

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 550.8:550.4

Особенности физико-химических свойств нефтей как показателей нефтяных систем (на примере Пермского свода)

Е.Е. Кожевникова, Ю.А. Яковлев, С.Е. Башкова, А.О. Волкова,
А.В. Боталова

Пермский государственный национальный исследовательский университет
614990, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: eekozhevnikova@bk.ru, yyakovlev@yandex.ru,
sbashkova@mail.ru, nastyavolkova34548@gmail.com
(Статья поступила в редакцию 4 апреля 2023 г.)

Рассмотрены физико-химические свойства нефтей месторождений Пермского свода. На основе 838 проб нефтей семи палеозойских газонефтяных комплексов установлены диапазоны физико-химических показателей – плотности нефти, содержания серы, азота, смол, асфальтенов, парафинов и металлопорфиринов. Физико-химические характеристики нефтей рассматриваются как идентификаторы условий формирования нефтегазонасности. Путем выполнения кластерного анализа на основе 353 проб выделено пять однородных физико-химических групп нефтей (кластеров). Свойства нефтей по нефтегазонасному комплексу и кластерам представлены на диаграммах «box plot». Интерпретация данных проведена с учетом представлений о возможном формировании нефтегазонасности Пермского свода за счет трех нефтяных систем – «рифейской», «девонской терригенной» и «доманиковой». Различные по составу нефти в пределах месторождения («пестрота свойств») могут свидетельствовать об особенностях гипергенных преобразованиях состава нефтей, а также о возможной миграции из нескольких зон генерации на различных временных этапах. Относительно однородные свойства нефтей на Яринско-Каменноложском и на Осинском месторождениях интерпретируются как результат генерации в источниках, продуктивных по объему и интенсивных во времени, причем по характеристикам физико-химических кластеров нефти этих месторождений вероятно относятся к разным зонам генерации «доманиковой» системы.

Ключевые слова: *нефтегазонасные комплексы, Пермский свод, Пермский край, месторождения нефти, геоструктурные зоны, физико-химические свойства нефтей, плотность нефтей, содержание серы, азота, смол, асфальтенов, парафинов, кластеры, нефтяные системы, генерация углеводородов, миграция, аккумуляция.*

DOI: 10.17072/psu.geol.22.2.178

Введение

Пермский свод содержит около 22,8% начальных суммарных ресурсов нефти Пермского края (Лядова, Яковлев, Распопов, 2010). Нефтегазонасность разреза связана со всеми основными нефтегазонасными комплексами (НГК). Промышленные притоки нефти получены на 23 месторождениях. Основными коллекторами являются пласты Д₁, Д₀, Т, Бб, Тл, Бш и В₃В₄. Нефтяные залежи с непромышленными запасами установлены в артинских

отложениях на Полазненской площади и в кунгурских отложениях на Краснокамском месторождении. Кроме того, нефтепроявления различной интенсивности и битуминозность пород отмечены практически по всему вышележащему разрезу структуры вплоть до кунгурских и соликамских отложений (Красильников, Оборин и др., 1973; Яковлев, Беляева, Бушин, 2018).

Особенностью Пермского свода является, во-первых, наличие в его юго-восточной и северо-восточной частях бортовой зоны

Камско-Кинельской системы палеопрогибов (ККСП) с контрастными структурными ловушками в структурах облекания девонских рифов, во-вторых, достаточной близостью структурных ловушек к зоне генерации во внутренней зоне ККСП в сочетании с благоприятными миграционными условиями в визейских терригенных отложениях. Вполне очевидно, что для Пермского свода такое сочетание позволяет говорить о главной генерационной роли доманикитов и доманикоидов Камско-Кинельской системы палеопрогибов, но по размещению нефтеносности в разрезе не исключаются и другие источники генерации (Шаронов, 1971; Винниковский, Шаронов, 1977; Красильников, Оборин и др., 1973).

В связи с вышесказанным, целесообразно рассматривать нефтегазоносность с позиций нефтяных систем (Пайразян, 2010; Magoon, Schmoker, 2000; Mancini, Goddard, Barnaby, Aharon, 2006). Установленная нефтегазоносность Пермского свода дает основание полагать, что месторождения могут быть идентифицированы к трем нефтяным системам – «доманиковой», «девонской терригенной» и потенциальной «рифейской». Первая из них является основной и предполагает вертикальную миграцию в зонах «доманиковой» генерации, последующую латеральную миграцию по визейских терригенных пластам и вертикальную миграцию в зонах аккумуляции. Девонский терригенный комплекс в данном районе характеризуется наличием зоны нефтегазоматеринских свит (НГМС), что позволяет сделать предположение о возможности влияния девонской терригенной нефтяной системы на процесс формирования нефтегазоносности изучаемого района (Коженикова, 2020). В девонских терригенных отложениях установлена промышленная нефтеносность в пластах D_0 и D_1 на шести месторождениях Пермского свода.

