

УДК 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4396

Шифр специальности ВАК: 2.8.4

Опыт моделирования кривой образования асфальтенов и снижения интенсивности их образования путем оптимизации технологии добычи нефти

П.Ю. Илюшин, К.А. Вяткин, А.В. Козлов✉

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, г. Пермь

✉anton.kozlov@girngm.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования заключается в необходимости изучения образования асфальтеновых отложений в нефтедобывающих скважинах. Среди известных методов борьбы с данными осложнениями наибольший интерес вызывает оптимизация технологического процесса добычи нефти для предупреждения или снижения интенсивности образования данных отложений. **Цель:** изучить возможность построения кривой образования асфальтеновых отложений на лабораторной установке «Wax Flow Loop» и определить возможность оптимизации технологии добычи нефти с целью предупреждения образования данных отложений. **Методы:** лабораторные исследования на установке «Wax Flow Loop», моделирование на основании компонентного состава нефти в программном продукте «PVTsim», расчеты в программном продукте «Инженерный симулятор технологических процессов». **Результаты.** По результатам лабораторных исследований и численных расчетов построена кривая образования асфальтеновых отложений, корректность которой валидирована на фактических данных о закупоривании добывающей скважины. Выполненный расчет влияния установки электроцентробежного насоса и штуцирования скважины на кривую образования асфальтеновых отложений показал, что первая технология изменения процесса добычи нефти позволяет значительно снизить интенсивность образования асфальтеновых отложений за счет внесения дополнительной энергии. Вторая технология лишь незначительно смещает термобарические условия добычи жидкости, что не оказывает существенного влияния на интенсивность образования асфальтеновых отложений. **Выводы.** Лабораторная установка «Wax Flow Loop» позволяет корректно формировать кривую образования асфальтеновых отложений в лифтовой колонне нефтедобывающих скважин. При корректном моделировании и выполнении численных расчетов глубинно-насосного оборудования методы оптимизации технологии добычи нефти позволяют предупредить образование асфальтеновых отложений

Ключевые слова: асфальтеновые отложения, скважина, глубинно-насосное оборудование, оптимизация, лабораторные исследования

Благодарности: Работа выполнена в организации Головного исполнителя в рамках составной части НИКОТР, проводимой при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (соглашение № 075-11-2021-052 от 24 июня 2021 г.) в соответствии с постановлением Правительства РФ от 09.04.2010 № 218 (ПРОЕКТ 218). Головной исполнитель НИОКР – ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Для цитирования: Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В. Опыт моделирования кривой образования асфальтенов и снижения интенсивности их образования путем оптимизации технологии добычи нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 4. – С. 7–13. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4396

UDC 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4396

Experience in modeling an asphaltene depositions curve and reducing the intensity of their formation by optimizing oil production technology

P.Yu. Ilyushin, K.A. Vyatkin, A.V. Kozlov✉

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

✉anton.kozlov@girngm.ru

Abstract. Relevance. The need to study the formation of asphaltene deposits in oil production wells. Among the known methods of combating these complications, the greatest interest is in optimizing oil production technology to prevent or reduce the intensity of the formation of these deposits. **Aim.** To study the possibility of constructing a curve for the formation of asphaltene deposits on the laboratory installation "Wax Flow Loop" and to determine the possibility of optimizing oil production technology to prevent the formation of these deposits. **Methods.** Laboratory studies on the "Wax Flow Loop" installation, modeling based on the component composition of oil in the "PVTSim" software product, calculations in the "Engineering Simulator of Technological Processes" software product. **Results.** Based on the results of laboratory studies and numerical calculations, it was possible to construct a curve for the formation of asphaltene deposits. The correctness of the curve was validated against actual data on plugging a production well. The calculation of the influence of installing an electric centrifugal pump and choke-fitting a well showed that the first technology for changing oil production can significantly reduce the intensity of the formation of asphaltene deposits by introducing additional energy. The second technology only slightly shifts the thermobaric conditions of liquid extraction, which does not significantly affect the intensity of the formation of asphaltene deposits. **Conclusions.** The laboratory installation "Wax Flow Loop" allows correctly forming the curve of asphaltene deposits formation in the production tubing of oil producing wells. Methods for optimizing oil production technology make it possible to prevent the formation of asphaltene deposits with correct modeling and numerical calculations and selection of downhole pumping equipment.

