

УДК 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4568

Шифр специальности ВАК: 2.8.4

Влияние состава механических примесей на образование органических отложений

П.Ю. Илюшин, К.А. Вяткин, А.В. Козлов[✉], Д.В. Андреев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, г. Пермь

[✉]anton.kozlov@girngm.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования заключается в необходимости изучения влияния твёрдых частиц в потоке нефти на образование, состав и структуру асфальтосмолопарафиновых отложений. Современные модели образования асфальтосмолопарафиновых отложений, основанные на корреляционных зависимостях или эмпирических данных, не учитывают влияние содержания твёрдых частиц в нефти в должной мере. Последние исследования показывают, что различные твёрдые частицы в нефти могут влиять как на критическую скорость, так и на структуру формирующихся отложений парафина, однако воздействие различных частиц на интенсивность образования асфальтосмолопарафиновых отложений остаётся не изученным. **Цель:** изучить влияние различных фракций песка на интенсивность образования, состав и структуру асфальтосмолопарафиновых отложений. **Методы:** моделирование процесса образования асфальтосмолопарафиновых отложений на лабораторной установке «Холодный стержень» при добавлении различных фракций песка в нефть; изучение состава и структуры асфальтосмолопарафиновых отложений после проведённых исследований при помощи микроскопа. **Результаты.** По результатам исследований наблюдается значительное увеличение интенсивности образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добавлении в нефть крупных фракций песка при концентрации 5 % и выше. Стоит отметить, что малые фракции почти не влияют на количество образующихся отложений парафина. Также если добавлять в нефть различные фракции в равных пропорциях, воздействия на интенсивность образования асфальтосмолопарафиновых отложений почти не наблюдается. В ходе анализа снимков отложений с микроскопа можно сделать вывод, что молекулы парафина при взаимодействии с частицами песка размерности более 0,05 мм образуют комплексы, причём с увеличением фракции их прочность повышается. **Выводы.** Изучение современных моделей образования асфальтосмолопарафиновых отложений и актуальных работ позволило понять, что вопрос исследования факторов образования асфальтосмолопарафиновых отложений, в частности влияния наличия твёрдых частиц в нефти, остаётся открытым. Результаты данной работы могут быть направлены на совершенствование существующих технологий в области моделирования процесса образования асфальтосмолопарафиновых отложений, а также будут способствовать дальнейшей работе исследователей в данном направлении.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, песок, нефть, состав, структура отложений

Благодарности: Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-10403.

Для цитирования: Влияние состава механических примесей на образование органических отложений / П.Ю. Илюшин, К.А. Вяткин, А.В. Козлов, Д.В. Андреев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 2. – С. 17–24. DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4568

UDC 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4568

Effect of mechanical impurities composition on formation of organic deposits

P.Yu. Ilyushin, K.A. Vyatkin, A.V. Kozlov[✉], D.V. Andreev

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

[✉]anton.kozlov@girngm.ru

Abstract. Relevance. The need to study the effect of solid particles in oil stream on formation, composition and structure of deposits. Modern models of formation of asphalt-resin-paraffin deposits, based on correlation dependencies or empirical data, do not take into account the influence of the content of solid particles in oil to the proper extent. Recent studies show that various solid particles in oil can affect both the critical velocity and the structure of the formed deposits, but the effect of various particles on the intensity of formation of asphalt-resin-paraffin deposits remains unexplored. **Aim.** To study the effect of various sand fractions on the intensity of formation, composition and structure of asphalt-resin-paraffin deposits.