В рифейских и вендских отложениях выявлены нефтегазопроявления по керну в северных и центральных районах рифейского Камско-Бельского прогиба, пространственно совпадающих с палеозойскими тектоническими структурами Пермского края (Очерская, Ножовская, Краснокамская, Северокамская, Бородулинская, Черновская площади и др.). Залежи тяжелой нефти открыты в вендских отложениях в Пермском крае

(Сивинская, Соколовская, Верещагинская) и Удмуртской Республике (Поломское, Шарканское, Дебесское месторождения). Также установлено физико-химическое сходство и единый генезис рифей-вендских нефтей и нефтей девонских терригенных отложений на месторождениях в Удмуртской Республике (Поломское, Чубойское) (Коблова, Фрик, Белоконьи др., 1984). Сравнительная характеристика физико-химических свойств нефтей представлена в таблице.

Геохимическими исследованиями в рифейских отложениях Камско-Бельского прогиба установлено региональное распространение основной генерационной калтасинской свиты в нижнем рифее (Белоконь, Горбачев, Балашова, 2001; Башкова, Карасева, 2006; Башкова, Карасева, Горбачев, 2012).

Физико-химические характеристики нефтей рассматриваются как идентификаторы условий формирования нефтегазоносности. Доказательством генетического единства нефтей по разрезу служит определенная близость физико-химических показателей, сохранившаяся при вертикальной миграции (Красильников и др., 1973).

В то же время различные по составу нефти в пределах месторождения («пестрота свойств») могут свидетельствовать об особенностях гипергенных преобразований состава нефтей, а также о возможной миграции из нескольких зон генерации на различных временных этапах.

Как отмечал Л.В. Шаронов (1971), «...первичная миграция нефтяных углеводородов возможна на всех стадиях постседиментационных превращений осадка..., однако количество выделяющихся на разных стадиях генерации углеводородов и их качественный состав неодинаковы...».

Оценка физико-химических свойств нефтей Пермского свода проведена на основе результатов анализа 838 проб нефтей семи палеозойских газонефтяных комплексов с учётом опубликованных данных (Винниковский, Коблова, 1977; Коблова, Дулепова, 1989).

Физико-химические свойства нефтей Пермского свода по НГК представлены на рис. 1 в виде диаграмм box plot («ящик с усами», коробчатая диаграмма), предложенных Дж. Тьюки (1981) в качестве наиболее наглядного изображения.

Таблица. Сравнительная характеристика физико-химических свойств и состава рифей-вендских и девонских нефтей

Месторождение	Дебесское	Очерское	Поломское	Сивинское	Чубойское
Геол. возраст	V ₂ vr	V ₂ vr	RF ₁ pr	V ₂ kk	D ₂ tm
Плотность, г/см ³	0,962–0,966	0,965	0,958	0,955	0,948–0,962
Сера, %	0,31–0,34	0,2	0,34–0,67	0,31	0,17–0,39
Азот, %	0,34	0,27	0,32–0,35	0,37	0,17–0,39
Смолы, %	19,9–20,2	12,5	23,8–28,0	19,6	19,5–23,1
Асфальтены, %	7,6–9,1	7,7	7,8–9,0	9,0	8,5–11,9
Парафины, %	0,7–1,8	0,6	1,3–1,4	1,0	0,1–1,6
Изотопный состав δ ¹³ C, ‰	–31,5	–31,3	–31,1	–31,2	–31,3

При сопоставлении результатов используются, в первую очередь, значения квартилей «25–75%», а также медианная величина. Следует также отметить, что практически всегда отмечаются так называемые «отскоки» и «усы» диаграмм, что можно объяснить как различными источниками генерации, так и гипергенными преобразованиями нефтей. Интерпретация таких данных всегда затруднительна и неоднозначна.

Плотность нефтей для основных НГК является достаточно дифференцированным показателем. Наиболее плотные нефти характерны для девонского терригенного и верхнедевонско-турнейского карбонатного комплексов при достаточно большом общем диапазоне параметра: по квартилям «25–75%» она соответствует 0,84–0,89 г/см³. Относительно небольшой диапазон плотности при общих низких величинах (0,82–0,84 г/см³) характерен для нижне-средневизейского НГК. Для трех вышележащих НГК в квартилях «25–75%» характерна «фоновая» плотность в диапазоне 0,84–0,87 г/см³.

Практически те же тенденции изменения свойств нефтей по разрезу прослеживаются для содержаний серы, азота, асфальтенов. Наибольший диапазон сернистости имеют нефти девонского терригенного, верхнедевонско-турнейского и верхневизейско-башкирского НГК. По квартилю «25–75%» наименьшая сернистость нефтей (0,5–1,1%) характерна для нижне-средневизейского НГК (рис. 1).

