

Д. А. Новиков¹✉

Водород в составе газов Арктического сектора Западной Сибири

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Аннотация. В работе представлены данные по изучению газового состава залежей углеводородов в юрских и меловых отложениях Арктического сектора Западной Сибири. Приведены особенности распределения газовых компонентов и установлены основные закономерности их зональности в пределах юрско-меловых нефтегазоносных комплексов. Особое внимание уделено распределению водорода: выявлена тенденция к увеличению его концентрации с глубиной, хотя общая картина распределения остается неоднозначной. Зафиксированные в ряде случаев аномальные значения (свыше 0,5 об. %) указывают на необходимость критической оценки достоверности этих аналитических результатов.

Ключевые слова: геохимия газов, водород, фазовый состав, зональность, Арктика, Западная Сибирь

D. A. Novikov¹✉

Hydrogen in the gases the Arctic sector of West Siberia

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Abstract. The data obtained in the studies of gas composition of hydrocarbon pools in the Jurassic and Cretaceous sediments in the Arctic sector of West Siberia are presented. The features of gas components distribution are described, and the major regularities of their zoning within the boundaries of the Jurassic - Cretaceous oil and gas bearing complexes are established. Special attention is paid to hydrogen distribution: a trend to an increase in hydrogen concentration with depth is revealed, though the general distribution pattern remains ambiguous. Anomalous values (above 0.5 vol%) detected in some cases point to the necessity of critical evaluation of the entire array of analytical data.

Keywords: geochemistry of gases, hydrogen, phase composition, zoning, the Arctic, West Siberia

Введение

В природе четырьмя основными источниками водорода являются гидролиз, деградация органического вещества, разложение таких веществ, как метан и аммиак, и глубокая дегазация мантии. Понимание происхождения, миграции и накопления природного водорода имеет большое значение для его коммерческой эксплуатации и использования. Генезис свободного водорода остается актуальным полем для научных дискуссий. Необходимо признать, что к 2026 году ключевые аспекты его происхождения, оценки мировых запасов и перспектив промышленного освоения изучены недостаточно.

Существующие концепции формирования водорода в литосфере разделяются на два основных направления [1-3]. Первое связывает его появление с физико-химическими и радиохимическими процессами в магматических очагах [4]. Второе направление рассматривает механизмы генерации газа непосредственно в осадочной толще. При нагревании осадочных пород происходит выделение различных газов, в том числе и водорода, причем максимальное количество водорода фиксируется при нагревании метаморфизованных осадочных пород. К группе образования свободного водорода в породах осадочного чехла относится также теория микробиального источника водорода. В ней описан процесс образования водорода водородгенерирующими бактериями в артезианских бассейнах зон формирования месторождений урана осадочно-генетического типа [5]. По мнению В.И. Молчанова: «Приведенные теории образования свободного водорода демонстрируют многообразие природных механизмов генерации свободного водорода в земной коре. На данный момент нет критериев, которые могли бы позволить объективно оценить долю водорода, образовавшегося тем или иным путем, а также определить преобладающий процесс его генерации» [6].

Несмотря на то, что наличие природного водорода было обнаружено при бурении скважин более века назад во Франции и Австралии [7], первые разведочные работы были проведены гораздо позже. Крупномасштабные проекты были реализованы компанией Hydroma в Мали в 2008 году в регионе Буракебугу, спустя 20 лет после случайного открытия месторождения [8]. Сегодня небольшие компании сосредоточены на разведке водорода, например, в США, где NH2E провела глубокое бурение в Небраске в 2019 году, или Desert Mountain Energy, которая объявила в феврале 2022 года об открытии месторождения природного водорода в Аризоне. В Австралии компания Santos, после бурения нескольких разведочных скважин, объявила в 2021 году о завершении первой скважины по добыче природного водорода в бассейне Амадеус. В Европе компании также развивают этот вид деятельности, такие как Nupat в Швейцарии, 45–8 Energy и Engie во Франции или Helios в Испании [9] и т.д.

