площади (интервал 2 223–2 329 м). В составе ВРГ преобладает метан. При приближении к прибортовым частям осадочного бассейна состав газа меня-

ется на метаново-азотный, где выявлены минимальные значения содержаний метана (61 об. %) в скв. 1-р Барабинской площади (интервал 1 465–1 470 м). Максимальные значения до 96 об. % установлены в скв. 4 Межовской площади (интервал 2 000–2 004 м).

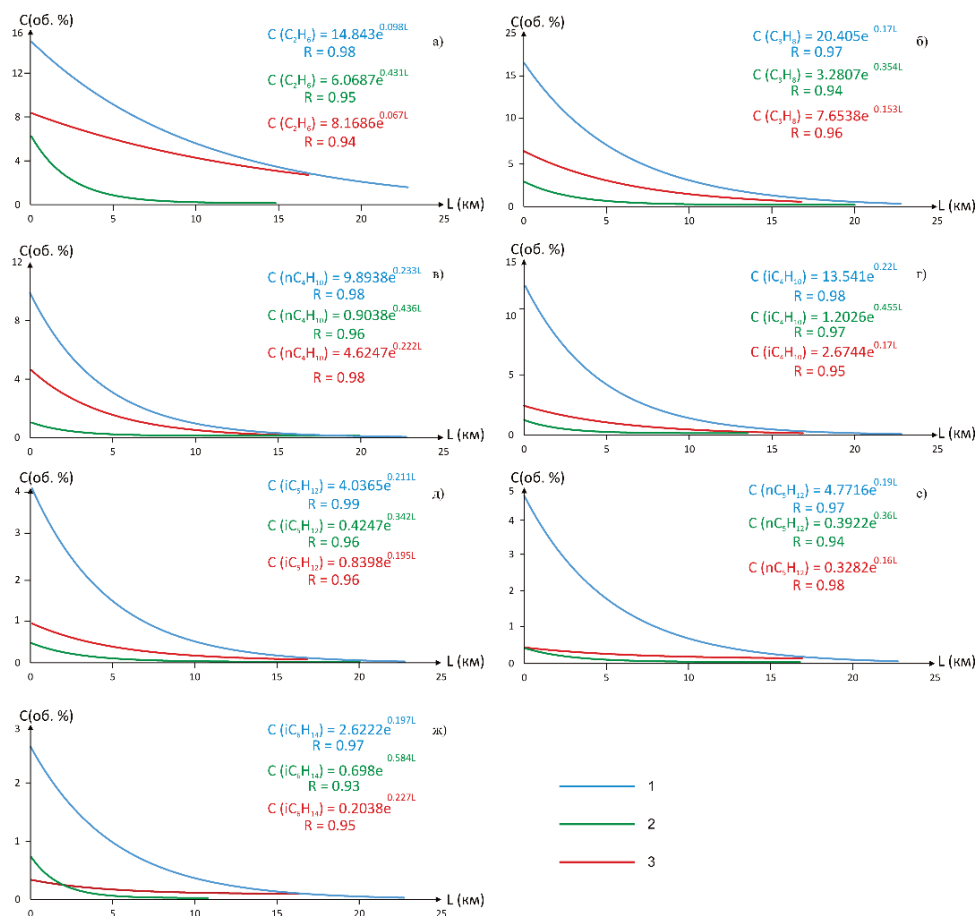


Рис. 4. Газовые ореолы рассеяния залежей углеводородов в пластовых водах верхнеюрского (1), нижнесреднеюрского (2) и палеозойского (3) водоносных комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья

Метаново-азотный состав ВРГ установлен на двух площадях — Барабинской и Айзаской с содержанием азота от 29,16 об. % (скв. Айзаская 1; интервал 2 291–2 388 м) до 38,48 об. % (скв. Барабинская 1; интервал 1 465–1 470 м) соответственно. Значительных концентраций углекислого газа в неокосском водоносном комплексе не выявлено, наименьшие значения 0,12 об. % приурочены к скв. 1 Чинжарской (интервал 1 527–1 546 м), наибольшие — к скв. 1 Ургульской площади (интервал 2 147–2 166 м).

