

**Выработка геохимических критериев для оценки продуктивности
интервалов на основе исследований юрских отложений**

**Д. А. Кобылинский*, М. Д. Заватский, И. И. Нестеров, В. О. Науменко,
А. А. Пономарев**

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: danilkob94@gmail.com

Аннотация. Данная статья посвящена проблеме повышения обоснованности диагностики продуктивных интервалов разреза юрских и неокомских пластов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Для решения поставленной задачи был сформирован углубленный комплекс геохимических исследований кернового материала: экстракция битумоида с определением его вещественного состава, а также термодесорбция и анализ глубокосорбированных углеводородов. На основе полученных данных проведен сравнительный анализ интервалов юрских отложений в двух скважинах в пределах одного месторождения. Были изучены количественные и качественные характеристики углеводородного флюида керна, определены геохимические критерии его подвижности в пластовых условиях: отношение нафтеновой составляющей к н-алканам. На основе хроматограмм глубокосорбированных газов определены критерии продуктивности интервала, такие как бензол/н-гексан и толуол/н-гептан. Выводы о характере насыщения изучаемых интервалов подтвердились актами испытаний. Результаты работ показали, что комплексные геохимические исследования керна могут значительно увеличить надежность диагностики насыщения разбуриваемых отложений.

Ключевые слова: продуктивные интервалы; геохимические критерии нефтегазоносности; экстракция; битумоид; глубокосорбированные углеводороды; термодесорбция

**Developing geochemical criteria based on the research of Jurassic sediments
to evaluate the productivity of intervals**

**Danil A. Kobylinskiy*, Mikhail D. Zavatsky, Ivan I. Nesterov,
Vitaliya O. Naumenko, Andrey A. Ponomarev**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: danilkob94@gmail.com

Abstract. The article is devoted to the problem of improving the substantiation of the diagnostics of production Jurassic and Neocomian reservoirs in the West Siberian basin. We have formed the complex of geochemical investigations of core material to solve this problem. It includes extraction of bitumen with its material composition detection, thermal desorption and analysis of retained hydrocarbons. Using the obtained data, we have carried out a comparative analysis of Jurassic sediment intervals in two wells within one field. We studied the quantitative and qualitative characteristics of the hydrocarbon core fluid, determined the geochemical criteria of its mobility in reservoir conditions, namely the ratio of the naphthenic

component to n-alkanes. Also, we carried out inter-well correlation of the relations of n-alkanes and isoprenoids, established the facies conditions of sedimentogenesis and oxidation-reduction conditions of the initial stage of organic matter fossilization. Based on the chromatograms of retained gases we determined the efficiency criteria of the interval such as benzene/n-hexane and toluene/n-heptane. Conclusions about the saturation of the studied intervals were confirmed by inspection test record. The results of the work showed that complex geochemical studies of the core can significantly increase the reliability of the diagnosis of the drilled sediments saturation.

Key words: production intervals; geochemical criteria of petroleum potential; extraction; bitumen; retained hydrocarbons; thermal desorption

Введение

Одна из актуальных проблем современного нефтегазопоискового процесса — надежность диагностики продуктивности пластов при поисковом бурении. Нередкие случаи пропуска продуктивных интервалов разреза при испытаниях скважин обусловлены в первую очередь технологией бурения и недостаточной информативностью традиционного каротажного комплекса. Следовательно, возникает необходимость в поиске дополнительных критериев нефтегазоносности при каротажных и керновых исследованиях. В этой связи применение геохимических методов для выявления продуктивных интервалов разреза является в высшей степени целесообразным, так как геохимические методы напрямую работают непосредственно с веществом, содержащимся в породе, в отличие от других, опосредованных методик.

Объекты и методы исследования

Объектом изучения в данной работе являются образцы керна юрских пластов одного из месторождений Надым-Пур-Тазовского региона, скважин 1 и 2. Породы представлены песчаником мелко- и среднезернистым, алевролитом, некоторые из них имеют характерный запах углеводородов.

Исследовательский комплекс включал в себя экстракционно-весовой анализ битумоида и выделение глубокосорбированных газов методом термодесорбции. Состав битумоида и выделенного газа определялся газохроматографическим методом.

Результаты

С целью определения количества нефтяных углеводородов в керне был проведен экстракционно-весовой анализ 56 образцов скважин 1 и 2. Экстракция проводилась на аппарате Сокслета хлороформом. Содержание битумоида в представленных образцах варьирует от 1,9081 до 9,5413 г на 1 кг породы.