В связи с этим цель настоящего исследования – изучить распределение водорода в нефтегазоносных отложениях Арктического сектора Западно Сибири в свободном состоянии.

Методы и материалы

Водород обладает уникальной миграционной способностью и высокой реакционной активностью. По сути – это полноценный геохимический индикатор, который может рассказать нам о степени зрелости органического вещества, о надежности флюидоупоров и даже о современных путях миграции углеводородов в геологическом разрезе. Он реагирует на малейшие изменения в системе «вода-порода-газ-органическое вещество».

Одним из ключевых моментов анализа ретроспективных данных по газовому составу залежей УВ выступает оценка их достоверности, другими словами разбраковка и оценка качества. Широко известно, что в пределах нефтегазоносных отложений при бурении скважин, соляно-кислотных обработках и т.д. при

коррозии насосно-компрессорных труб идут процессы образования техногенного водорода, высокие концентрации которого могут без должной проверки интерпретироваться как геохимические аномалии. Наиболее полно механизмы образования таких «артефактов» рассмотрены в работах [11-20].

База данных, послужившая основой для настоящего исследования представлена материалами по более 2200 залежам свободного газа, более 600 газовых шапок нефтяных залежей и более 2200 нефтяным залежам (попутным газам). Наибольший объем информации приходится на неокомские отложения. Генетический анализ имеющихся данных по составу газов был выполнен традиционными методами, путем анализа общепринятых геохимических коэффициентов: $\Sigma \text{УВ}/\text{N}_2$ – коэффициент обогащенности углеводородами, $\text{CH}_4/\Sigma \text{TU}$ – коэффициент сухости, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_3\text{H}_8$ – коэффициент этанизации и соотношение изомеров бутана $i\text{-C}_4\text{H}_{10}/n\text{-C}_4\text{H}_{10}$; и отношений: H_2/He , H_2/CH_4 , $\text{H}_2/\Sigma \text{TU}$, H_2/N_2 , N_2/Ar , O_2/N_2 . Формула состава газов приведена в виде последовательности индивидуальных газовых компонентов – от наибольшей концентрации к наименьшей, об. %.

Результаты и обсуждение

На основе статистического анализа состава свободных и растворенных газов были выявлены особенности распределения углеводородных и неуглеводородных газов для залежей различного типа. Почти повсеместно в составе газа доминируют метан (90–99 об. %, рис. 1). Присутствие пропана, бутана и более тяжелых гомологов типично для нефтяных и газоконденсатных залежей. В компонентном составе отсутствует сероводород, а содержание азота обычно не превышает 3 об. %, за исключением отдельных месторождений (Салмановское, Нейтинское и др.), где его доля возрастает до 7–15 об. %. Средние концентрации CO_2 составляют около 0,6 об. %, а инертных газов (He, Ar) – сотые доли процента. Распределение водорода (H_2) носит довольно сложный характер с его средними концентрациями, достигающими до 0,54 об. % в растворенных газах нефтяных залежей ниже-среднеюрского нефтегазоносного комплекса. Ключевым отличительным признаком газов разных типов залежей является концентрация тяжелых углеводородов (C_2H_6 +высшие), которая коррелирует с выходом стабильного конденсата. Далее представлена информация о геохимических особенностях газов в зависимости от фазового состояния залежей.

Компонентный состав газовых залежей подчиняется убывающему ряду, в котором после метана и азота следуют этан и диоксид углерода ($\text{C}_1 > \text{N}_2 > \text{C}_2 > \text{CO}_2 > \text{C}_3 > \text{H}_2 > i\text{-C}_4 > n\text{-C}_4 > \text{Ar} > i\text{-C}_5 > \text{He} > n\text{-C}_5 > i\text{-C}_6 > n\text{-C}_6$). Концентрация метана в среднем составляет 94,6–96,6 об. %, тогда как значения суммы его гомологов (от пропана до гексана) варьируются от следовых количеств до долей процента. Среди неуглеводородных газов превалирует азот (до 2,35 об. %) и углекислый газ (до об. 0,73 %). Средние содержания водорода составляют от 0,03 до 0,18 об. %, достигая максимума в верхнеюрских отложениях. Параметры обогащенности газа (ΣTU) достигают 5 об. %, при этом коэффициенты этанизации ($K_3 = 100 \cdot \text{C}_2/(\text{C}_3 + \text{C}_4)$) и жирности ($K_{\text{ж}} = \text{C}_{2+\text{высшие}}/\text{C}_1$) демонстрируют широкую вариативность, доходя до 3000 и 5,5 соответственно. Показательно, что макси-

мальные содержания тяжелых углеводородов приурочены к неокимским горизонтам, в то время как верхнеюрские залежи ими обеднены.

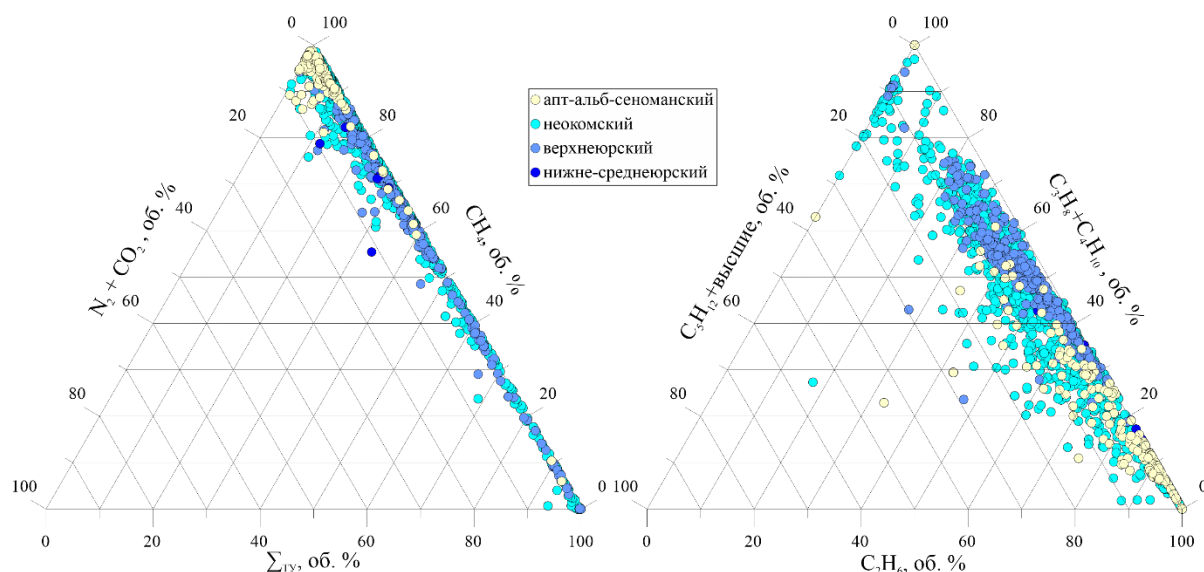


Рис. 1. Диаграммы общего состава газов и состава тяжелой углеводородной фракции свободных газов залежей Арктического сектора Западной Сибири.

Состав газоконденсатных залежей характеризуется рядом $C_1 > C_2 > C_3 > N_2 > CO_2 > n-C_4 > i-C_4 > i-C_5 > n-C_5 > H_2 > i-C_6 > Ar > n-C_6 > He$ и заметным ростом доли ТУ по сравнению с чисто газовыми объектами. Содержание метана здесь снижается до 85,3–90,4 об. %, в то время как концентрация этана и пропана возрастает до 6,89 % и 3,13 % соответственно. Средние содержания водорода составляют от 0,02 до 0,19 об. %, достигая максимума в ниже-среднеюрских отложениях. Суммарная доля гомологов метана (ΣTU) достигает 15 об. %, а коэффициент жирности ($K_{ж}$) варьируется в пределах 5,4–18,2. Примечательно, что профиль среднего состава таких залежей остается относительно стабильным по всему юрско-меловому разрезу.

Для нефтегазоконденсатных систем характерна еще большая концентрация тяжелых УВ, при которой метан составляет лишь 72,8–77,2 об. %, а доля этана и пропана возрастает до 13,53 об. % и 7,67 об. % соответственно. Средние содержания водорода изменяются от следовых до 0,18 об. % в ниже-среднеюрских отложениях. Иерархический ряд компонентов выглядит как $C_1 > C_2 > C_3 > n-C_4 > i-C_4 > N_2 > CO_2 > i-C_5 > n-C_5 > i-C_6 > H_2 > n-C_6 > Ar > He$. Суммарное содержание гомологов метана (ΣTU) в таких объектах и газовых шапках достигает 30 об. %, что отражается на коэффициенте жирности ($K_{ж}$), значения которого доходят до 45,9. В региональном плане отмечается, что залежи апт-альб-сеноманского комплекса характеризуются наименьшими содержаниями гомологов метана по сравнению с более глубокими горизонтами.

Растворенные газы нефтяных залежей выделяются предельно высокой концентрацией гомологов метана, что отражается в ряду распределения: $C_1 > C_2$

$> C_3 > i-C_4 > n-C_4 > N_2 > H_2 > i-C_5 > n-C_5 > CO_2 > i-C_6 > n-C_6 > Ar > He$. Доля метана здесь минимальна и колеблется от 39,3 до 60,1 об. %, в то время как суммарное содержание тяжелых углеводородов (ΣTU) достигает аномальных 95 об. %. Средние содержания водорода составляют от 0,02 до 0,54 об. %, достигая максимума в нижне-среднеюрских отложениях. Коэффициент жирности ($K_{ж}$) в таких условиях может доходить до 600, а минимальные значения $K_{ж}$ (от 5) также закономерно указывают на значительную роль ТУ. Наиболее «тяжелый» газовый профиль характерен для неокомских нефтяных залежей. Примером могут служить данные по Восточно-Таркосалинскому месторождению (пласт БП₁₆), где ΣTU превышает 30–40 об. %.

Заключение

При сопоставимых долях углеводородных газов и стабильном преобладании метана во всех нефтегазоносных комплексах, основные расхождения фиксируются в концентрациях тяжелых углеводородов. Пик содержания гомологов метана приходится на неокомские отложения, тогда как верхнеюрские залежи характеризуются их минимумом. Сравнительный анализ показал, что газы апт-альб-сеноманского комплекса существенно обеднены относительно неокомского: по этану и пропану – более чем в 2 раза, по изомерам бутана и пентана – в 1,5–1,9 раза, а по гексану разрыв достигает более 4 раз. Кроме того, верхние горизонты (апт-альб-сеноман) также отличаются минимальными значениями содержания водорода и инертных газов (He, Ar) на фоне подстилающих нефтегазоносных комплексов.

Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 26-67-00019, <https://rscf.ru/project/26-67-00019/>.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Etiope G., Ellisc G. S., Ardakani O. H., Boreham C. J., Klitzke P., Martín-Monge A., Reis H. L. S., Templeton A. S., Kim H. S., Gaucher E., Sissmann O. Understanding the resource potential of natural hydrogen on Earth: Scientific gaps, uncertainties and recommendations // *Earth-Science Reviews*. – 2026. – V. 275. – 105413. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2026.105413>
2. Zeng L., Sander R., Salimzadeh S., Lupton N., Musa M. Natural Hydrogen: Generation Mechanisms, Occurrence, Challenges and Future Prospects // *Gas Science and Engineering*. – 2026. – 205928. <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2026.205928>
3. Liu M., Warner T., Zhao Y., Xia Z., Zhang D., Zhan P., Frohman R., Creason G., Seol Y. Geologic hydrogen: From natural occurrences to anthropogenic generation – A review of fundamentals, potential, challenges and prospects // *Earth-Science Reviews*. – 2026. – V. 274. – 105338. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2025.105338>
4. Ларин В. Н. Гипотеза изначально гидридной Земли // Министерство геологии СССР. АН СССР. Институт минералогии, геохимии и кристаллохимии редких элементов. – Москва: Недра, 1975. – 101 с.
5. Левшунова С. П. Водород и его биохимическая роль в образовании углеводородных газов в осадочных породах земной коры // Автореферат дис. ... доктора геолого-минералогических наук: 04.00.03. – Москва, 1994. – 42 с.