Верхнеюрский водоносный комплекс обладает наибольшей степенью изученности, в связи с тем что основной продуктивный пласт находится в регионе Ю₁. Газонасыщение вод закономерно увеличивается с глубиной, при фоновой величине 4,48 л/л. Нижняя граница значений составляет 0,12 л/л, приурочена к

Юбилейной площади, скв. 403 (интервал 2 462–2 471 м). В свою очередь, верхняя граница значений составляет около 6 л/л в скв. 1 Тамратской площади (интервал 2 853–2 860 м). В составе ВРГ верхнеюрского комплекса в основном доминирует метан с его содержанием от 3,10 об. % в скв. Межовской 4 (интервал 2 123–2 242 м) до 92,21 об. % в скв. 1 Мурашовской площади (интервал 2 532–2 548 м). В среднем содержание метана составляет 84,77 об. %. В ВРГ верхнеюрского комплекса широко распространены гомологи метана (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}), их суммарные концентрации изменяются от следовых значений до 16,8 об. % в приконтурных водах нефтяной залежи в скв. 1 Нижне-Табаганской площади (интервал 2 509–2 513 м). Фоновые значения суммы тяжелых углеводородов составляют 8,82 об. %. Содержание углекислого газа в составе ВРГ верхнеюрского комплекса изменяется в широких пределах. Так, на Межовской площади в скв. 6 концентрации CO_2 составляют 97 об. %, тогда как в скв. 1 на Тамбаевской площади они не превышают 0,1 об. %. Содержания азота и гелия монотонно уменьшаются с глубиной (см. рис. 3).

Нижнесреднеюрский водоносный комплекс. Газонасыщенность подземных вод изменяется от 0,1 л/л в скв. 1 Пахомовской площади (интервал 2 850–2 853 м) до 3,7 л/л в скв. 2 Селимхановской площади (интервал 2 455–2 470 м). В среднем значения газонасыщенности водоносных горизонтов нижней и преимущественно средней юры в районе не превышают 0,75 л/л. Именно в юрских комплексах наиболее ярко выражается вертикальная зональность состава ВРГ. В составе ВРГ ниже-среднеюрского комплекса доминирует метан. Наименьшие значения (20,46 об. %) установлены в скв. 1 Рифтовой площади (интервал 2 986–2 990 м), наибольшие — 93,85 об. % в скв. 1 Ново-Троицкой площади (интервал 2 511–2 568 м), при средних значениях 83,91 об. %. Суммарные концентрации других углеводородных газов (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}) варьируют от 0,79 об. % в скв. 1 Ново-Троицкой площади (интервал 2 511–2 568 м) до 13,29 об. % в скв. 1 на Нижне-Табаганской площади (интервал 2 762–2 768 м). Установлены значительные колебания содержаний CO_2 от следовых содержаний в скв. 1 Ново-Троицкой площади (интервал 2 511–2 568 м), скв. 1 Рифтовой площади (интервал 2 986–2 990 м) и скв. 1 Прибелинской площади (интервал 2 634–2 640 м) до почти полного преобладания (94,5 об. %) диоксида углерода на Верх-Тарской площади в скв. 6 (интервал 2 497–2 589 м). Содержание азота и гелия закономерно уменьшается с глубиной.