Хроматографическому анализу подвергался раствор битумоида в гексане, то есть деасфальтизированная его часть. В результате анализа были получены хроматограммы, которые показали, что все образцы битумоида в основном состоят из углеводородов нефтяного ряда — нормальных и разветвленных алканов, а также имеют так называемый нафтеновый горб — повышение базовой линии за счет неразделяющихся полициклических нафтенов [1–4]. В ходе интерпретации хроматограмм битумоида были выделены значительные отличия их от типичных нефтяных хроматограмм.

Во-первых, для всех образцов битумоида характерна потеря бензиновой фракции (до C₁₃), что обусловлено испарением низкокипящих компонентов за

время хранения керна. Кроме того, отмечается значительное увеличение нафтеновой составляющей в битумоиде по сравнению с сырой нефтью.

Во-вторых, в образцах скв. 1 наблюдается преобладание изопреноидов, а именно пристана и фитана над нормальными алканами C_{17} , C_{18} , что может указывать либо на биодеградацию нефти, либо на наличие зоны, промытой водой. В результате биоредукции в первую очередь падает содержание нормальных алканов относительно разветвленных и полициклических насыщенных углеводородов (УВ) [5]. Моноциклические арены (бензол, толуол, ксиол) устойчивы к биодеградации, но при промывке водой они редуцируются в первую очередь из-за большей растворимости [6].

По отсутствию аренов на хроматограмме можно диагностировать промытую зону. Даже если предположить, что они испарились с низкокипящими компонентами нефти, невозможно предположить процессы биодеградации на глубинах 4 000 метров. За основной критерий, по которому можно отличить битумоидную компоненту рассеянного органического вещества от пластовой нефти, была взята степень подвижности флюида в поровом пространстве вмещающих пород.

Для определения подвижности углеводородного флюида в коллекторе выработаны закономерности на основе отношений суммы *n*-алканов к нафтеновой составляющей. На диаграмме (рис. 1) видно четкую дифференциацию значений в зависимости от типа УВ: подвижные нефти будут иметь отношение суммы *n*-алканов к нафтенам больше 0,5; а диапазон значений для битумоида (микронефти) варьирует от 0 до 0,5 (см. рис. 1).

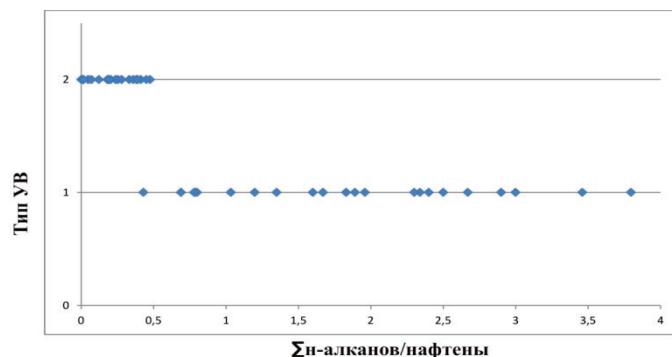


Рис. 1. Диаграмма распределения отношения *n*-алканов к нафтенам по типу УВ: 1 — нефть, 2 — битумоид

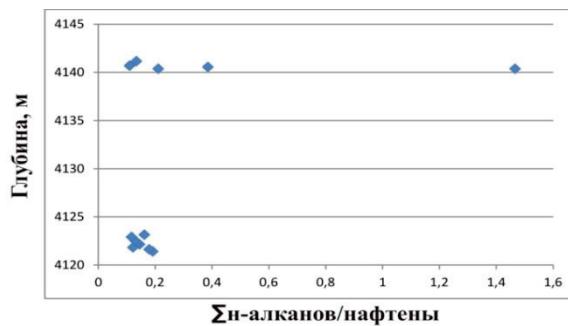


Рис. 2. Распределение отношения суммы *n*-алканов к нафтенам по глубине (скв. 1)

Для скв. 1 и 2 построено распределение отношения суммы *n*-алканов к нафтенам по глубине (рис. 2, 3).

Распределение, изображенное на рисунке юрских пластов (IO_2^1), в обеих скважинах соответствует битумоиду (микронефти).