6. Молчанов В. И. Генерация водорода в литогенезе. – Новосибирск: Наука, 1981. – 142 с.
7. Ward L. K. Inflammable gasses occluded in the Pre-Paleozoic rocks of South Australia // Transactions and proceedings of the Royal Society of South Australia. – 1933. – V. 57. – P. 42–47.
8. Prinzhofer A., Tahara Cissé C. S., Diallo A. B. Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali) // International Journal of Hydrogen Energy. – 2018. – V. 43. – No. 42. – P. 19315–19326.
9. Rigollet C., Prinzhofer A. Natural Hydrogen: A New Source of Carbon-Free and Renewable Energy That Can Compete With Hydrocarbons // First Break. – 2025. – V. 3. – No. 10. – P. 78–84.
10. Pengg A. Drilling-induced hydrogen: A challenge for natural hydrogen exploration / A. Pengg, D. Misch, G. Tari, R. F. Sachsenhofer [et al.] // International Journal of Hydrogen Energy. – 2025. – V. 149. – 150091. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2025.150091.
11. Bjornstad B. N. Generation of Hydrogen Gas as a Result of Drilling Within the Saturated Zone / B. N. Bjornstad, J. P. McKinley, T. O. Stevens [et al.] // Ground Water Monitoring & Remediation. – 1994. – V. 14. – No. 4. – P. 140–147. DOI: 10.1111/j.1745-6592.1994.tb00492.x.
12. Davies K., Josse R., Frery E., Esteban L., Keshavarz A., Iglauer S. Distinguishing drilling-induced artifacts from naturally occurring hydrogen in soil gas surveys: Insights from sub-circular depressions // International Journal of Hydrogen Energy. – 2025. – V. 109. – P. 1230–1240. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.02.094>
13. El-Meligi A. A., Ismail N. Hydrogen evolution reaction of low carbon steel electrode in hydrochloric acid as a source for hydrogen production // International Journal of Hydrogen Energy. – 2009. – V. 34. – Is. 1. – P. 91–97. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.10.026>
14. He H., Li Q., Tang J., Liu P., Zheng H., Zhao F., Guan W., Guo E., Xi C. Study of hydrogen generation from heavy oil gasification based on ramped temperature oxidation experiments // International Journal of Hydrogen Energy. – 2023. – V. 48. – Is. 6. – P. 2161–2170. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.095>
15. Askaria M., Aliofkhazraei M., Afroukhtehb S. A comprehensive review on internal corrosion and cracking of oil and gas pipelines // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2019. – V. 71. – No. 2019. – 102971. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102971>
16. Ogunlakin N. O., Toor I. U., Sorour A. A., Djukic M. B. A critical review of hydrogen-induced cracking (HIC) of API 5L pipeline steel grades in the oil and gas industry // International Journal of Hydrogen Energy. – 2026. – V. 198. – 152669. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.152669>
17. Plennevaux C., Kittel J., Frégonèse M., Normand B., Ropital F., Grosjean F., Cassagne T. Contribution of CO₂ on hydrogen evolution and hydrogen permeation in low alloy steels exposed to H₂S environment // Electrochemistry Communications. – 2013. – V. 26. – P. 17–20. <https://doi.org/10.1016/j.elecom.2012.10.010>
18. Маркин А. Н., Низамов Р. Э., Суховерхов С. В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
19. Булатов А. И., Качмар Ю. Д., Булатов А. И., Макаренко П. П., Яремийчук Р. Т. Освоение скважин: Справочное пособие. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 473 с.
20. Янин Е. П. Коррозия как источник загрязнения окружающей среды – М.: НП «АРСО», 2020. – 112 с.

© Д. А. Новиков, 2026