Доюрский водоносный комплекс. Максимальные значения газонасыщенности подземных вод достигают 3,3 л/л и установлены в скв. 13 Малоичской площади (интервал 3 300–3 390 м). Вверх по разрезу газонасыщенность вод уменьшается и в скв. Парбирской 2 (интервал 2 729–2 746 м) составляет 0,3 л/л. Средние значения газонасыщенности вод доюрского комплекса 1,5 л/л. В подземных водах доюрского водоносного комплекса концентрации метана изменяются в диапазоне от 64,92 об. % на Малоичской площади в скв. 2 (интервал 2 842–2 900 м) до 95,55 об. % в скв. 3 Калиновой площади (интервал 3 003–3 012 м). Статистический анализ газогеохимических данных позволил установить характеристики фоновых концентраций метана, которые составляют 84,35 об. %. Сумма гомологов метана (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}) варьирует от 2,46 об. % в скв. 1 Кулайской площади до 18,15 об. % в скв. 1 Урманской площади при фоновых значениях 5,87 об. %. Средняя глубина залегания пород доюрского комплекса составляет около 2 700 м, из-за чего увеличение концентраций тяжелых углеводородов на глубинах 2 500–2 700 м, где

сосредоточены основные запасы углеводородов, не столь заметно, как в других комплексах. Установлено, что концентрации азота и гелия снижаются с глубиной.

Выводы

Резюмируя вышесказанное, можно сделать следующие выводы.

- В нефтегазоносных отложениях южных районов Обь-Иртышского междуречья установлен рост величины общей газонасыщенности подземных вод с глубиной от 0,1–0,5 л/л в апт-альб-сеноманском до 3,0–3,5 л/л в нижне-среднеюрском водоносных комплексах.
- Наиболее широко в водах распространен метан, его содержание в водах увеличивается с глубиной до 2 000–2 200 м, после чего его концентрации снижаются в интервале глубин 2 400–2 500 м. Здесь выявлен пик содержаний его гомологов (C_2H_6 ; C_3H_8 ; iC_4H_{10} ; nC_4H_{10} ; iC_5H_{12} ; nC_5H_{12} ; iC_6H_{14} ; nC_6H_{14}). Подобный характер вертикальной зональности связан с распределением залежей углеводородов.
- В составе водорастворенных газов юрских резервуаров, непосредственно залегающих на отложениях фундамента (Верх-Тарская, Веселовская, Межовская площади), выявлены аномальные концентрации углекислого газа до 94,5 об.%, который, согласно данным С. П. Максимова, В. А. Мехтиевой, Р. Г. Панкиной, С. М. Гуреевой [32, 33] и др., по изотопному составу углерода имеет метаморфический генезис и образуется в процессе преобразования карбонатных пород [29, 34–36].

Исследования проводились при финансовой поддержке Проекта IX.131.3.2. «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири» Программы IX.131.3. «Эволюция гидрогеологических систем осадочных бассейнов Сибири» Приоритетного направления IX.131. «Геология месторождений углеводородного сырья, фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, научные основы формирования сырьевой базы традиционных и нетрадиционных источников углеводородного сырья» Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук Российской Федерации на 2013–2020 годы, Российского фонда фундаментальных исследований и Правительства Новосибирской области в рамках научных проектов № 17-45-540086-р_а.

Библиографический список

1. Антонов П. Л. Дальность и продолжительность диффузии газов из залежей в законтурные воды // Газовая промышленность. – 1963. – № 9. – С. 1–6.
2. Намиот А. Ю. Фазовые равновесия в системах пластовая вода — природный газ // Газовая промышленность. – 1958. – № 12. – С. 1–10.
3. Origin and evolution of formation waters, Alberta Basin, Western Canada sedimentary Basin. I. Chemistry / C. A. Connolly [et al.] // Applied Geochemistry. – 1990. – Vol. 5, Issue 4. – P. 375–395. DOI: 10.1016/0883-2927(90)90016-X
4. Hydrogeology, Geopressures and Hydrocarbon Occurrences, Beaufort-Mackenzie Basin / B. Hitchon [et al.] // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 1990. – Vol. 38, Issue 2. – P. 215–235.
5. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии / Под ред. А. А. Карцева. – М.: Недра, 1992. – 208 с.