Смолы в нефтях месторождений Пермского свода имеют достаточно ровный диапазон содержаний с тенденцией некоторого их увеличения в девонских терригенном и верхне-

визейско-башкирском НГК (рис. 1). По содержанию азота следует отметить тенденцию несколько повышенных величин в двух нижних комплексах, а относительно низкий диапазон квартиля «25–75%» соответствует нефтям нижне-средневизейского НГК (рис. 1).

Дифференцировано по разрезу содержание асфальтенов в нефтях: наибольший диапазон по квартилю отмечается для девонского терригенного, верхнедевонско-турнейского НГК (от 0–1 до 4–6%). Для верхневизейско-башкирского и верейского НГК содержание асфальтенов по квартилю «25–75%» соответствует 1–3%. Показательно, что небольшой диапазон содержания асфальтенов отмечается в нефтях нижне-средневизейского НГК.

Парафины содержатся в нефтях всех комплексов практически в равных диапазонах. По ограниченным данным, наиболее низкий параметр имеют нефти нижнепермских отложений на Краснокамском месторождении (рис. 1).

Наибольшие отличия практически всех физико-химических показателей характерны для нефтей нижнепермских отложений на Краснокамском месторождении (рис. 1), где отмечаются самые высокие показатели плотности и содержаний серы, смол и асфальтенов. Специфические особенности свойств и состава нефти нижнепермских отложений соответствуют их глубоким гипергенным преобразованиям.

Ранжирование многомерного массива физико-химических характеристик нефтей проводится на основе кластерного анализа, где каждое фактическое опробование рассматривается как «объект», а определяемые параметры – в качестве «признаков».

