

О ЗОНАЛЬНОСТИ ВОДОРАСТВОРЕННЫХ ГАЗОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НАДЫМ-ТАЗОВСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири; Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1, доцент кафедр геологии месторождений нефти и газа и общей и региональной геологии, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Приводятся результаты изучения особенностей состава и зональности водорастворенных газов в пределах нефтегазоносных отложений Надым-Тазовского междуречья. В регионе развиты метановые воды с величиной общей газонасыщенности от 0,3 до 5,7 л/л и содержанием CH_4 в среднем от 95,5 об.% в апт-альб-сеноманском комплексе до 83,3 об.% в нижне-среднеюрском. С глубиной происходит рост содержаний гомологов тяжелых углеводородов (ΣTU) (C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12} и C_6H_{14}) от 1,34 об.% в апт-альб-сеноманском до 11,67 об.% в нижне-среднеюрском комплексе. Максимальные концентрации ΣTU до 30 об.% выявлены в низах неокомского комплекса в приконтурных водах нефтяных залежей. С глубиной отмечается рост содержаний CO_2 и закономерное снижение отношения $\Sigma\text{TU}/\text{N}_2$ от 96 в апт-альб-сеноманском комплексе до 52 в нижне-среднеюрском.

Ключевые слова: водорастворенные газы, газонасыщенность подземных вод, газовая зональность, Надым-Тазовское междуречье, Западная Сибирь, Арктика.

ZONALITY OF WATER-DISSOLVED GASES IN THE OIL-AND-GAS BEARING SEDIMENTS OF THE NADYM-TAZ INTERFLUVE

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 3, Prospect Akademik Koptyug St., Novosibirsk, 630090, Russia, Ph. D., Head of the Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia; Novosibirsk National Research State University, 1, Pirogova St., Novosibirsk, 630073, Russia, Associate Professor of the general and Regional Geology and Geology of Petroleum Fields Departments, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

The results presented in the work were obtained in the studies of the features and zonality of water-dissolved gases within the boundaries of the oil-and-gas bearing sediments of the Nadym-Taz interfluve. Methane-containing waters with total gas saturation from 0.3 to 5.7 l/l and average CH_4 content from 95.5 vol.% in the Aptian-Albian-Senomanian complex to 83.3 vol.% in the Lower and Middle Jurassic complex are developed in the region. With an increase in the depth, an increase in the content of homologues ΣHC (C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12} and C_6H_{14}) occurs from 1.34 vol.% in the Aptian-Albian-Senomanian complex to 11.67 vol.% in the Lower and Middle Jurassic complex. The maximal concentrations of ΣHC up to 30 vol.% were revealed in the lower part of the Neocomian complex in the marginal waters of oil deposits. An increase in CO_2 content and a regular decrease in the $\Sigma\text{HC}/\text{N}_2$ ratio from 96 in the Aptian-Albian-Senomanian complex to 52 in the Lower and Middle Jurassic complex are observed with an increase in the depth.

Key words: water-dissolved gases, gas saturation of groundwaters, gas zonality, the Nadym-Taz interfluvium, West Siberia, Arctic.

В ходе поисково-разведочных работ, а позднее доразведки и эксплуатации месторождений нефти и газа в северных районах Западной Сибири накоплен обширный фактический материал по составу водорастворенных газов (ВРГ) и газонасыщенности подземных вод нефтегазоносных отложений. История изучения ВРГ в районе исследования начиналась с работ М.С. Гуревича и Н.Н. Ростовцева и насчитывает уже более 50 лет. В начале 1950-х годов ими впервые 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 давления насыщения. Н.М. Кругликовым впервые было отмечено понижение давления насыщения растворённых 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, В.М. Матусевич, А.А. Розин и многие другие исследователи [1-9]. В наших исследованиях на протяжении последних двадцати лет разным аспектам изучения гидрогеологических особенностей северных и арктических районов ЗСАБ уделяется весьма пристальное внимание [10-32]. В настоящей работе впервые с 1985 года [5] обобщены все имеющиеся в производственных и научных организациях фактические данные по составу ВРГ и газонасыщенности подземных вод нефтегазоносных отложений Надым-Тазовского междуречья. Электронный банк данных представлен материалами по 1707 пробам 63 поисковых площадей.