6. Букаты М. Б. Методика моделирования водно-газовых равновесий в связи прогнозом нефтегазоносности // Геология нефти и газа. – 1992. – № 1. – С. 7–9.
7. Маршаев О. А. Использование геохимических и гидрогеологических критериев для прогноза продуктивности юрского комплекса отложений Надым-Пурской нефтегазоносной области Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1992. – № 6. – С. 18–21.
8. Новиков Д. А. Степень газонасыщения подземных вод продуктивной части юрского гидрогеологического комплекса Харампурского мегавала // Геология нефти и газа. – 2000. – № 3. – С. 51–56.
9. Iampen H. T., Rostron B. J. Hydrogeochemistry of pre-Mississippian brines, Williston Basin, Canada–USA // Journal of Geochemical Exploration. – 2000. – Vol. 69–70. – P. 29–35. DOI: 10.1016/S0375-6742(00)00007-8
10. Grasby S. E., Chen Zh., Dewing K. Formation water geochemistry of the Sverdrup Basin: Implications for hydrocarbon development in the High Arctic // Applied Geochemistry. – 2012. – Vol. 27, № 8. – P. 1623–1632. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2012.04.001
11. Formation waters from Cambrian-age strata, Illinois Basin, USA: Constraints on their origin and evolution / S. V. Panno [et. al.] // Geochimica et cosmochimica acta. – 2013. – Vol. 122. – P. 184–197. DOI: 10.1016/j.gca.2013.08.021
12. Новиков Д. А. Перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений полуострова Ямал по гидрогеологическим данным // Геология нефти и газа. – 2013. – № 6. – С. 65–74.
13. Organic geochemical identification of reservoir oil-gas-water layers in the Junggar Basin, NW China / M. Wu [et al.] // Marine and Petroleum Geology. – 2014. – № 57. – P. 594–602. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2014.07.006
14. Novikov D. A., Sukhorukova A. F. Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – Vol. 8, Issue 10. – P. 8703–8719.
15. Новиков Д. А. Применение методики поисков залежей углеводородов на основе изучения водно-газовых равновесий // Газовая промышленность. – 2015. – № 3. – С. 12–17.
16. Fluid evolution in the Dabai Gas Field of the Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China: Implications for fault-related fluid flow / X. Guo [et al.] // Marine and Petroleum Geology. – 2016. – № 78. – P. 1–16. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.08.024
17. Новиков Д. А. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8, № 4. – С. 881–901. DOI: 10.5800/GT-2017-8-4-0322
18. Novikov D. A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – Vol. 44, Issue 5. – P. 780–788. DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30088-5
19. Al-Hajeri M. M., Bowden S. A. Application of formation water geochemistry to assess seal integrity of the Gotnia Formation, Kuwait // Arab J Geosci. – 2017. – Vol. 10, № 56. – Available at: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2Fs12517-017-2842-2.pdf>. DOI: 10.1007/s12517-017-2842-2
20. Recharge and Groundwater Flow within an Intracratonic Basin, Midwestern United States / S. V. Panno [et al.] // Groundwater. – 2018. – Vol. 56, Issue 1. – P. 32–45. DOI: 10.1111/gwat.12545
21. Geochemical characteristics of water-dissolved gases and implications on gas origin of Sinian to Cambrian reservoirs of Anyue gas field in Sichuan Basin, China / S. Qin [et al.] // Marine and Petroleum Geology. – 2018. – № 89. – P. 83–90. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.05.013
22. Новиков Д. А. Разведка месторождений нефти и газа в юрско-меловых отложениях полуострова Ямал на основе изучения водно-газовых равновесий // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 16–21. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-16-21
23. Гидрогеология СССР. Т. XVI: Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). – М.: Недра, 1970. – 368 с.
24. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов / Н. М. Кругликов [и др.]. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.
25. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов / А. А. Карцев [и др.]. – М.: Недра, 1986. – 224 с.