Keywords: asphaltene deposits, well, downhole pumping equipment, optimization, laboratory research

Acknowledgements: The work was carried out in the organization of the Lead Contractor as part of the R&D, with the financial support from the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (agreement number 075-11-2021-052 of 24 June 2021) in accordance with the decree of the Government of the Russian Federation: 09.04.2010, number 218 (PROJECT 218). The main R&D contractor is the Perm National Research Polytechnic University.

For citation: Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Experience in modeling an asphaltene depositions curve and reducing the intensity of their formation by optimizing oil production technology. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 4, pp. 7–13. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4396

Введение

Образование органических отложений в процессе добычи и транспортировки нефти является одной из наиболее распространенных проблем при эксплуатации нефтяных месторождений на территории всего мира [1, 2]. Одним из наиболее малоизученных и опасных осложнений при добыче нефти является образование асфальтеновых отложений [3]. В мировой литературе приводится множество свидетельств серьезных проблем как на начальных стадиях нефтедобычи, так и на поздних, причем образование данных отложений имеет место как в пластовых условиях, так и в поверхностных [4–6].

Асфальтены являются самым тяжелым и наиболее полярным компонентом сырой нефти, образующимся из гетероатомов, таких как кислород, сера, азот, и металлов, таких как железо, ванадий и ни-

кель. Их ядро состоит из нафтеновых групп и ароматических углеводородов, при этом они растворимы в ароматических растворителях, таких как пиридин, толуол и т. д. [7]. На стабильность сырой нефти влияет множество факторов, среди которых выделяется температура потока, давление, состав нефти [8]. Поскольку стабильность асфальтенов обеспечивается степенью растворимости в нефти (или другом флюиде), то применение в настоящее время различных химических соединений для увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов, таких как закачка углекислого газа, модифицированной воды, щелочных составов, может вызывать интенсивное выпадение асфальтеновых отложений в пластовых условиях [9–11].

Интенсивное осаждение асфальтенов ведет к снижению диаметра лифтовой колонны и сокраще-

нию дебита скважин или аварийной ситуации. Борьба с образованием данных отложений имеет два направления: удаление сформированных отложений или предупреждение. Поскольку удаление асфальтеновых отложений является крайне трудоемкой задачей ввиду их высокой плотности и твердости, большинство недропользователей внедряют механизмы предупреждения образования данных отложений [12]. Методы предупреждения образования асфальтеновых отложений зачастую включают в себя:

- непрерывное дозирование в поток химических реагентов-ингибиторов. Ингибиторы асфальтенов предотвращают агрегацию молекул асфальтенов и оказывают влияние на давление флокуляции асфальтенов, следовательно, осаждение асфальтенов в стволе скважины может быть перенесено в систему сбора [13, 14];
- непрерывное дозирование в поток химических реагентов-диспергаторов. Большинство диспергаторов представляют собой неполимерные поверхностно-активные вещества, используемые для уменьшения размера флокулированных асфальтеновых частиц. Они не влияют на точку флокуляции асфальтенов, но они диспергируют флокулированные частицы асфальтенов, удерживая их во взвешенном состоянии в нефти [15];
- обработка потока физическими полями. Воздействие физических полей может вызвать уменьшение размера частиц асфальтенов за счет создания новых центров кристаллизации. Применение ультразвуковых волн позволяет создавать турбулентность и кавитацию в потоке, за счет чего изменяется структура асфальтеновых отложений и снижается интенсивность их образования [16];
- добавление в поток флюида наночастиц. Применение наночастиц способно предупредить образование отложений за счет улавливания асфальтенов в потоке без засорения нефтепромыслового оборудования из-за малых размеров наночастиц (1–100 нм). Наночастицы адсорбируют асфальтены в их коллоидном состоянии, предотвращая их агрегацию, что обеспечивает эффективное предупреждение образования данных отложений [17, 18];
- изменение технологических параметров эксплуатации нефтедобывающей скважины, позволяющих сместить место образования асфальтеновых отложений в систему сбора.