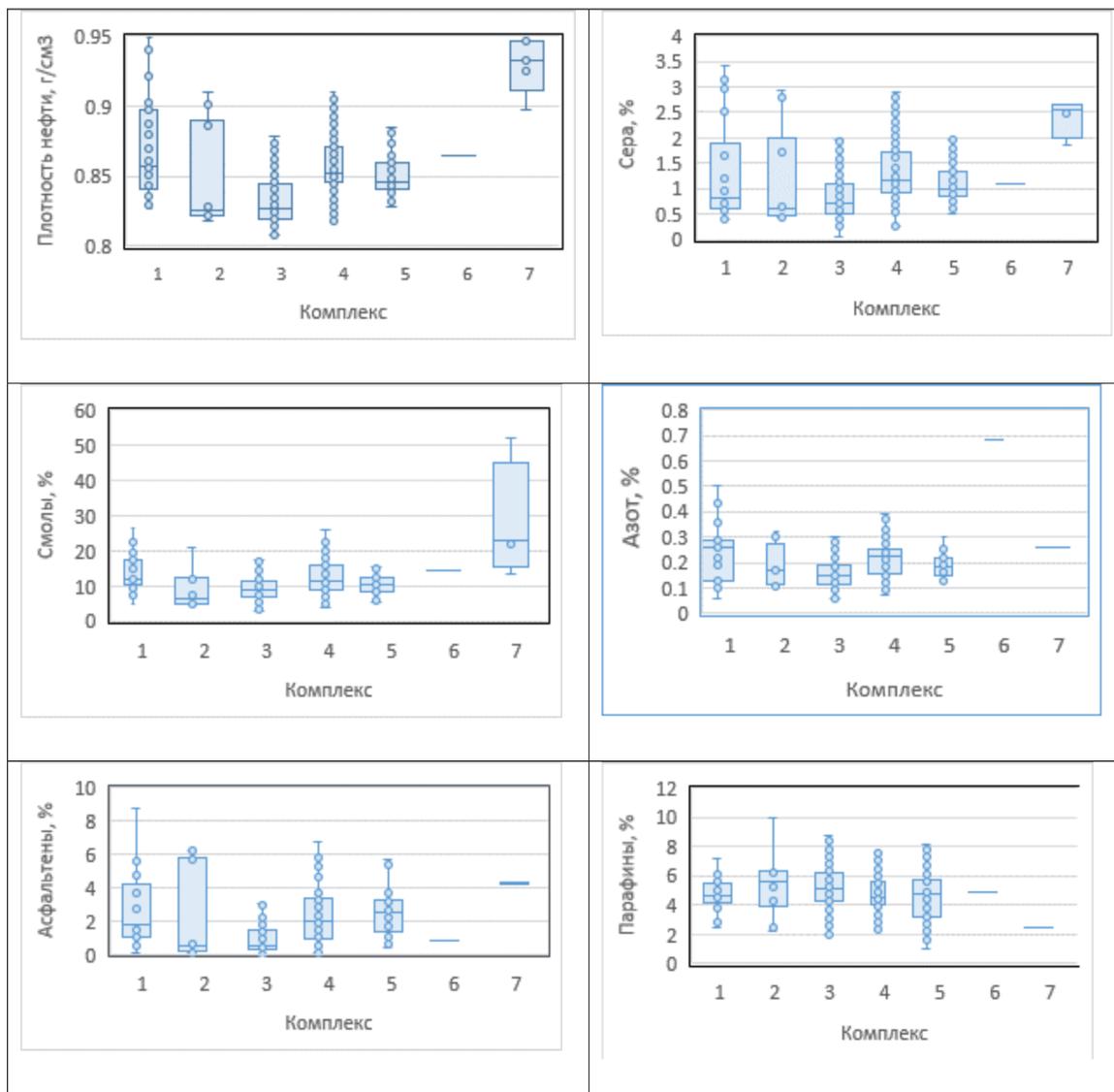


Рис. 1. Диаграммы изменения физико-химических свойств нефтей по нефтегазоносным комплексам Пермского свода. Комплексы: 1 – D_2-D_3 ; 2 – D_3-C_1t ; 3 – C_{1V1-2} ; 4 – $C_{1V3}-C_2b$; 5 – C_2vr ; 6 – C_2m ; 7 – C_3-P_1

Кластеризация массива данных позволяет «свернуть» многокомпонентную систему «объекты-признаки» в относительно небольшое число условно однородных групп (кластеров) и использовать их в дальнейших оценках. Успешное применение кластеров при геохимических исследованиях представлено в работах (Васянина, Батова и др., 2014; Яковлев, 2014).

В качестве «признаков» для кластерного анализа приняты плотность нефти при 20°C , содержание в нефти серы, смол, асфальтенов, парафинов, температура начала кипения нефти. В расчетах использовано 353 анализа нефтей с условием определения в пробе всех указанных признаков. По результатам расче-

тов в программном комплексе Statistica, графических построений и лучшей экспертной идентификации в массиве выделено пять кластеров (однородных физико-химических групп).

Результаты «раскрытия» кластеров по физико-химическим показателям представлены диаграммами box plot на рис. 2. Отмечается высокая синхронность изменения большинства идентификационных параметров в смежных группах в диапазоне квартилей «25–75%». Величины единичных резких «отскоков» и экстремальные значения в большинстве случаев интерпретировались как результаты некачественного опробования и из дальнейшей обработки исключены.

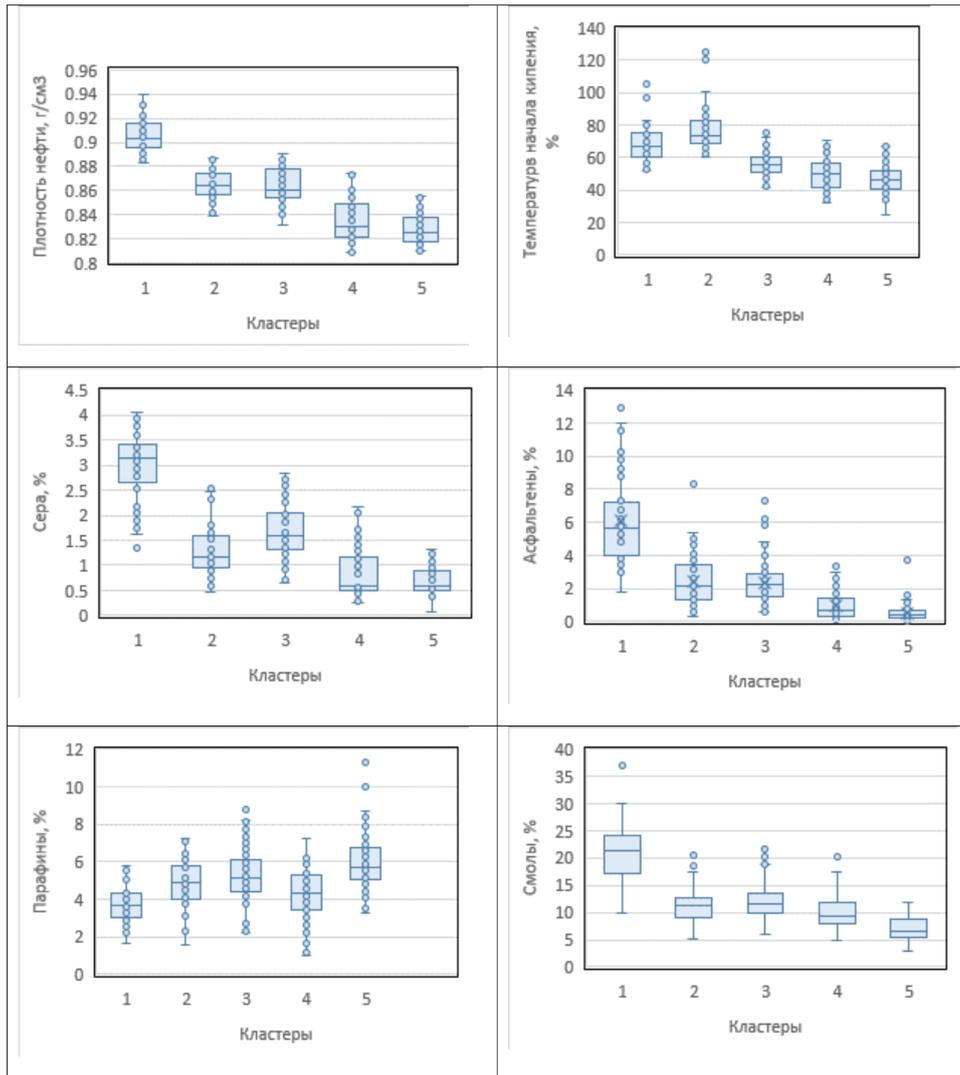


Рис. 2. Диаграммы изменения физико-химических свойств нефтей по группам (кластерам) на Пермском свезде

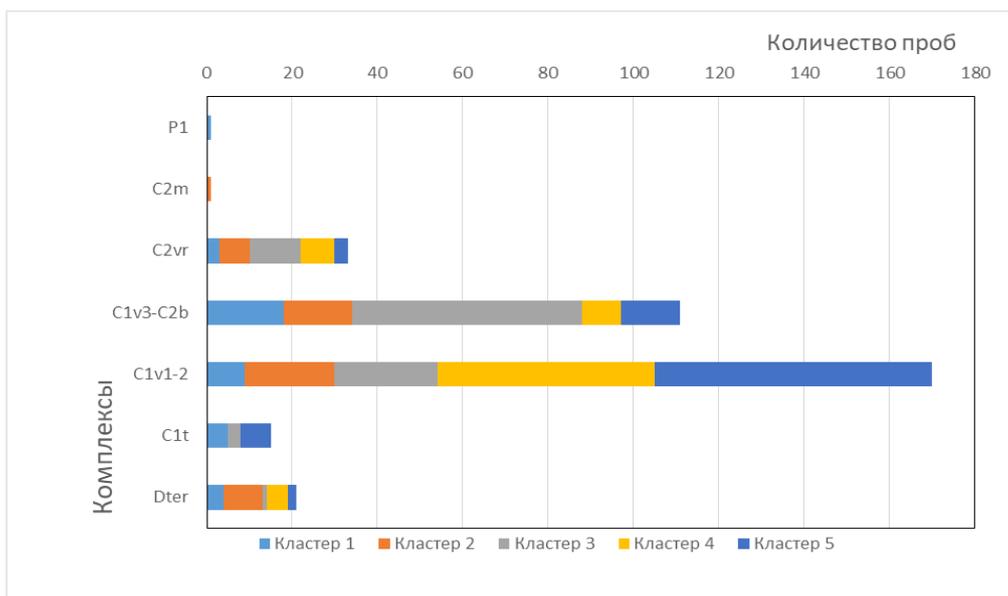


Рис. 3. Физико-химические кластеры нефтей в нефтегазоносных комплексах ПС



Рис. 4. Физико-химические кластеры нефтей в геоструктурных зонах и на месторождениях

Особенностью первого кластера является высокое содержание серы, асфальтенов, смол и повышенная плотность нефти (рис. 2). Данная группа развита во всех основных НГК. Наибольшее развитие она имеет в ниже-средневизейском, верхневизейско-башкирском комплексах и в меньшей степени – в девонском терригенном НГК.

Для второго кластера характерны в основном «фоновые» показатели физико-химических свойств нефтей, кроме того, эти нефти отличаются повышенной температурой начала кипения. Группа характерна для нефтей каменноугольных отложений. Относительно высокая доля таких нефтей отмечается в девонском терригенном НГК.

Для третьего кластера характерно невысокое содержание асфальтенов и смол. Нефти этой группы имеют повышенное содержание серы и парафинов относительно «фоновых» величин. Данный кластер характерен для нефтей ниже-среднекаменноугольных отложений, но наибольшее распространение получил в верхневизейско-башкирском карбонатном комплексе.

Нефти четвертого кластера отличаются пониженными содержаниями асфальтенов и серы, а также пониженной плотностью. Данная группа нефтей отмечается во всех НГК, кроме верхнедевонско-турнейского ком-

плекса (не исключается, что за счет недостаточного опробования). Наибольшая встречаемость группы отмечается в ниже-средневизейском НГК (рис. 3).

Для нефтей пятого кластера характерна относительно низкая плотность и пониженные содержания асфальтенов, серы и смол (рис. 2). Данный кластер нефтей отмечен во всех НГК, но наибольшее развитие имеет в нефтях верхнедевонско-турнейского и ниже-средневизейского НГК (рис. 3).

В целом, распределение установленных кластеров по разрезу свидетельствует об их встречаемости во всех нефтегазоносных комплексах. Для основных НГК Пермского свода – ниже-средневизейского, верхневизейско-башкирского и верейского – структура распределения кластеров нефтей достаточно схожа. Следует отметить, что нефти второй и четвертой групп не встречены в верхнедевонско-турнейском комплексе, что может быть связано с недостаточным опробованием.

Более информативна идентификация кластеров нефтей по геоструктурным зонам и месторождениям (рис. 4). Так, для месторождений Лобановской бортовой зоны и Баклановского фиксируется однотипное распределение нефтей по кластерам и их пропорциям в пробах. Выявленная «пестрота» нефтей, отмеченная и по наиболее опробованному Баклановскому месторождению,

может интерпретироваться как следствие «дозированного» нефтенакопления коллекторов УВ из нескольких разновременных источников генерации, по-видимому, «доманиковой» системы.

Иные условия однородности нефтей отмечаются на наиболее крупных месторождениях Пермского свода – Осинском, Ярино-Каменноложском и Северокамском. Достаточно однородный состав нефтей может интерпретироваться как результат относительно одновременного поступления углеводородов из одного наиболее продуктивного и ближайшего к каждому из этих месторождений источника генерации.

Выводы

Комплексная оценка физико-химических характеристик нефтей с учетом их особенностей по разрезу позволила выявить пять относительно однородных групп. Доминирующей нефтяной системой для Пермского свода является «доманиковая», с генерацией в различных объемах и интенсивностью во времени.

Влияние наиболее древней нефтяной системы (рифей-вендской) для образцов, участвующих в работе, пока не установлено. Так, рифей-вендские нефти характеризуются высокой плотностью (более $0,900 \text{ г/см}^3$) и низким содержанием серы (менее 1%). И хотя кластер с указанными параметрами не выявлен, существующие факты – нефтегазопроявления, установленные залежи нефти, наличие нефтегазоматеринских свит, коллекторов и флюидоупоров, генетическое сходство протерозойских и девонских нефтей – говорят о возможности собственной генерации УВ рифей-вендскими отложениями и миграции в вышележащие девонские терригенные отложения.

Месторождения отличаются по однородности состава нефтей, что позволяет сделать предположение о разных механизмах формирования залежей. Существовало как относительно быстрое заполнение ловушек в результате активной генерации и миграции, так и «дозированное», т.е. заполнение ловушек УВ в результате нескольких этапов генерации.

Библиографический список

Башкова С.Е., Карасева Т.В. Некоторые особенности процессов генерации УВ в рифей-вендских отложениях Волго-Уральской НГП. Геология и полезные ископаемые Западного Урала: Материалы региональной научно-практической конференции. Пермь, 2006.

Башкова С.Е., Карасева Т.В., Горбачев В.И. Основные проблемы прогноза нефтегазоносности рифей-вендских отложений европейской части России // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 7. С. 25–32.

Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь, 2001. 108 с.

Васянина Д.И., Батова И.С. и др. Геохимические особенности доманикоидных отложений Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 7. С. 115–120.

Винниковский С.А., Шаронов Л.В. Закономерности размещения и условий формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Т. 2. Пермская область и Удмуртская АССР // М., Недра, 1977. 272 с.

Карасева Т.В. Порфирины как качественный и количественный показатели нефтегазообразования на севере Урало-Поволжья // Геологическое строение и нефтегазоносность северных и западных районов Волго-Уральской провинции. Пермь, 1991. С. 87–90.

Кожевникова Е.Е. Геологическое строение и углеводородный потенциал терригенного девона на территории Пермского края // Геология и геофизика. Т. 61. № 8. 2020. С. 1109–1121.

Красильников И.Б., Оборин А.А. и др. Нефтегазоносность нижнепермских отложений Пермского Предуралья // Т.ВНИГНИ. Вып. 118. Пермь, 1973. С. 151–183.

Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010, 335 с.

Нефти, газы и битумоиды Пермского Прикамья и сопредельных районов. Каталог физических свойств / Под ред. С.А. Винниковского, А.З. Кобловой. Пермь, 1977. 568 с.

Нефти, газы и ОВ пород севера Урало-Поволжья. Каталог физико-химических свойств / Под ред. А.З. Кобловой, Ю.А. Дулепова. Вып. 3. КамНИИКИГС. Пермь, 1989. 685 с.