26. Шварцев С. Л., Новиков Д. А. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 8. – С. 1008–1020.
27. Назаров А. Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: Идея-Пресс, 2004. – 288 с.
28. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
29. Зорькин Л. М. Генезис газов подземной гидросферы (в связи с разработкой методов поиска залежей углеводородов) // Геоинформатика. – 2008. – № 1. – С. 45–53.
30. Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья / Д. А. Новиков [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 12. – С. 39–54. DOI: 10.18799/24131830/2018/12/19
31. О природе гидрогеохимических аномалий в Межевском нефтегазоносном районе (Новосибирская и Томская области) / Я. В. Садыкова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 45–54. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-45-54
32. Генезис CO₂ в нефтяных попутных газах (по изотопному составу углерода) / Р. Г. Панкина [и др.] // Геология нефти и газа. – 1978. – № 2. – С. 38–43.
33. Изотопный состав углерода CO₂ газов Западной Сибири в связи с его генезисом / С. П. Максимов [и др.] // Геохимия. – 1980. – № 7. – С. 992–998.
34. Розин А. А., Сердюк З. Я. Преобразование состава подземных вод и пород Западно-Сибирской плиты под воздействием глубинного углекислого газа // Литология и полезные ископаемые. – 1970. – № 4. – С. 102–113.
35. Cathles L. M., Schoell M. Modeling CO₂ generation, migration, and titration in sedimentary basins // Geofluids. – 2007. – № 7. – P. 441–450. DOI: 10.1111/j.1468-8123.2007.00198.x
36. Hydrogeochemical modeling of CO₂ equilibria and mass transfer induced by organic-inorganic interactions in siliciclastic petroleum reservoirs / W. Van Berk [et al.] // Geofluids. – 2009. – № 9. – P. 253–262. DOI: 10.1111/j.1468-8123.2009.00256.x

References

1. Antonov, P. L. (1963). Dal'nost' i prodolzhitel'nost' diffuzii gazov iz zalezhey v zakonturnye vody. GAS Industry of Russia, (9), pp. 1-6. (In Russian).
2. Namiot, A. Yu. (1958). Fazovyye ravnovesiya v sistemakh plastovaya voda – prirodnyy gaz. GAS Industry of Russia, (12), pp. 1-10. (In Russian).
3. Connolly, C. A., Lynn, M. W., Baadsgaard, H., & Longstaffe, F. J. (1990). Origin and evolution of formation waters, Alberta Basin, Western Canada sedimentary Basin. I. Chemistry. Applied Geochemistry, 5(4), pp. 375-395. (In English). DOI: 10.1016/0883-2927(90)90016-X
4. Hitchon, B., Underschlutz, J. R., Bachu, S., & Sauveplane, C. M. (1990). Hydrogeology, Geopressures and Hydrocarbon Occurrences, Beaufort-Mackenzie Basin. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 38(2) (June), pp. 215-235. (In English).
5. Kartsev, A. A. (Ed.) (1992). Teoreticheskie osnovy neftegazovoy gidrogeologii. Moscow, Nedra Publ., 208 p. (In Russian).
6. Bukaty, M. B. (1992). Metodika modelirovaniya vodno-gazovykh ravnovesiy v svyazi prognozom neftegazonosnosti. Oil and gas geology, (1), pp. 7-9. (In Russian).
7. Marshaev, O. A. (1992). Ispol'zovanie geokhimicheskikh i gidrogeologicheskikh kriteriev dlya prognoza produktivnosti yurskogo kompleksa otlozheniy Nadym-Purskoy neftegazonosnoy oblasti Zapadnoy Sibiri. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (6), pp. 18-21. (In Russian).
8. Novikov, D. A. (2000). Stepen' gazonasyshcheniya podzemnykh vod produktivnoy chasti yurskogo gidrogeologicheskogo kompleksa Kharampurskogo megavala. Oil and gas geology, (3), pp. 51-56. (In Russian).
9. Iampen, H. T., & Rostron, B. J. (2000). Hydrogeochemistry of pre-Mississippian brines, Williston Basin, Canada–USA. Journal of Geochemical Exploration, 69-70, pp. 29-35. (In English). DOI: 10.1016/S0375-6742(00)00007-8