Глубокое генетическое единство углеводородных газов подземных вод и залежей нефти и газа, а также особенности формирования и существования залежей этих полезных ископаемых в водонефтегазоносных комплексах являются теоретической базой использования показателей водорастворенных газов для региональной и локальной оценки перспектив нефтегазоносности. Между размерами водонапорных систем, возможными ресурсами водорастворенных углеводородов и запасами углеводородов в залежах существует прямая связь [33]. В гидрогеологическом разрезе Надым-Тазовского междуречья распространены подземные воды метанового состава. С глубиной отмечается повышение в составе роли гомологов метана от 1,34 об.% в апт-альб-сеноманском водоносном комплексе до 11,67 об.% в ниже-среднеюрском (средние значения по комплексу). На основе классификации Л.М. Зорькина [34] нами были составлены карты состава ВРГ для апт-альб-сеноманского, неокомского, верхнеюрского и ниже-среднеюрского водоносных комплексов. Выявлены все четыре класса углеводородного типа водорастворенных газов (об.%): сухой ($\Sigma\text{TU} < 1$), тощий ($\Sigma\text{TU} = 1-3$), полужирный ($\Sigma\text{TU} = 3-5$) и жирный ($\Sigma\text{TU} > 5$) (рис. 1).

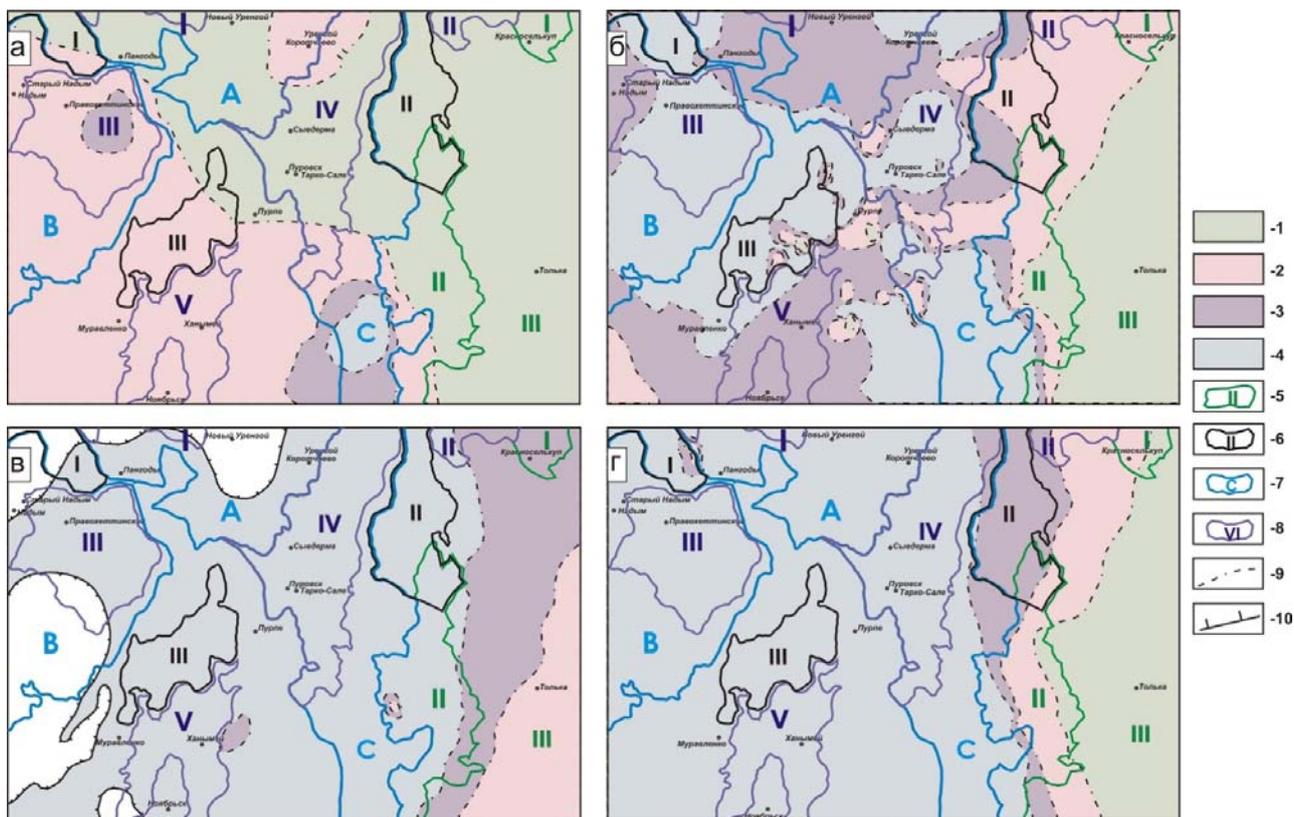


Рис. 1. Карта состава водорастворенных газов апт-альб-сеноманского (а), неокомского (б), верхнеюрского (в) и ниже-среднеюрского (з) водоносных комплексов Надым-Тазовского междуречья.

Углеводородный тип ВРГ, классы (по Л.М. Зорькину): 1 – сухой ($\Sigma\text{TУ} < 1$), 2 – тощий ($\Sigma\text{TУ} = 1-3$), 3 – полужирный ($\Sigma\text{TУ} = 3-5$), 4 – жирный ($\Sigma\text{TУ} > 5$); тектонические элементы (по [35]): промежуточные тектонические элементы: 5 – мега-, мезо-, моноклинали: I – Восточно-Тазовская мезомоноклинали, II – Восточно-Пурская мезомоноклинали, III – Красноселькупская моноклиза; 