Пайразян В.В. (2010). Углеводородные системы (бассейны древних платформ России). Москва: Спутник+, 153 с.

Применение изотопного состава углерода для генетической идентификации нефти / А.З. Коблова, М.Г. Фрик, Т.В. Белоконов, В.М. Проворов // X Всесоюзный симпозиум по стабильным изотопам в геохимии. Тезисы докладов. М., 1984. 173 с.

Тьюки Дж. Анализ результатов измерений // М., Мир. 1981. 693 с.

Шаронов Л.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна. // Пермь, Перм. кн. изд-во. 1971. 290 с.

Яковлев Ю.А. Гидрогеохимические кластеры продуктивных комплексов северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 7. С. 60–64.

Яковлев Ю.А., Беляева Г.Л., Бушин К.Б. Ареалы нефтебитумопроявлений в кунгурских отложениях северо-восточных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 2. С.15–19.

Magoon L.B., Schmoker J.W. (2000) The total petroleum system – the natural fluid network that constrains the assessment unite, Chapter PS in U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 – Description and Results. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-60, 4 CD-ROMS. кн. Из-во, 196.

Mancini E.A., Goddard D.A., Barnaby R. and Aharon P. (2006). Basin analysis and petroleum system characterization and modeling, interior salt basins, central and eastern Gulf of Mexico: U.S. Department of Energy, Final Technical Report, Phase I, Project DEFC 26- 03NT15395. 427 p.

Features of Physical-Chemical Properties of Oil as Indicators of Oil Systems (on Example of the Permian Arch)

E.E. Kozhevnikova, Yu.A. Yakovlev, S.E. Bashkova, A.O. Volkova, A.V. Botalova

Perm State University

15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia

E-mail: eekozhevnikova@bk.ru, yyakovlev@yandex.ru, sbashkova@mail.ru, nastyavolkova34548@gmail.com

The physical-chemical properties of the oil of the Permian Arch oil fields are considered. Based on 838 oil samples from seven Paleozoic gas and oil complexes, ranges of physical-chemical indicators, including density, sulfur, nitrogen, resins, asphaltenes, paraffins and metalloporphyrins, were established. The physical-chemical characteristics of oil are considered as identifiers of the conditions for the formation of oil and gas potential. By performing cluster analysis based on 353 samples, five homogeneous physical-chemical groups of oil (clusters) were identified. The properties of oil of oil and gas complexes and clusters are presented in the "box plot" diagrams. The interpretation of the data was carried out taking into account the ideas about the possible formation of the oil and gas potential of the Permian arch due to three oil systems – "riphean", "devonian terrigenous" and "domanic". The different composition of oil within the field ("diversity of properties") may indicate the features of hypergenic transformations of the composition of oil, as well as possible migration from several generation zones at different time stages. The relatively homogeneous properties of the oil at the Yarinsko-Kamennolozhskoye and Osinskoye fields are interpreted as the result of generation in sources that are productive in volume and intensive in time, and according to the characteristics of the physical-chemical clusters probably belonging to different zones of generation of the "domanic" system.

Key words: *Oil and gas complexes; Perm arch; Perm Krai; oil fields; geostructural zones; physical-chemical properties of oil; oil density; sulfur content; nitrogen; resins; asphaltenes; paraffins; clusters; oil systems; generation of hydrocarbons; migration; accumulation.*

References

Bashkova S.E., Karaseva T.V. 2006. Nekotorye osobennosti protsessov generatsii UV v rifeyvendskikh otlozheniyakh Volgo-Uralskoy NGP [Some features of the processes of HC generation in

the Riphean-Vendian deposits of the Volga-Ural province]. In: Geologiya i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala. Perm, PGNIU. (in Russian)

Bashkova S.E., Karaseva T.V., Gorbachev V.I. 2012. Osnovnye problem prognoza neftegazonosti rifeyvendskikh otlozheniy Evropeyskoy

chasti Rossii [The main problems of forecasting the oil and gas potential of the Riphean-Vendian deposits of the European part of Russia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 7:25-32. (in Russian)

Belokon T.V., Gorbachev V.I., Balashova M.M. Stroenie i neftegazonosnost rifeysko-vendskikh otlozheniy vostoka Russkoy platformy [Structure and oil and gas potential of the Riphean-Vendian deposits of the East of the Russian platform]. Perm, p. 108. (in Russian)

Vasyanina D.I., Batova I.S. et al. 2014. Geokhimicheskie osobennosti domanikoidnykh otlozheniy Permskogo kraya [Geochemical features of domanicoid deposits of Perm Krai]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 7:115-120. (in Russian)