10. Grasby, S. E., Chen, Zh., & Dewing, K. (2012). Formation water geochemistry of the Sverdrup Basin: Implications for hydrocarbon development in the High Arctic. *Applied Geochemistry*, 27(8), pp. 1623-1632. (In English). DOI: 10.1016/j.apgeochem.2012.04.001
11. Panno, S. V., Hackley, K. C., Locke, R. A., Krapac, I. G., Wimmer B., Iranmanesh A., & Kelly, W. R. (2013). Formation waters from Cambrian-age strata, Illinois Basin, USA: Constraints on their origin and evolution. *Geochimica et cosmochimica acta*, 122, pp. 184-197. (In English). DOI: 10.1016/j.gca.2013.08.021
12. Novikov, D. A. (2013). Possibilities of oil-and-gas content in Middle-Jurassic deposits of Yamal peninsula by hydrogeological data. *Oil and gas geology*, (6), pp. 65-74. (In Russian).
13. Wu, M., Cao, J., Wang, X., Tang, Y., Xiang, B., & Wang, B. (2014). Organic geochemical identification of reservoir oil-gas-water layers in the Junggar Basin, NW China. *Marine and Petroleum Geology*, (57), pp. 594-602. (In English). DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2014.07.006
14. Novikov, D. A., & Sukhorukova, A. F. (2015). Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 8(10), pp. 8703-8719. (In English).
15. Novikov, D. A. (2015). Primenenie metodiki poiskov zalezhey uglevodorodov na osnove izucheniya vodno-gazovykh ravnovesiy. *GAS Industry of Russia*, (3), pp. 12-17. (In Russian).
16. Guo, X., Liu, K., Jia, Ch., Song, Y., Zhao, M., Zhuo, Q., & Lu, X. (2016). Fluid evolution in the Dabei Gas Field of the Kuqa Depression, Tarim Basin, NW China: Implications for fault-related fluid flow. *Marine and Petroleum Geology*, (78), pp. 1-16. (In English). DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.08.024
17. Novikov, D. A. (2017). 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 Russian). DOI: 10.5800/GT-2017-8-4-0322
18. Novikov, D. A. (2017). Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5), pp. 780-788. (In English). DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30088-5
19. Al-Hajeri, M. M., & Bowden, S. A. (2017). Application of formation water geochemistry to assess seal integrity of the Gotnia Formation, Kuwait. *Arab J Geosci*, 10(56). (In English). Available at: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2Fs12517-017-2842-2.pdf>. DOI: 10.1007/s12517-017-2842-2
20. Panno, S. V., Askari, Z., Kelly, W. R., Parris, T. M., & Hackley, K. C. (2018). Recharge and Groundwater Flow within an Intracratonic Basin, Midwestern United States. *Groundwater*, 56(1), pp. 32-45. (In English). DOI: 10.1111/gwat.12545
21. Qin, S., Li, F., Zhou, Zh., & Zhou, G. (2018). Geochemical characteristics of water-dissolved gases and implications on gas origin of Sinian to Cambrian reservoirs of Anyue gas field in Sichuan Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 89, pp. 83-90. (In English). DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.05.013
22. Novikov, D. A. (2018). Oil and gas fields exploration in the Jurassic-Cretaceous deposits of Yamal Peninsula based on the water - gas equilibrium. *Oil Industry*, 4, pp. 16-21. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-16-21
23. *Gidrogeologiya SSSR. T. XVI: Zapadno-Sibirskaya ravnina (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti)*. Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).
24. Kruglikov, N. M., Nelyubin, V. V., & Yakovlev, O. N. (1985). *Gidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna i osobennosti formirovaniya zalezhey uglevodorodov*. Leningrad, Nedra Publ., 279 p. (In Russian).
25. Kartsev, A. A., Vagin, S. B., & Matusevich, V. M. (1986). *Gidrogeologiya neftegazonosnykh basseynov*. Moscow, Nedra Publ., 224 p. (In Russian).
26. Shvartsev, S. L., & Novikov, D. A. (2004). *Priroda vertikal'noy gidrogeokhimicheskoy zonal'nosti neftegazonosnykh otlozheniy (na primere Nadym-Tazovskogo mezhdurech'ya, Zapadnaya Sibir')*. *Russian Geology and Geophysics*, 45(8), pp.1008-1020. (In Russian).
27. Nazarov, A. D. (2004). *Neftegazovaya gidrogeokhimiya yugo-vostochnoy chasti Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii*. Moscow, Ideya-Press Publ., 288 p. (In Russian).
28. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). *Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyna*. Tyumen, 225 p. (In Russian).
29. Zorkin, L. M. (2008). Genesis of gases of the underground hydrosphere in connection with prospecting of hydrocarbon accumulations. *Geoinformatika*, (1), pp. 45-53. (In Russian).
30. Novikov, D. A., Ryzhkova, S. V., Dultsev, F. F., Chernykh, A. V., Ses, K. V., Efimtsev N. A., & Shokhin, A. E. (2018). Oil and gas hydrogeochemistry of the pre - Jurassic deposits in the