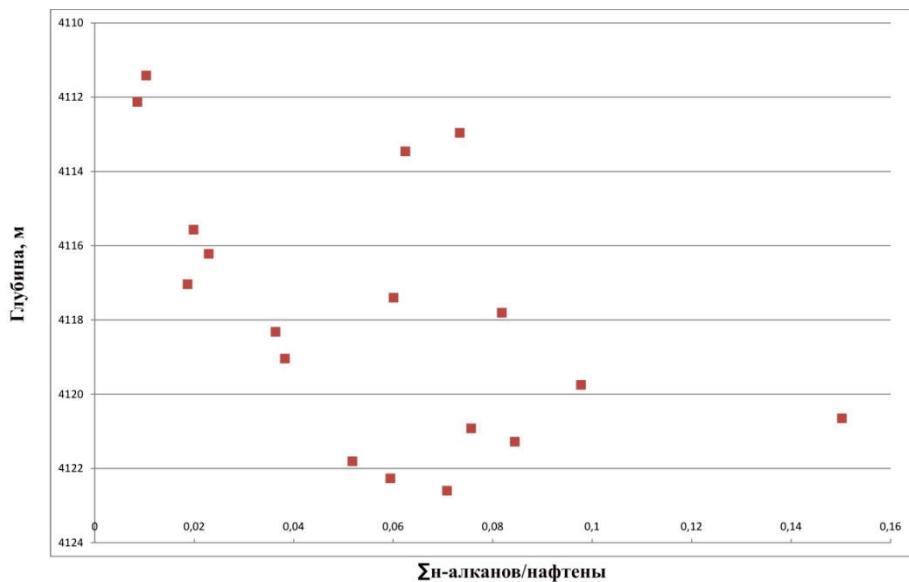


Рис. 3. Распределение отношения суммы *n*-алканов к нафтенам по глубине (скв. 2)

В ходе работы выявлены генетические связи микронефти по отношениям *n*-алканов и изопреноидов (рис. 4). На звездчатой диаграмме представлена межскважинная корреляция пластов.

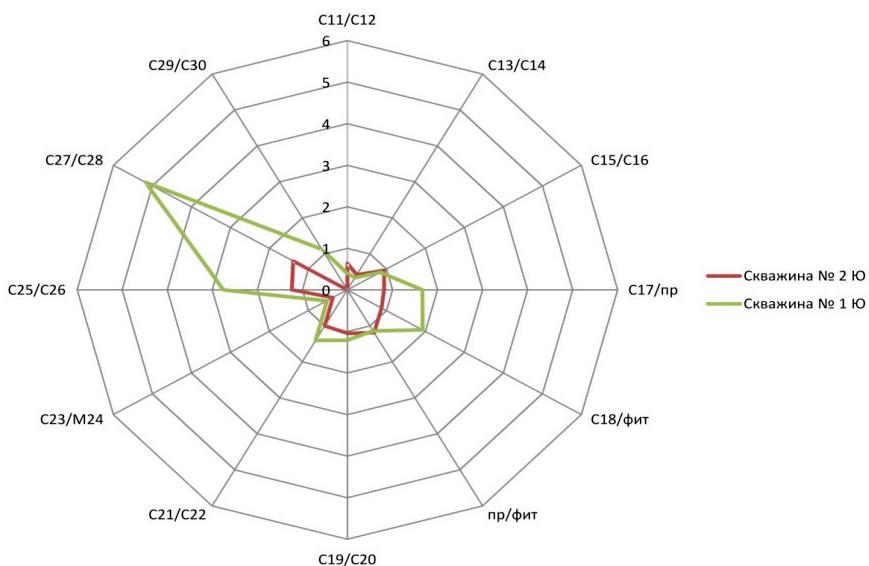


Рис. 4. Диаграмма соотношений *n*-алканов и изопреноидов по результатам стандартной хроматографии микронефти скв. 1 и 2

Исходя из диаграммы, делаем вывод, что микронефть из скв. 1 и 2, не сингенетична, так как расхождение между отношениями n -алканов и изопренонидов составляет более 10–15 %. Это свидетельствует об отсутствии гидродинамической связи между исследованными скважинами, что может быть обусловлено наличием экрана, либо о неподвижности исследуемого флюида.

Большинство значений отношений Фитан/ n -C₁₈ к Пристан/ n -C₁₇ лежит в области мелководно-морского водорослевого типа, которому соответствует исходное сапропелевое органическое вещество. Это соответствует современным представлениям об условиях седиментогенеза юрских отложений на севере Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Для того чтобы восстановить бензиновую фракцию и определить фазовое состояние углеводородной системы в залежах, был проделан анализ глубокосорбированных газов с определением нормальных алканов, изо-, циклоалканов и ароматических углеводородов. На основе работ В. А. Чахмачева [7], который выделил геохимические критерии по определению типов углеводородных флюидов, были проанализированы результаты исследований глубокосорбированных газов, и построены графики определения типов УВ залежей на основе отношений бензол/ n -гексан и толуол/ n -гептан (рис. 5).

Полученные закономерности по скв. 1 свидетельствуют о том, что исследуемый интервал не является продуктивным на нефть, газ, газоконденсат. Скорее всего, высокое содержание микронефти указывает на следы миграции углеводородов.

Соотношения, отраженные на рисунке 5, а также диагностические показатели указывают на то, что характер насыщения исследуемого интервала в скв. 2 относится к газоконденсатной системе.