Последний метод является наиболее предпочтительным, поскольку позволяет предупредить образование асфальтеновых отложений без значительных затрат. Для его реализации в мировой литературе разработан метод идентификации образования

асфальтеновых отложений в той или иной точке системы сбора. Для этого используется кривая образования асфальтенов (asphaltene phase envelope (APE)) [19, 20]. При снижении давления в процессе добычи нефти асфальтены дестабилизируются и выпадают в осадок [21]. По мере снижения пластового давления ниже начального количество формируемых асфальтеновых отложений увеличивается и достигает своего максимального значения, когда давление приближается к давлению насыщения. При дальнейшем падении давления интенсивность образования асфальтеновых отложений снижается.

В данной работе рассмотрен опыт построения кривой образования асфальтенов для осложненной нефтедобывающей скважины с разработкой рекомендаций по оптимизации технологических процессов добычи с целью предупреждения интенсивного образования отложений в стволе скважины.

Материалы и методы

Для выполнения лабораторных исследований использовалась проба нефти с одной из нефтедобывающих скважин рассматриваемого объекта. Плотность нефти в поверхностных условиях составляет 861 кг/м^3 , в пластовых условиях – 692 кг/м^3 . Содержание в нефти асфальтенов составляет 6,92 %, парафинов – 0,12 %, смол – 0,93 %, динамическая вязкость нефти при этом равна $0,37 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ в пластовых условиях. Параметры работы целевой нефтедобывающей скважины представлены в табл. 1.

Таблица 1. Параметры работы нефтедобывающей скважины

Table 1. Parameters of an oil well operation

Параметр Parameter	Размерность Dimension	Величина Value
Дебит скважины/Oil flow rate	$\text{м}^3/\text{сут} (\text{m}^3/\text{day})$	445
Обводненность/Water cut	%	0
Давление Пластовое/Reservoir Pressure Устьевое/Annulus	МПа/МПа	44 10,7
Газовый фактор/Gas factor	$\text{м}^3/\text{т} (\text{m}^3/\text{t})$	240
Давление насыщения Bubble point pressure	МПа/МПа	23,1
Продуктивность скважины Well productivity	$\text{м}^3/\text{сут}\cdot\text{МПа}$ $\text{m}^3/\text{day}\cdot\text{MPa}$	200
Пластовая температура Reservoir temperature	°C	120
Глубина пласта/Reservoir depth	м/m	3230

Моделирование параметров работы нефтедобывающей скважины, а также подбор глубинно-насосного оборудования производились в программном обеспечении «Инженерный симулятор технологических процессов», в котором создана модель на основе реальной скважины.

Лабораторные исследования выполнялись на установке «Wax Flow Loop», подробно описанной в статье [22]. Для создания давления в установку подавался газообразный азот. Выполненные исследования заключались в определении нижней кривой образования асфальтеновых отложений.

Для выполнения расчетов верхней кривой образования асфальтеновых отложений и кривой изменения давления насыщения использован программный продукт PVTsim. Для этого использован компонентный состав флюида, представленный в табл. 2.