southern areas of Ob-Irtysh interfluvies. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 329(12), pp. 39-54. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2018/12/19

31. Sadykova, Ya. V., Fomin, M. A., Glazunova, A. S., Dultsev, F. F., Ses, K. V., & Chernykh, A. V. (2019). To the nature of the hydrochemical anomalies in mezhovksky oil and gas fields, (1), pp. 45-54. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-45-54

32. Pankina, R. G., Mekhtieva, V. L., Gurieva, S. M., & Shkutnik E. N. (1978). Genezis SO₂ v neftyanykh poputnykh gazakh (po izotopnomu sostavu ugleroda). Oil and gas geology, (2), pp. 38-44. (In Russian).

33. Maksimov, S. P., Pankina, R. G., Gurieva, S. M., & Zapivalov, N. P. (1980). Izotopnyy sostav ugleroda SO₂ gazov Zapadnoy Sibiri v svyazi s ego genezisom. Geokhimiya, (7), pp. 992-998. (In Russian).

34. Rozin, A. A., & Serdyuk, Z. Ya. (1970). Preobrazovaniye sostava podzemnykh vod i porod Zapadno-Sibirskoy plity pod vozdeystviyem glubinnogo uglekislogo gaza. Litologiya i poleznyye iskopayemyye, 4, pp. 102-113. (In Russian).

35. Cathles, L. M., & Schoell, M. (2007). Modeling CO₂ generation, migration, and titration in sedimentary basins. Geofluids, (7), pp. 441-450. (In English). DOI: 10.1111/j.1468-8123.2007.00198.x

36. Van Berk, W., Schulz H.-M., Fu Y. (2009). Hydrogeochemical modeling of CO₂ equilibria and mass transfer induced by organic-inorganic interactions in siliciclastic petroleum reservoirs. Geofluids, 9, pp. 253-262. (In English). DOI:10.1111/j.1468-8123.2009.00256.x

Сведения об авторах

Новиков Дмитрий Анатольевич, к. г.-м. н., заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, доцент кафедр геологии месторождений нефти и газа и общей и региональной геологии, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Шохин Андрей Евгеньевич, студент, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

Черников Александр Андреевич, студент, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

Дульцев Федор Федорович, младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Черных Анатолий Витальевич, младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири ИНГГ СО РАН, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Information about the authors

Dmitry A. Novikov, Candidate of 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 at the Department of Geology of Petroleum Fields and at the Department of General and Regional Geology, Novosibirsk State University, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Andrey E. Shokhin, Student, Novosibirsk State University

Alexander A. Chernikov, Student, Novosibirsk State University

Fedor F. Dultsev, Junior Researcher at the Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk

Anatoliy V. Chernykh, Junior Researcher at the Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk