

Abstract. This paper presents the results of geochemical studies on core samples from Neocomian sediments located in the northern part of Western Siberia.

In traditional geological exploration of deep-submerged facilities with complex geological structures, productive intervals are often overlooked. It underscores the necessity for additional diagnostic methods.

The aim of this work is to develop a methodological model for conducting geochemical analysis of core samples to enhance the reliability of detecting valuable hydrocarbon fluids.

To achieve this, the authors of this paper selected a set of geochemical studies on core samples, including extraction-weight analysis, chromatographic analysis, and the study of deeply sorbed gases. Based on this approach, the authors developed criteria for identifying the type of reservoir fluid in the reservoir.

The conclusions regarding the fluid saturation of the studied deposits were validated by well test results, demonstrating the effectiveness of geochemical methods in exploration efforts.

Keywords: core, oil, gas condensate, deeply absorbed gases, chloroform bitumen, chromatography, alkanes, arenas

For citation: Kobylinskiy, D. A., Neelova, E. Yu., & Zavatskiy, M. D. (2025). Assessment of the prospects of the neocomian sediments for the presence of hydrocarbon fluid through geochemical core studies. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 21-28. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-21-28

Введение

На сегодняшний день запасы крупных месторождений Западной Сибири истощаются, и возрастает необходимость в приросте углеводородного сырья. Сопоставимыми объемами ресурсов углеводородов обладают глубокопогруженные залежи, которые характеризуются сложным геологическим строением. При изучении таких объектов традиционным комплексом геологоразведочных работ нередко возникают случаи пропуска продуктивного интервала [1].

В целях повышения эффективности обнаружения полезного флюида в глубокопогруженных, сложнопостроенных коллекторах необходимо применять дополнительные методы исследования, в частности геохимические, так как объектом изучения выступает вещество, содержащееся в породе, в отличие от других опосредованных методик.

Геохимические методы исследования керна играют важную роль в геологоразведочном процессе и при разработке месторождений. Они позволяют получить информацию об органическом веществе горных пород, флюидах и процессах, происходящих в недрах, что может быть использовано при поиске, разведке и разработке полезного флюида [2].

Основные направления геохимических исследований:

- оценка нефтегазоматеринского потенциала пород: пиролиз Rock-Eval, определение содержания общего органического углерода

(ТОС), отражательная способность витринита, биомаркерный анализ, элементный анализ (C, H, O, N, S), изотопный анализ ($\delta^{13}\text{C}$, δD) [3, 4];

- анализ состава флюидов, экстрагированных из керна: газовая хроматография, газовая хроматография-масс-спектрометрия (GC-MS), анализ солевого состава пластовых вод;
- оценка процессов миграции и аккумуляции углеводородов: определение содержания остаточной нефти, анализ глубокосорбированных газов, анализ флюидных включений;
- геохимическое моделирование.

В этой работе на основе выработанных критериев методами экстракционно-весового, хроматографического и анализа глубокосорбированных газов проведена диагностика неокомских отложений на наличие углеводородного флюида.

Объект и методы исследования

В качестве объекта исследования использовался керновый материал неокомских отложений скважины № 1 месторождения У Надым-Пурской нефтегазоносной области. Порода представлена мелкозернистым песчаником, в котором встречаются прослои алевритовой размерности, а также аргиллита.

Методика исследования заключалась в экстракционно-весовом и хроматографическом анализе экстрагированного битумоида. Помимо битумологических исследований проводился анализ глубокосорбированных газов, особенность которого состоит в предварительной термодесорбции анализируемого вещества, находящегося в породе.

На основе эталонных образцов керна коллектора залежи посредством приведенных методов установлены критерии, которые позволяют определить наличие углеводородного флюида в изучаемых отложениях [5, 6].

Количественное значение экстрагируемого битумоида, указывающее на наличие нефтяной залежи, должно быть выше значения 5,5 г/кг породы. Подвижность нефти определяется путем хроматографического анализа битумоида по соотношению суммы *n*-алканов к нафтенам, значения которых для флюида типа «нефть» составляет 0,5 ед.

Так как экстракционно-весовой и хроматографический анализ битумоида позволяют характеризовать нефтесодержащие пласты, необходим метод для диагностики газоконденсатных залежей. В этой связи проводится анализ глубокосорбированных газов, интерпретационной моделью которого будет являться:

- визуальная оценка хроматограмм глубокосорбированных газов;
- корреляционная связь между углеводородными компонентами;
- отношения $\sum C_2-C_{11}/\sum C_{12}-C_{21}$; C_{10}/C_{11} ; iC_4+iC_5/nC_4+nC_5 ;
МГЦ/*n*-C₈-C₉/арены; бензол/*n*-C₆; *n*-C₇+бензол/*n*-C₆+толуол (табл. 1).

Таблица 1

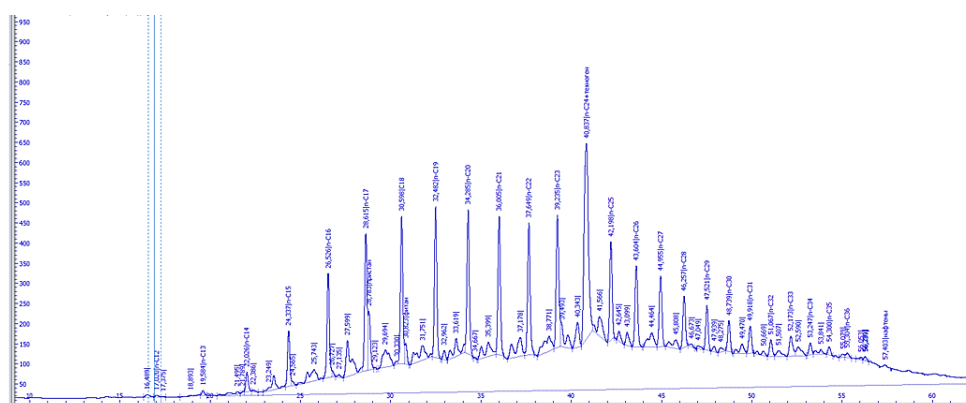
Показатели, указывающие на перспективность интервала

Показатель	Характер насыщения	
	газоконденсат /нефть	вода/сухо
C2-C11/C12-C21	1–8,9 и более	0,1–1
C10/C11	1–2	0–1
iC4+iC5/nC4+nC5	1–2	0–1
МГЦ/н-С8	1,3–2,9 и более	0–1,3
C2-C9/арены	1–3	от 3 и более
бензол/н-С6	1,1–11,6	0–1
н-С7+бензол/н-С6+толуол	1–2,9 и более	0–1

Результаты

На первом этапе посредством экстракционно-весового анализа осуществлялась количественная оценка нефтяных углеводородов. В результате установлено, что содержание хлороформенного битумоида варьирует в пределах от 0,04 до 2,7 г/кг (рис. 1). Полученные количественные значения содержания хлороформенного битумоида гораздо ниже установленного критерия продуктивности (5,5 г/кг породы).

На втором этапе изучался хлороформенный битумоид посредством хроматографического анализа. В результате установлено, что образцы в основном состоят из углеводородов нефтяного ряда и имеют «нафтенный горб» превышения нулевой линии за счет не разделившихся нафтен. Хлороформенный битумоид характеризуется отсутствием бензиновой фракции в результате испарения низкокипящих компонентов за время хранения кернового материала (рис. 1).



**Рис. 1. Хроматограмма образца, отобранного из скважины № 1
месторождения У**

Следует отметить, что на хроматограмме хлороформенного битумоида наблюдается закономерное падение концентраций *n*-алканов с ростом углеводородной цепи, что характерно для нефтей Западной Сибири.

На третьем этапе исследования проводился анализ глубокосорбированных газов породы коллектора, содержание которых в изучаемом интервале варьирует в пределах от 0,07 до 0,017 мг/г.

При визуальной оценке распределения *n*-алканов глубокосорбированных газов наблюдается аналогия с распределением компонентов хлороформенного битумоида (рис. 2).

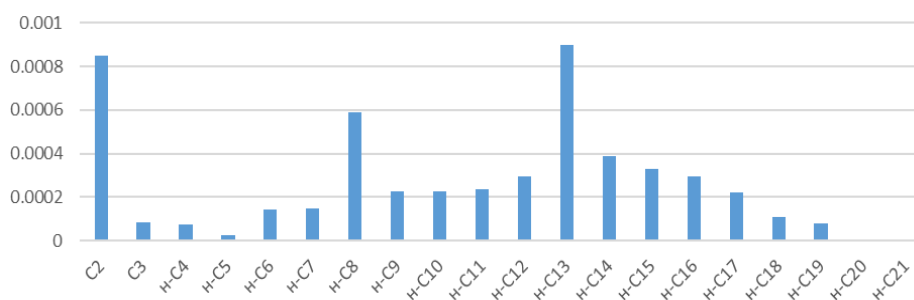


Рис. 2. Распределение *n*-алканов глубокосорбированных газов образцов месторождения У (на примере характерного образца)

Коэффициент корреляции показывает высокую взаимосвязь между рассматриваемыми компонентами исследуемого интервала и варьирует в пределах от 0,60 до 0,95.

В результате интерпретации данных глубокосорбируемых газов по выработанным критериям исследуемый интервал диагностируется как продуктивный (табл. 2).

Таблица 2

Показатели, указывающие на перспективность интервала

Показатель	Содержание компонентов в исследуемом интервале	Характер насыщения	
		газоконденсат /нефть	вода/сухо
C2-C11/C12-C21	1	1–8,9 и более	0,1–1
C10/C11	1	1–2	0–1
iC4+iC5/nC4+nC5	0,5	1–2	0–1
МГЦ/н-C8	1,1	1,3–2,9 и более	0–1,3
C2-C9/арены	2	1–3	от 3 и более
бензол/н-C6	1,1	1,1–11,6	0–1
н-C7+бензол/н-C6+толуол	0,5	1–2,9 и более	0–1

Обсуждение

Несмотря на низкое содержание хлороформенного битумоида в исследуемом интервале, делать поспешные выводы о непродуктивности исследуемых отложений, опираясь только на один критерий, не стоит, так как количественное содержание может зависеть от условия и времени хранения кернового материала [7]. В этой связи необходимо применять комплексный подход и рассматривать результаты проведенных геохимических исследований в совокупности, а также делать акцент на качественной интерпретации и взаимосвязи компонентов.

Например, визуальная оценка распределений концентраций углеводородных компонентов между собой при изучении хлороформинного битумоида и глубокосорбированных газов указывает на наличие нефтяных углеводородов (в том числе и газоконденсатного флюида).

Выработанные геохимические критерии отношений $\Sigma C_2-C_{11}/\Sigma C_{12}-C_{21}$; C_{10}/C_{11} ; iC_4+iC_5/nC_4+nC_5 ; МГЦ/ $n-C_8$ C_2-C_9 /арены; бензол/ $n-C_6$; $n-C_7$ +бензол/ $n-C_6$ +толуол также диагностируют наличие в коллекторе нефтяных углеводородов, поскольку в продуктивных отложениях:

- преобладает легкая бензиновая фракция ΣC_2-C_{11} над тяжелыми углеводородами $\Sigma C_{12}-C_{21}$;
- в отложениях, где отсутствует полезный флюид, практически нормальные алканы $C_{10}-C_{11}$;
- среди низкомолекулярных углеводородов наблюдается заметное преобладание изомеров ($i-C_4$, $i-C_5$) над нормальными алканами ($n-C_4$, $n-C_5$);
- преобладает метилциклогексан над $n-C_8$;
- резко увеличиваются концентрации бензола, толуола.

Помимо этого между компонентами глубокосорбируемых газов существует сильная корреляционная связь, что указывает на единый генезис вещества и не является следами миграции углеводородов.

В этой связи на основе проведенного комплекса геохимических исследований кернового материала неокомских отложений скважины № 1 месторождения У следует сделать вывод, что разработанные геохимические показатели указывают на наличие в пласте-коллекторе газоконденсатного или нефтяного флюида.

В результате испытаний исследуемого пласта коллектора получен приток газоконденсатной смеси дебитом 11,86 м³/сут.

Выводы

Новые методологические подходы геохимических исследований кернового материала позволяют повысить достоверность определения типа пластового флюида в коллекторе, а также оценить его промышленную значимость, что влечет за собой обоснование продолжения геологоразведочных работ на исследуемые объекты и снижение экономических рисков.

Разработанные геохимические критерии по методам экстракционно-весового и хроматографического анализов, а также изучения глубокосорбированных газов горной породы опробованы на одном из месторождений севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Установленный характер насыщения подтвердился результатом испытания.