Vinnikovskiy S.A., Sharonov L.V. 1977. Zakonomernosti razmeshcheniya i usloviy formirovaniya zalezhey nefti i gaza Volgo-Uralskoy oblasti. T. II. Permskaya oblast i Udmurtskaya ASSR [Regularities of placement and conditions of formation of oil and gas deposits of the Volga-Ural region. T.II. Perm region and Udmurtskaya ASSR]. Moskva, Nedra, p. 272. (in Russian)

Karaseva T.V. 1991. Porfiriny kak kachestvennyy i kolichestvennyy pokazateli heftegazoobrazovaniya na severe Uralo-Povolzhya [Porphyrins as qualitative and quantitative indicators of oil and gas formation in the north of the Ural-Volga region]. *In: Geologicheskoe stroenie i heftegazonosnost severnykh i zapadnykh rayonov Volgo-Uralskoy provintsii* [Geological structure of oil and gas content of the northern and western regions of the Volga-Ural province]. Perm, pp. 87-90. (in Russian)

Kozhevnikova E.E. 2020. Geologicheskoe stroenie i uglevodorodnyy potentsial terrigenogo devona na territorii Permskogo kraya [Geological structure and hydrocarbon potential of the terrigenous Devonian on the territory of the Perm Krai]. *Geologiya i Geofizika*. 61(8):1109-1121. (in Russian)

Krasilnikov I.B., Oborin A.A. et al. 1973. Neftegazonosnost nizhnepermiskikh otlozheniy Permskogo Preduralya [Oil and gas potential of the Lower Permian deposits of the Permian Pre-Urals]. *In: Trudy VNIGNI*, 118:151-183. (in Russian)

Lyadova N.A., Yakovlev Yu.A., Raspopov A.V. 2010. Geologiya i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy Permskogo kraya [Geology and development of oil deposits of Perm Krai]. Moskva, JSC VNIOENG, p. 335. (in Russian)

Nefti, gazy i bitumoidy Permskogo Prikamya i sopredelnykh rayonov. Katalog fizicheskikh svoystv [Oil, gases and bitumoids of the Permian Kama region and adjacent areas. Catalog of physical proper-

ties]. *Eds. S.A. Vinnikovskiy, A.Z. Koblova*. Perm, p. 568. (in Russian)

Nefti, gazy i OV porod severa Uralo-Povolzhya. Katalog fiziko-chimicheckikh svoystv [Oil, gases and OV rocks of the north of the Ural-Volga region. Catalog of physical-chemical properties]. *Eds. A.Z. Koblova, Yu.A. Dulepova*. Issue III. KamNIKIGS. Perm, p. 685. (in Russian)

Payrazyan V.V. 2010. Uglevodorodnye sistemy (basseyny drevnikh platform Rossii) [Uglyvodorodnye systems (basins of ancient platforms of Russia)]. Moskva, Sputnik+, p. 153. (in Russian)

Koblova A.Z., Frick M.G., Belokon T.V., Provorov V.M. 1984. Primenenie izotopnogo sostava ugleroda dlya geneticheskoy identifikatsii nefti [Application of carbon isotope composition for genetic identification of oil]. *In: X All-Union Symposium on Stable Isotopes in Geochemistry*. Abstracts of reports. Moskva, p. 173. (in Russian)

Tukey J. 1981. Analysis of the results of measurements. Moskva, Mir. p. 693. (in Russian)

Sharonov L.V. 1971. Formirovanie neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy severnoy chasti Volgo-Uralskogo basseyna [Formation of oil and gas fields in the northern part of the Volga-Ural basin]. Perm, p. 290. (in Russian)

Yakovlev Yu.A. 2014. Hidrokhimicheskie klasteri produktivnykh kompleksov severo-vostocjnoj chasti Volgo-Uralskoy neftegazonosnoy provintsii [Hydrogeochemical clusters of productive complexes of the north-eastern part of the Volga-Ural oil and gas province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 7:60-64. (in Russian)

Yakovlev Yu.A., Belyaeva G.L., Bushin K.B. 2018. Arealy neftebitumoprovyavleniy v kungurskikh otlozheniyakh severo-vostochnykh rayonov Volgo-Uralskoy neftegazonosnoy provintsii [Areas of oil-bitumen occurrences in the Kungurian deposits of the northeastern districts of the Volga-Ural oil and gas province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2:15-19. (in Russian)

Magun L.B., Shmoker J.U. 2000. The General petroleum system is a network of natural fluids that limits the assessment of unite, chapter PS in the book of the US Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 – Description and results. US Geological Survey Digital Data Series DDS-60, 4 CDs. book of Iz-vo, 196.

Mancini E.A., Goddard D.A., Barnaby R., Aaron S. 2006. Basin Analysis and Characterization and modeling of oil Systems, Inland Salt Basins, Central and Eastern Gulf of Mexico: U.S. Department of Energy, Final Technical Report, Phase I, Project DEFC 26- 03NT15395, p. 427.