6 – положительные структуры I порядка: I – Ярудейский мегавыступ, II – Медвежье-Нугинский наклонный мегавал, III – Часельский наклонный мегавал, IV – Северный свод; отрицательные тектонические элементы: 7 – структуры 0 порядка: А – Большехетская мегасинеклиза, В – Надымская гемисинеклиза, С – Среднепурский наклонный мегажелоб; 8 – структуры I порядка: I – Нерутинская мегавпадина, II – Тазовский структурный мегазалив, III – Верхнетанловская мегавпадина, IV – Среднепурский наклонный мегапрогиб, V – Пякупурско-Ампутинский наклонный мегапрогиб; 9 – контуры зон различного состава водорастворенных газов; 10 – граница глинизации оксфордского регионального резервуара

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс характеризуется метановым составом ВРГ, и по классификации Л.М. Зорькина относится к углеводородному типу с содержанием CH_4 от 74 до 99 об.%. Четко выражена региональная зональность в изменении газового состава вод, заключающаяся в увеличении содержания CH_4 , $\Sigma\text{TУ}$, величин газонасыщенности в направлении с востока на запад, от обрамления бассейна (рис. 1, а). По площади доминирует сухой углеводородный тип, в юго-западном направлении происходит его смена на то-

щий, на фоне которого имеют выявлены области с полужирным и жирным углеводородным типами (Харампурская площадь). Так, максимальные содержания ΣTU в составе ВРГ выявлены на Северо-Иохтурском (10,19 об.%), Береговом (3,36-7,72 об.%) и Харампурском (5,21 об.%) месторождениях. Среднее содержание CO_2 по комплексу составляет 0,56 об.%, N_2 – 2,46 об.%, H_2 – 0,35 об.%, He – 0,012 об.% и Ar – 0,035 об.%. Газонасыщенность подземных вод изменяется в широком интервале и составляет 0,3-3,0 л/л. Максимальные величины газонасыщенности установлены на Харампурском (до 3 л/л), а минимальные – на Удмуртском месторождении (0,3-1,5 л/л) [14-15].

Неокомский водоносный комплекс, как и вышележащий апт-альб-сеноманский, характеризуется метановым составом ВРГ (углеводородный тип). Содержание CH_4 изменяется в широких пределах от 61,8 до 98,8 об.%. К неокомскому комплексу приурочены основные запасы нефти. Вследствие этого максимальные содержания ΣTU отмечаются в приконтурных водах нефтяных залежей, которые варьируют в интервале от 0,70 до 32,45 об.%. Региональная зональность в изменении газового состава вод проявляется в росте содержания гомологов метана и уменьшении содержания самого метана с востока на запад (см. рис. 1, б). В этом же направлении сухой углеводородный тип меняется на тощий, полужирный и жирный. Причем газы полужирного и жирного углеводородного типа доминируют в центральной и западной части Надым-Тазовского междуречья. Наиболее детально ВРГ неокомского комплекса изучены на Восточно-Таркосалинском месторождении. На рисунке 2.а видно, что наибольший разброс содержаний наблюдается по благородным газам (He , Ar), H_2 , CO_2 и N_2 . В целом по комплексу, в составе растворенного газа содержание N_2 обычно не превышает 5-8 об.% (рис. 2, б), лишь в единичных случаях отмечены его концентрации свыше 20 об.% на востоке исследуемого региона. CO_2 составляет 1-2 об.%, чаще десятые доли процента. Содержание H_2 изменяется от следов до 8,35 об.%, при среднем значении для комплекса 0,61 об.%. Средние концентрации He и Ar составляют 0,025 и 0,032 об.% соответственно. Наибольшие содержания ΣTU выявлены на Вынгайхинском (27,9-30,9 об.%), Тарасовском (31,7-32,4 об.%), Пангодинском (25,8-31,6 об.%), Комсомольском (25,1-31,4 об.%), Усть-Харампурском (25,9-31,6 об.%), Западно-Таркосалинском (24,3-32,4 об.%) и целом ряде других месторождений.

Газонасыщенность подземных вод изменяется довольно широко, интервал колебаний составляет от 0,3 до 5,4 л/л., причём, как и в апт-альб-сеноманском комплексе не отмечено каких-либо закономерностей её изменения. При этом максимальные величины выявлены на Восточно-Таркосалинском (до 5,4 л/л) месторождении [12, 15].

Верхнеюрский водоносный комплекс включает в себе подземные воды с метановым составом ВРГ (углеводородный тип). На большей части Надым-Тазовского междуречья доминирует жирный углеводородный тип ВРГ, лишь в восточных районах он меняется на полужирный и тощий (см. рис. 1, в). Содержание CH_4 варьирует в широких пределах и составляет 62,6-96,6 об.%, при среднем 81,9 об.% (см. рис. 2, б). В зоне развития оксфордского регионального

резервуара (горизонт Ю₁) содержание тяжелых углеводородов, как правило, не превышает 5-8 об.% и лишь вблизи нефтяных и газоконденсатных залежей достигает 10-15 об.%, редко превышает 20 об.%. Наибольшие концентрации гомологов метана выявлены на Етыпуровском (26,6-27,4 об.%), Харампурском (22,3-24,4 об.%), Медвежьем (до 22,6 об.%), Губкинском (до 24,9 об.%) и Тапском (до 26,1 об.%) месторождениях. Содержание N₂ в растворенном газе не превышает 25 об.%, CO₂ – 2,5 об.%. Содержание H₂ изменяется от тысячных долей процента до 2,8 об.%, He - от 0,005 до 0,083 об.% и Ar - от 0,003 до 0,608 об.%. Газонасыщенность подземных вод изменяется незакономерно по разрезу и площади Надым-Тазовского междуречья, при этом ее величина варьирует в интервале от 0,5 до 3,6 л/л. Неравномерное изменение газонасыщенности происходит как от одной структуры к другой, так и в пределах одного месторождения и контролируется расстоянием до залежей углеводородов. Наибольшая контрастность по изменению величины газонасыщенности от 0,5 до 3,6 л/л отмечена на Харампурском месторождении [10-12].

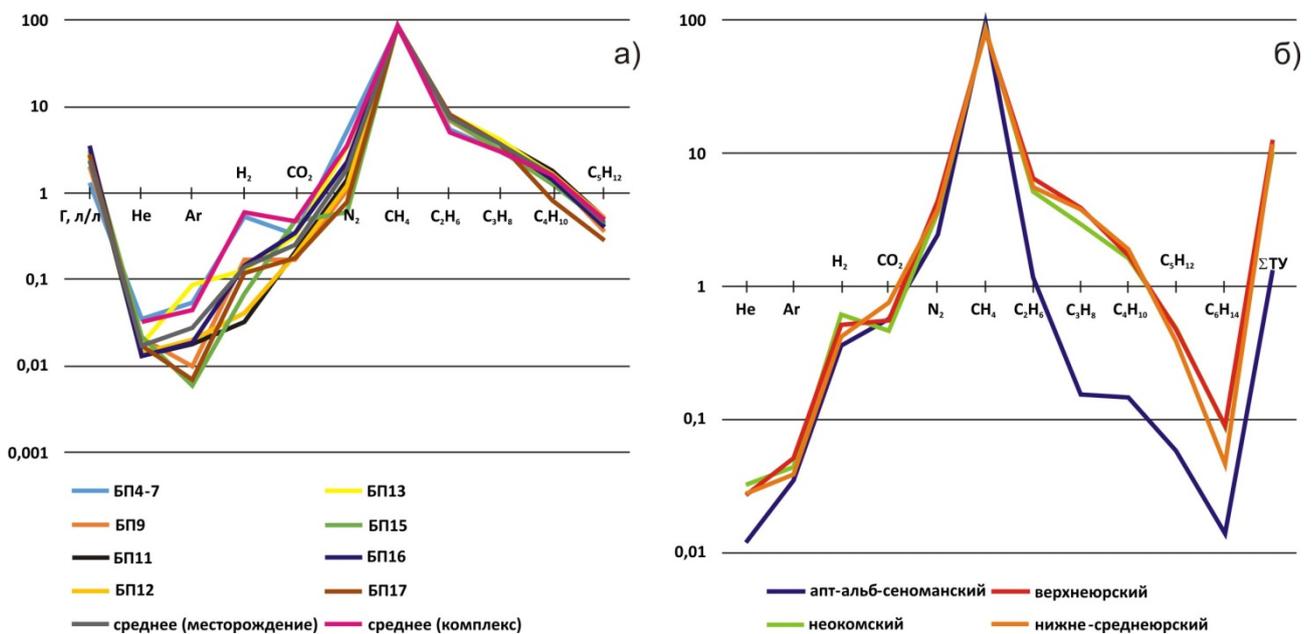


Рис. 2. Средний состав ВРГ неокомского водоносного комплекса Восточно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения (а) и нефтегазоносных комплексов Надым-Тазовского междуречья (б)

Нижне-среднеюрский водоносный комплекс представлен подземными водами метанового состава (углеводородный тип). Как и в вышележащем верхнеюрском водоносном комплексе доминирующую роль в регионе играет жирный углеводородный тип. В целом, состав ВРГ легчает в восточном направлении, закономерно меняясь на полужирный, тощий и сухой углеводородные типы (см. рис. 1, 2). Содержание метана, как правило, превышает 65 об.% (максимальное содержание 95,6 об.% установлено на Северо-Толькинской площади).

Содержания ΣTU варьируют в интервале от 0,9 до 30,1 об.%. Среди тяжелых углеводородов преобладает C_2H_6 (до 6-12 об.%). Содержание N_2 составляет не более 10-13 об.% (максимальная концентрация в 13 об.% выявлена на Текто-Харампурском месторождении), CO_2 - от 0,06 до 4,24 об.%, при среднем значении 0,76 об.% (см. рис. 2, б). Концентрации H_2 в ВРГ составляют от тысячных долей процента до 2,2 об.%, благородных газов: He - от 0,001 до 0,084 и Ar - от 0,010 до 0,108 об.%. Газонасыщенность подземных вод варьирует в широком интервале от 0,9 до 5,7 л/л. Газонасыщенность ведет себя неоднозначно. Наибольшие значения газонасыщенности до 4,5-5,7 л/л установлены на Етыпуровском месторождении.

В заключение следует отметить, что с увеличением возраста нефтегазоносных отложений возрастает время рассеивания углеводородов. Благодаря увеличению глубин и более жестким температурным условиям уровень генерации углеводородов остается высоким, но в углеводородном ряду идет смещение в сторону жидких компонентов и гомологов метана (главная зона нефтеобразования или главная зона генерации жирных газов). Поэтому обнаружение высокогазонасыщенных вод (до 4,5-5,7 л/л) в отложениях ниже-среднеюрского комплекса, обогащенных гомологами метана, позволяет весьма высоко оценивать их перспективы. Таким образом, в пределах нижнего гидрогеологического этажа Надым-Тазовского междуречья развиты метановые воды с содержанием метана в среднем от 95,5 об.% в апт-альб-сеноманском комплексе до 83,3 об.% в ниже-среднеюрском. Происходит снижение его концентраций по мере погружения водоносных горизонтов. Как было отмечено выше, максимальные концентрации гомологов метана выявлены в границах неокомского комплекса. Наличие этого факта обязано тому, что к его отложениям приурочены основные запасы нефти. С глубиной происходит рост средних содержаний гомологов метана от 1,34 об.% в апт-альб-сеноманском до 11,67 об.% в ниже-среднеюрском комплексе. Отмечается также рост содержаний углекислого газа и одновременное снижение отношения суммы тяжелых углеводородов к азоту от 96 в апт-альб-сеноманском комплексе до 52 в ниже-среднеюрском. С востока на запад идет закономерное утяжеление метанового углеводородного типа ВРГ всех водоносных комплексов (об.%): сухой ($\Sigma\text{TU} < 1$) – тощий ($\Sigma\text{TU} = 1-3$) – полужирный ($\Sigma\text{TU} = 3-5$) – жирный ($\Sigma\text{TU} > 5$).

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025 «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири» и Российского фонда фундаментальных исследований в рамках научного проекта № 18-05-70074 «Ресурсы Арктики».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ростовцев Н.Н., Равдоникас О.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 391 с.

2. Кругликов Н.М. Гидрогеология северо-западного борта Западно-Сибирского артезианского бассейна. – Л.: Недра, 1964. – 166 с.
3. Конторович А.Э., Зимин Ю.Г. Об условиях формирования химического состава подземных вод Западно-Сибирской низменности // Труды СНИИГГиМС. – 1968. – Вып. 46. – С. 83-95.
4. Гидрогеология СССР. Т. XVI: Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). – М.: Недра, 1970. – 368 с.
5. Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.
6. Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1986. – 224 с.
7. Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 826-832.
8. Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н. Геофлюидалные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
9. Курчиков А.Р., Плавник А.Г. Кластеризация гидрогеохимических данных в задачах оценки прогнозных ресурсов углеводородов нефтегазоносных комплексов Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1218-1226.
10. Шварцев С.Л., Новиков Д.А. Гидрогеологические условия Харампурского мегавала // Известия вузов. Нефть и газ. – 1999. – №3. – С.21-29.
11. Новиков Д.А. Степень газонасыщения подземных вод продуктивной части юрского гидрогеологического комплекса Харампурского мегавала // Геология нефти и газа. – 2000. – № 3. – С. 51-56.
12. 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.
13. Новиков Д.А. Геолого-гидрогеологические условия палеозойского фундамента Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения // Известия Вузов. Нефть и газ. – 2005. – № 5. – С.14-20.
14. Новиков Д.А. Геохимия подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса Надым-Тазовского междуречья // Отечественная геология. – 2005. – № 3. – С.73-82.
15. Новиков Д.А., Лепокуров А.В. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений на структурах южной части Ямало-Карской депрессии // Геология нефти и газа. – 2005. – № 5. – С. 24-33.
16. Новиков Д.А., Сухорукова А.Ф. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений Березовского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) // Известия ВУЗов. Геология и разведка. – 2009. – № 5. – С. 45-56.
17. Новиков Д.А. Перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений полуострова Ямал по гидрогеологическим данным // Геология нефти и газа. – 2013. – № 6. – С. 65-74.
18. Новиков Д.А. Гидродинамика нефтегазоносных отложений неокома переходной области от Западно-Сибирского артезианского бассейна к Хатангскому // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 2. – С. 24–33.
19. Кох А.А., Новиков Д.А. Гидродинамические условия и вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод в западной части Хатангского артезианского бассейна // Водные ресурсы. – 2014. – Т. 41. – № 4. – С. 375–386.

20. Новиков Д.А. Геохимия подземных вод нефтегазоносных отложений северных районов осадочных бассейнов Сибири // Электронный научный журнал. Нефтегазовое дело. – 2015. – № 5. – С. 106-149.
21. 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. – № 10. – P. 8703-8719.
22. Новиков Д.А. Гидрогеохимия процессов катагенетического преобразования осадочных пород нефтегазоносных отложений арктических районов Западно-Сибирского мегабассейна // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2016. – № 6. – С.19-25.
23. Новиков Д.А. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8. – № 4. – С.881-901.
24. Новиков Д.А. Изучение газогенерирующих процессов методами моделирования водно-газовых равновесий (на примере Ямальской НГО) // Сборник материалов XIII международного научного конгресса «ГЕО-Сибирь-2017», Сб. материалов в 3 т. – Новосибирск: СГУГиТ, 2017. – Т. 2. – № 1. – С. 65-69.
25. Новиков Д.А. Взаимодействие в системе «вода-порода» в зоне катагенеза арктических районов Западно-Сибирского мегабассейна // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 1. – С. 40–52.
26. Новиков Д.А., Кох А.А. Перспективы нефтегазоносности западной части Хатангского артезианского бассейна по гидрогеологическим данным // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 6. – С. 21-29.
27. Сесь К.В., Новиков Д.А. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений центральной части полуострова Ямал // Бурение и нефть. – 2017. – № 5. – С. 30-35.
28. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – Vol. 44. – № 5. – P. 780-788.
29. Новиков Д.А. О вертикальной гидродинамической зональности Ямало-Карской депрессии (северные районы Западной Сибири) // Известия Вузов. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 5-42.
30. 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.
31. Novikov D.A. Genetic classification of subsurface waters and brines of Arctic regions of Siberia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – 193 (1). – 012049.
32. Novikov D.A., Dul'tsev F.F., Chernykh A.V. Abnormally high formation pressures in jurassic-cretaceous reservoirs of Arctic regions of Western Siberia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – 193 (1). – 012050
33. Суббота М.И., Клейменов В.Ф., Стадник Е.В., Зорькин Л.М., Яковлев Ю.Я. Интерпретация результатов гидрогеологических исследований при поисках нефти и газа. – М.: Недра, 1990. – 221 с.
34. Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. Нефтегазопроисковая гидрогеология. – М.: Недра, 1982. – 216 с.
35. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.

© Д. А. Новиков, 2019