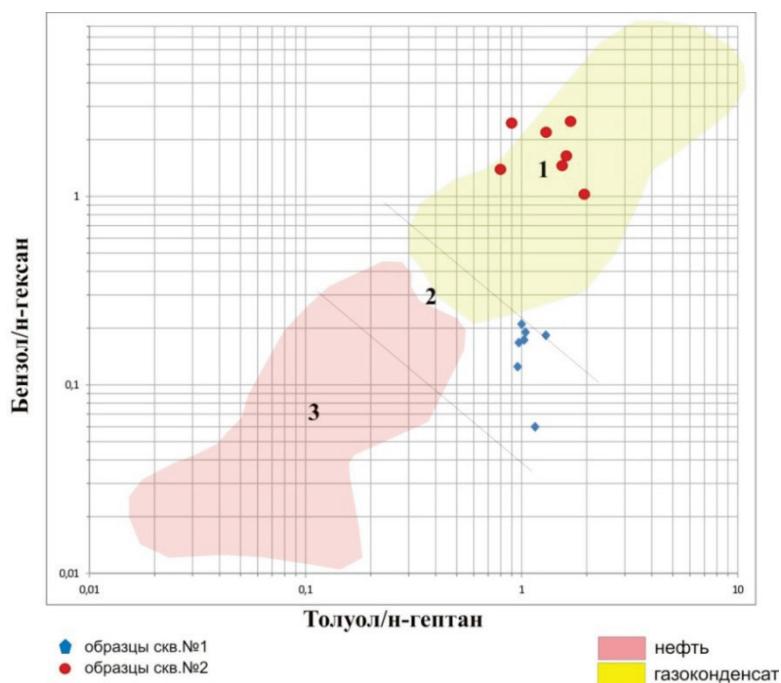


Рис. 5. График определения типов углеводородных залежей:
1 — газоконденсатные залежи; 2 — переходная область;
3 — газоконденсатнонефтяные и нефтяные залежи

Выводы

На основе изучения количественных и качественных характеристик микро-нефти а также изучения глубокосорбированных газов определено, что характер насыщения исследуемого интервала скв. 2 относится к газоконденсатной системе. Полученные результаты подтверждаются испытаниями пласта Ю₂¹ в интервале 4 111–4 136 м, где получен фонтанирующий приток газоконденсатной смеси с дебитом $Q_{\text{гкс}} = 27,96$ тыс. м³/сут.

Исследуемый интервал скв. 1 не является продуктивным, присутствие микро-нефти указывает на следы миграции УВ. По результатам испытания был получен приток воды $Q = 12,3$ м³/сут.

По результатам проведенных исследований можно сказать, что комплексный геохимический подход позволит объективно оценить продуктивность перспективных интервалов.

Библиографический список

1. Барабанов В. Ф. Геохимия. – Л.: Недра, 1985. – 407 с.
2. Браунлоу А. Х. Геохимия. – М.: Недра, 1984. – 451 с.
3. Войткевич Г. В., Закруткин В. В. Основы геохимии. – М.: Высшая школа, 1976. – 354 с.
4. Родыгина В. Г. Курс геохимии: учеб. для вузов. – Томск: Изд-во НТЛ, 2006. – 288 с.
5. Ермолкин В. И., Керимов В. Ю. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Недра, 2012. – 460 с.
6. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The Biomarkers Guide: Biomarker and Isotope in petroleum systems and Earth History. – 2nd ed. – New York: Cambridge University Press, 2005. – 451 p.
7. Чахмахчев В. А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. – М.: Недра, 1983. – 231 с.

Сведения об авторах

Кобылинский Данил Александрович, инженер учебно-научной геохимической лаборатории, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: danilkob94@gmail.com

Заватский Михаил Дмитриевич, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, заведующий учебно-научной геохимической лабораторией, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нестеров Иван Иванович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, директор научно-образовательного центра, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Науменко Виталия Олеговна, лаборант учебно-научной геохимической лаборатории, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Пономарев Андрей Александрович, ассистент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, генеральный директор ООО «НефтеПАК», г. Тюмень

Information about the authors

Danil A. Kobylinskiy, Engineer of the Educational-Research Laboratory for Geochemistry, Industrial University of Tyumen, e-mail: danilkob94@gmail.ru

Mikhail D. Zavatsky, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Ivan I. Nesterov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Director of Research and Education Center, Industrial University of Tyumen

Vitaliya O. Naumenko, Laboratory Assistant of the Educational-Research Laboratory for Geochemistry, Industrial University of Tyumen

Andrey A. Ponomarev, Assistant at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, General Director of NeftePAK LLC, Tyumen