Таблица 2. Компонентный состав флюида
Table 2. Fluid component composition

Компонент Component	Молярная доля Molar frac- tion, %	Компонент Component	Молярная доля Molar frac- tion, %
N ₂	0,236	Деметилбензол et-Benzene	0,036
CO ₂	2,667	Параксилол p-Xylene	0,186
H ₂ S	1,568	Метаксилол m-Xylene	0,186
C ₁	38,648	Ортоксилол o-Xylene	0,183
C ₂	8,425	C ₇	2,58
C ₃	6,345	C ₈	2,325
iC ₄	1,094	C ₉	2,185
nC ₄	3,576	C ₁₀ -C ₁₂	5,892
iC ₅	1,467	C ₁₃ -C ₁₅	3,873
nC ₅	2,189	C ₁₆ -C ₁₈	2,765
cC ₅	0,137	C ₁₉ -C ₂₂	2,38
C ₆	2,981	C ₂₃ -C ₂₈	2,214
m-cC ₅	0,279	C ₂₉ -C ₃₅	1,505
Бензол/Benzene	0,123	C ₃₆ -C ₄₇	1,32
cC ₆	0,224	C ₄₈ -C ₆₁	0,952
m-cC ₆	0,33	C ₆₂ -C ₈₀	0,722
Толуол/Toluene	0,404		

Результаты расчета

В результате исследования пробы нефти на установке «Wax Flow Loop» получено изменение давления выпадения асфальтенов от температуры потока (рис. 1).

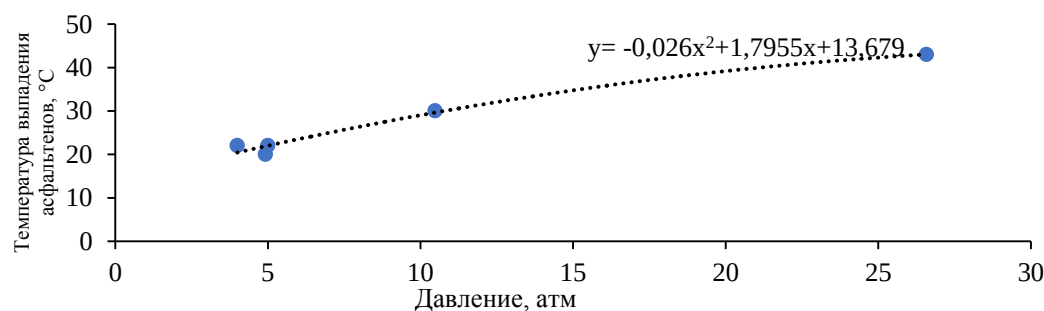


Рис. 1. Влияние температуры потока на давление выпадения асфальтенов
Fig. 1. Flow temperature influence on asphaltene precipitation pressure

На полученной зависимости отчетливо видно, что с ростом температуры давление выпадения отложений также увеличивается. Это происходит ввиду изменения растворимости асфальтеновых отложений в нефти в различных термобарических условиях. Так, для увеличения давления в сырьевую емкость установки подается азот, что и оказывает влияние на кривую. Полученная кривая является участком нижней кривой образования асфальтеновых отложений и границей стабилизации их в пластовом флюиде.

Далее на основании компонентного состава флюида в программном продукте PVTsim проведено моделирование верхней кривой образования отложений и изменения давления насыщения. Моделирование верхней кривой в лабораторных условиях невозможно, так как технологические возможности оборудования не позволяют создать давление более 40 МПа и температуру более 100 °С. В программном продукте «Инженерный симулятор технологических процессов» выполнено моделирование изменения термобарических условий движения пластового флюида по стволу добывающей скважины.

С целью предупреждения дальнейшего закупоривания добывающей скважины принято решение расчета методов оптимизации параметров добычи для смещения точки образования отложений в систему сбора и подготовки продукции. С этой целью в программном продукте «Инженерный симулятор технологических процессов» выполнен подбор электроцентробежного насоса (ЭЦН): ЭЦН5-320-1250 с частотой вращения двигателя 50 Гц. В результате расчетный напор установки составляет 1088 метров, КПД насоса – 48,0 %. Установка штуцера приводит к росту устьевое давления в рассматриваемой скважине, при этом увеличивается давление во всей системе, вследствие чего снижается ее дебит и температура транспортировки. В рамках работы рассмотрена установка штуцера диаметром 8 мм. Результаты расчетов, наложенные на график образования асфальтенов, представлены на рис. 2.