В этой связи данный комплекс геохимических исследований ядра можно рекомендовать в качестве поискового критерия на объектах севера Западно-Сибирского НГБ, особенно при изучении глубокопогруженных залежей сложного геологического строения.

Список источников

1. Гиниятуллин, Р. Р. Проблемы и возможности поиска и разведки залежей нефти терригенного девона при освоении небольших месторождений Республики Татарстан / Р. Р. Гиниятуллин. – Текст : непосредственный // Актуальные научные исследования: сборник статей XII Международной научно-практической конференции. В 4 ч. Ч. 1. – Пенза: МЦНС «Наука и Просвещение». – 2023. – С. 78–84.
2. Hunt, J. M. Petroleum Geochemistry and Geology / J. M. Hunt. – W. H. Freeman and Company Publishers, San Francisco. – 1996. – 634 p. – Text : direct.
3. Peters, K. E. The Biomarker Guide / K. E. Peters, C. C. Walters, J. M. Moldowan. – 2005. – Cambridge University Press. – 1155 p. – Text : direct.
4. Tissot, B. P. Evolution of the Biosphere / B. P. Tissot, D. H. Welte // Petroleum Formation and Occurrence. – 1984, p. 14–20. – DOI:10.1007/978-3-642-87813-8_2. – Text : direct.
5. Кобылинский, Д. А. Определение критериев продуктивности сложнопостроенных коллекторов за счет изучения глубокосорбированных газов / Д. А. Кобылинский. – DOI 10.32935/1815-2600-2021-133-2-27-30. – Текст : непосредственный // Технологии нефти и газа. – 2021. – № 2 (133). – С. 27–30.
6. Выработка геохимических критериев для оценки продуктивности интервалов на основе исследований юрских отложений / Д. А. Кобылинский, М. Д. Заватский, И. И. Нестеров [и др.]. – DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-16-21. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3 (135). – С. 16–21.
7. Абля, Э. А. К вопросу о сохранности геохимической информации в первичных геологических носителях / Э. А. Абля, Ю. В. Костров. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2008. – № 5. – С. 19–21.

References

1. Giniyatullin, R. R. (2023). Problems and possibilities of prospecting and exploration of oil deposits of the terrigenous Devonian during the development of small deposits of the Republic of Tatarstan. Actual scientific research: collection of articles of the XII International Scientific and Practical Conference. Penza: ICNS "Science and Education", pp. 78-84. (In Russian).
2. Hunt, J. M. (1996). Petroleum Geochemistry and Geology. W. H. Freeman and Company Publishers, San Francisco, 634 p. (In English).
3. Peters, K. E., Walters, C. C., Moldowan. (2005). The Biomarker Guide. Cambridge University Press, 1155 p. (In English).

4. Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). Evolution of the Biosphere. In Petroleum Formation and Occurrence, pp. 14-20. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. (In English). DOI:10.1007/978-3-642-87813-8_2
5. Kobylinskiy, D. A. (2021). Productivity criteria for complex reservoirs based on the study of deep-adsorbed gases // Oil and gas technologies, 2 (133), pp. 27-30. (In Russian). DOI: 10.32935/1815-2600-2021-133-2-27-30
6. Kobylinskiy, D. A., Zavatskiy, M. D., Nesterov, I. I., Naumenko, V. O., & Ponomarev, A. A. (2019). Developing geochemical criteria based on the research of Jurassic sediments to evaluate the productivity of intervals. Oil and gas studies, 3(135), pp. 16-21. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-16-21
7. Ablya, E. A., & Kostrov, Yu. V. (2008). Towards preserving geochemical information stored in core samples. Georursy, (5), pp. 15-19. (In Russian).

Информация об авторах/Information about the authors

Кобылинский Данил Александрович, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Неёлова Евгения Юльевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, nejolovaej@tyuiu.ru

Заватский Михаил Дмитриевич, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Danil A. Kobylinskiy, Senior Lecturer at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Evgeniya Yu. Neelova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, nejolovaej@tyuiu.ru

Mihail D. Zavatskiy, Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 21.03.2025; одобрена после рецензирования 18.04.2025; принята к публикации 27.05.2025.

The article was submitted 21.03.2025; approved after reviewing 18.04.2025; accepted for publication 27.05.2025.