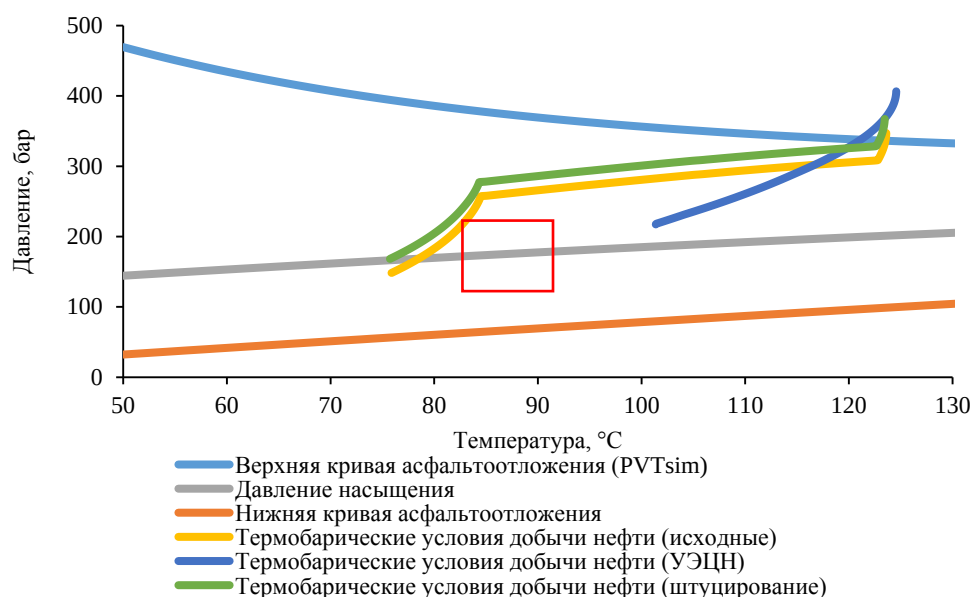


Рис. 2. Применение технологий оптимизации процесса добычи нефти на рассматриваемой целевой скважине

Fig. 2. Application of technologies to optimize oil production at the target well under consideration

Согласно теоретическим зависимостям можно отметить, что наибольшая интенсивность образования асфальтеновых отложений имеет место в момент достижения давления насыщения нефти попутным нефтяным газом. Причины этого процесса подробно рассмотрены в главе «Введение». Согласно фактическим данным, рассматриваемая целевая скважина закупорилась асфальтеновыми отложениями на расстоянии 200 м от устья, что подтверждается выполненным моделированием.

Рассматривая полученные данные, можно отметить, что установка в скважине ЭЦН позволяет увеличить давление в системе, при этом наблюдается лучшая динамика сохранения температуры потока, позволяющая увеличить температуру на устье на 20 °C. В случае регулирования устьевого сопротивления (установка штуцера) наблюдается увеличение давления при сохранении общей динамики изменения термобарических условий транспортировки жидкости. Можно сделать вывод, что установка ЭЦН позволит предупредить интенсивное образование асфальтеновых отложений в лиф-

товой колонне, смещая точку их выпадения в систему сбора продукции скважин.

Закключение

В работе представлен опыт моделирования кривой асфальтоотложения и применения методов оптимизации технологии добычи нефти для предупреждения интенсивного образования отложений в лифтовой колонне добывающих скважин. В рамках работы показано, что установка типа «Wax Flow Loop» способна корректно определить только нижнюю кривую образования асфальтенов, что является следствием технологических ограничений по давлению. Результаты PVT-моделирования позволяют построить верхнюю границу рассматриваемой зоны. Рассматривая применение методов предупреждения образования отложений, можно отметить, что установка глубинного электроцентробежного насоса позволяет изменить термобарические условия транспортировки жидкости и сместить точку интенсивного выделения асфальтенов в систему сбора и подготовки скважинной продукции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Vyatkin K., Ilushin P., Kozlov A. Forecasting the value of the linear pipeline cleaning interval based on the laboratory research // International Review of Mechanical Engineering. – 2021. – Vol. 15. – № 6. – P. 294–300.
2. Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В. Разработка интеллектуальных алгоритмов управления периферийным технологическим оборудованием куста скважин с помощью единой станции управления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 10. – С. 59–68.
3. Pore-scale imaging of asphaltene deposition with permeability reduction and wettability alteration / Y. Zhang, Q. Lin, A.Q. Raeini, Y. Onaka, H. Iwama, K. Takabayashi, M.J. Blunt, B. Bijeljic // Fuel. – 2022. – Vol. 316. – P. 123202.
4. On the evaluation of the performance of asphaltene dispersants / A.A. Melendez-Alvarez, M. Garcia-Bermudes, M. Tavakkoli, R.H. Doherty, S. Meng, D.S. Abdallah, F.M. Vargas // Fuel. – 2016. – Vol. 179. – P. 210–220.
5. Asphaltene content by the in-line filtration method / E. Rogel, C. Ovalles, J. Vien, M. Moir // Fuel. – 2016. – Vol. 171. – P. 203–209.

6. Asphaltene prevention and treatment by using nanomaterial: a comprehensive review / A. Talebi, M. Shafiei, Y. Kazemzadeh, M. Escrochi, M. Riazi // *Journal of Molecular Liquids*. – 2023. – Vol. 382. – P. 121891.
7. Hasanvand M.Z., Ahmadi M.A., Behbahani R.M. Solving asphaltene precipitation issue in vertical wells via redesigning of production facilities // *Petroleum*. – 2015. – Vol. 1. – № 2. – P. 139–145.
8. Bimuratkzy K., Sagindykov B. The review of flow assurance solutions with respect to wax and asphaltene // *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*. – 2016. – Vol. 10. – № 2. – P. 119–134.
9. Impacts of asphaltene deposition on oil recovery following a waterflood – a numerical simulation study / M. Carrera, M. Zarooni, O. Olayiwola, V. Nguyen, F. Boukadi // *SSRN*. – 2023. – Vol. 4508842.
10. Razavifar M., Qajar J., Riazi M. Experimental study on pore-scale mechanisms of ultrasonic-assisted heavy oil recovery with solvent effects // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 214. – P. 110553.
11. Effect of pressure on the optimal salinity point of the aqueous phase in emulsion formation / S. M. Shams, Y. Kazemzadeh, M. Riazi, F.B. Cortés // *Journal of Molecular Liquids*. – 2022. – Vol. 362. – P. 119783.
12. Asphaltene precipitation and deposition: a critical review / I. Mohammed, M. Mahmoud, D. Al Shehri, A. El-Husseiny, O. Alade // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 197. – P. 107956.
13. Ghamartale A., Zendejboudi S., Mohamadi-Baghmolaei M. Control of asphaltene deposition by chemical inhibitors in calcite pore: molecular dynamics approach // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. – 2022. – Vol. 61. – № 31. – P. 11555–11567.
14. Asphaltene precipitation/deposition estimation and inhibition through nanotechnology: a comprehensive review / C.A. Guerrero-Martin, D. Montes-Pinzon, M. Meneses Motta da Silva, E. Montes-Paez, L.E. Guerrero-Martin, R. Salinas-Silva, S. Camacho-Galindo, E. Fernandes Lucas, A. Szklo // *Energies*. – 2023. – Vol. 16. – № 13. – P. 4859.
15. Characterizing asphaltene deposition in the presence of chemical dispersants in porous media micromodels / Y. Lin, P. He, M. Tavakkoli, N.T. Mathew, Y.Y. Fatt, J.C. Chai, A. Goharzadeh, F.M. Vargas, S.L. Biswal // *Energy & Fuels*. – 2017. – Vol. 31. – № 11. – P. 11660–11668.
16. Microwave-assisted petroporphyrin release from asphaltene aggregates in polar solvents / S. Fan, H. Liu, J. Wang, H. Chen, R. Bai, A. Guo, K. Chen, J. Huang, Z. Wang // *Energy & Fuels*. – 2020. – Vol. 34. – № 3. – P. 2683–2692.
17. Asphaltene prevention and treatment by using nanomaterial: a comprehensive review / A. Talebi, M. Shafiei, Y. Kazemzadeh, M. Escrochi, M. Riazi // *Journal of Molecular Liquids*. – 2023. – Vol. 382. – P. 121891.
18. Molecular dynamics simulation to investigate the effect of polythiophene-coated Fe₃O₄ nanoparticles on asphaltene precipitation / S. Tazikeh, J. Kondori, S. Zendejboudi, J.S. Amin, F. Khan // *Chemical Engineering Science*. – 2021. – Vol. 237. – P. 116417.
19. Mahmoudi B., Zare-Reisabadi M.R. Experimental study of temperature effect on onset pressure of asphaltene in live oil // *Petroleum & Coal*. – 2015. – Vol. 57. – № 4. – P. 346–352.
20. Experimental investigation and application of the asphaltene precipitation envelope / H. Lei, S. Yang, K. Qian, Y. Chen, Y. Li, Q. Ma // *Energy & Fuels*. – 2015. – Vol. 29. – № 11. – P. 6920–6927.
21. A review on methods of determining onset of asphaltene precipitation / A. Soleymanzadeh, M. Yousefi, S. Kord, O. Mohammadzadeh // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2019. – Vol. 9. – P. 1375–1396.
22. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development and verification of a software module for predicting the distribution of wax deposition in an oil well based on laboratory studies // *Results in Engineering*. – 2022. – Vol. 16. – P. 100697.

Информация об авторах

Павел Юрьевич Илюшин, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29. ilushin-pavel@yandex.ru

Кирилл Андреевич Вяткин, аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29. kirill.vyatkin@girngm.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3464-1493>

Антон Вадимович Козлов, аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29. anton.kozlov@girngm.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2350-2153>

Поступила в редакцию: 18.09.2023

Поступила после рецензирования: 28.10.2023

Принята к публикации: 06.11.2023

REFERENCES

1. Vyatkin K., Ilyushin P., Kozlov A. Forecasting the value of the linear pipeline cleaning interval based on the laboratory research. *International Review of Mechanical Engineering*, 2021, vol. 15, no. 6, pp. 294–300.
2. Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development of intelligent algorithms for controlling peripheral technological equipment of a well cluster using a single control station. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 10, pp. 59–68. (In Russ.)
3. Zhang Y., Lin Q., Raeini A.Q., Onaka Y., Iwama H., Takabayashi K., Blunt M.J., Bijeljic B. Pore-scale imaging of asphaltene deposition with permeability reduction and wettability alteration. *Fuel*, 2022, vol. 316, pp. 123202.
4. Melendez-Alvarez A.A., Garcia-Bermudes M., Tavakkoli M., Doherty R.H., Meng S., Abdallah D.S., Vargas F.M. On the evaluation of the performance of asphaltene dispersants. *Fuel*, 2016, vol. 179, pp. 210–220.
5. Rogel E., Ovalles C., Vien J., Moir M. Asphaltene content by the in-line filtration method. *Fuel*, 2016, vol. 171, pp. 203–209.

6. Talebi A., Shafiei M., Kazemzadeh Y., Escrochi M., Riazi M. Asphaltene prevention and treatment by using nanomaterial: a comprehensive review. *Journal of Molecular Liquids*, 2023, vol. 382, pp. 121891.
7. Hasanvand M.Z., Ahmadi M.A., Behbahani R.M. Solving asphaltene precipitation issue in vertical wells via redesigning of production facilities. *Petroleum*, 2015, vol. 1, no. 2, pp. 139–145.
8. Bimuratkzy K., Sagindykov B. The review of flow assurance solutions with respect to wax and asphaltene. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, 2016, vol. 10, no. 2, pp. 119–134.
9. Carrera M., Zarooni M., Olayiwola O., Nguyen V., Boukadi F. Impacts of asphaltene deposition on oil recovery following a waterflood – a numerical simulation study. *SSRN*, 2023, vol. 4508842.
10. Razavifar M., Qajar J., Riazi M. Experimental study on pore-scale mechanisms of ultrasonic-assisted heavy oil recovery with solvent effects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 214, pp. 110553.
11. Shams S.M., Kazemzadeh Y., Riazi M., Cortés F.B. Effect of pressure on the optimal salinity point of the aqueous phase in emulsion formation. *Journal of Molecular Liquids*, 2022, vol. 362, pp. 119783.
12. Mohammed I., Mahmoud M., Al Shehri D., El-Husseiny A., Alade O. Asphaltene precipitation and deposition: a critical review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 197, pp. 107956.
13. Ghamartale A., Zendejboudi S., Mohamadi-Baghmolaei M. Control of asphaltene deposition by chemical inhibitors in calcite pore: molecular dynamics approach. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2022, vol. 61, no. 31, pp. 11555–11567.
14. Guerrero-Martin C.A., Montes-Pinzon D., Meneses Motta da Silva M., Montes-Paez E., Guerrero-Martin L.E., Salinas-Silva R., Camacho-Galindo S., Fernandes Lucas E., Szklo A. Asphaltene precipitation/deposition estimation and inhibition through nanotechnology: a comprehensive review. *Energies*, 2023, vol. 16, no. 13, pp. 4859.
15. Lin Y., He P., Tavakkoli M., Mathew N.T., Fatt Y.Y., Chai J.C., Goharzadeh A., Vargas F.M., Biswal S.L. Characterizing asphaltene deposition in the presence of chemical dispersants in porous media micromodels. *Energy & Fuels*, 2017, vol. 31, no. 11, pp. 11660–11668.
16. Fan S., Liu H., Wang J., Chen H., Bai R., Guo A., Chen K., Huang J., Wang Z. Microwave-assisted petroporphyrin release from asphaltene aggregates in polar solvents. *Energy & Fuels*, 2020, vol. 34, no. 3, pp. 2683–2692.
17. Talebi A., Shafiei M., Kazemzadeh Y., Escrochi M., Riazi M. Asphaltene prevention and treatment by using nanomaterial: a comprehensive review. *Journal of Molecular Liquids*, 2023, vol. 382, pp. 121891.
18. Tazikeh S., Kondori J., Zendejboudi S., Amin J.S., Khan F. Molecular dynamics simulation to investigate the effect of polythiophene-coated Fe₃O₄ nanoparticles on asphaltene precipitation. *Chemical Engineering Science*, 2021, vol. 237, pp. 116417.
19. Mahmoudi B., Zare-Reisabadi M.R. Experimental study of temperature effect on onset pressure of asphaltene in live oil. *Petroleum & Coal*, 2015, vol. 57, no. 4, pp. 346–352.
20. Lei H., Yang S., Qian K., Chen Y., Li Y., Ma Q. Experimental investigation and application of the asphaltene precipitation envelope. *Energy & Fuels*, 2015, vol. 29, no. 11, pp. 6920–6927.
21. Soleymanzadeh A., Yousefi M., Kord S., Mohammadzadeh O. A review on methods of determining onset of asphaltene precipitation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, vol. 9, pp. 1375–1396.
22. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development and verification of a software module for predicting the distribution of wax deposition in an oil well based on laboratory studies. *Results in Engineering*, 2022, vol. 16, pp. 100697.

Information about the authors

Pavel Yu. Ilyushin, Cand. Sc., Associate Professor, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russian Federation. ilushin-pavel@yandex.ru

Kirill A. Vyatkin, Postgraduate Student, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russian Federation. kirill.vyatkin@girngm.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3464-1493>

Anton V. Kozlov, Research Assistant, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russian Federation. anton.kozlov@girngm.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2350-2153>

Received: 18.09.2023

Revised: 28.10.2023

Accepted: 06.11.2023