Methods. Modeling of formation of asphalt-resin-paraffin deposits at the laboratory installation “Cold Finger” when adding various sand fractions to oil; studying composition and structure of deposits after the conducted investigations using a microscope. **Results.** According to the research results, there is a significant increase in the intensity of formation of asphalt-resin-paraffin deposits when large fractions of sand are added to oil at a concentration of 5% or higher. It is worth noting that small fractions have almost no effect on the amount of deposits formed. Also, if various fractions are added to oil in equal proportions, there is almost no effect on the intensity of formation of asphalt-resin-paraffin deposits. When analyzing the deposits images from a microscope, it can be concluded that paraffin molecules, when interacting with sand particles of a dimension greater than 0.05 mm, form homols, and with an increase in the fraction, their structural strength grows.

Conclusions. The study of modern models of formation of asphalt-resin-paraffin deposits and current articles made it possible to understand that the issue of studying the factors of formation of asphalt-resin-paraffin deposits, in particular the effect of the presence of solid particles in oil, remains open. The results of this article can be aimed at improving existing technologies in the field of modeling paraffin formation, as well as contribute to the further work of researchers in this direction.

Keywords: asphalt-resin-paraffin deposits, sand, oil, composition, structure of deposits

Acknowledgements: The research was carried out using the grant of the Russian Science Foundation no. 21-79-10403.

For citation: Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V., Andreev D.V. Influence of mechanical impurities composition on formation of organic deposits. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 2, pp. 17–24. DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4568

Введение

На сегодняшний день добыча нефти на множестве нефтяных месторождений сопровождается образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренних стенках нефтедобывающих скважин [1, 2]. Вследствие этого уменьшается гидравлический радиус лифтовой колонны, что приводит к возрастанию нагрузки на нефтепромысловое оборудование и увеличивает риск аварийных ситуаций [3, 4]. Для борьбы с АСПО применяется множество методов, среди них выделяют две группы: методы удаления отложений и методы предупреждения их образования. Однако многие исследователи подтверждают, что для эффективного выбора способа борьбы с отложениями необходимо корректно оценить их профиль [5, 6]. Несмотря на это, неразрешённым остаётся вопрос о

влиянии некоторых факторов на процесс образования отложений.

В настоящее время известно о следующих факторах, влияющих на интенсивность выпадения парафина: температуре нефти, зависимости давления на забое от давления насыщения попутным газом, скорости потока и компонентном и химическом составе нефти [7, 8]. Температура нефти оказывает значительное влияние на образование АСПО. При охлаждении стенок лифтовой колонны ниже температуры начала кристаллизации парафина (ТНКП) происходит образование отложений [9, 10]. При низких значениях забойного давления относительно давления насыщения дестабилизируется система «жидкость–газ». Это происходит вследствие интенсивного газовыделения и приводит к увеличению скорости образования АСПО [11]. Высокая скорость

потока срывает накопившиеся отложения и сохраняет температуру нефти [12]. Немаловажным фактором появления отложений является состав нефти. Отношение концентрации асфальтенов к концентрации смол напрямую влияет на температуру насыщения. При увеличении количества асфальтенов температура насыщения уменьшается, что приводит к понижению интенсивности образования отложений. При высоких значениях температуры насыщения процесс выпадения парафина ускоряется [13].

С увеличением темпов цифровизации нефтяных месторождений вопрос о моделировании образования АСПО с учётом известных факторов парафинообразования встает наиболее остро. На сегодняшний день выделяют три основные модели: RRR (Rygg, Rydahl и Rønningsen), Matzain и Тепловую аналогию (Heat Analogy). Основным и главным фактором образования АСПО в каждой из перечисленных моделей является температура [14]. Однако представленные модели не учитывают данные лабораторных исследований и основаны на корреляционных зависимостях. При этом в работе [15] проведен масштабный анализ данных моделей, указывающий на необходимость разработки модели, основанной на эмпирических данных. В НОЦ ГиРНГМ разработана собственная эмпирическая модель по результатам исследований на лабораторном стенде Wax Flow Loop. Данная установка моделирует процесс движения нефти в скважине с учётом множества параметров с возможностью регулирования температуры, скорости нефти и давления в установке. Подробнее представленная модель описывается в работе [16].

Однако, несмотря на развитие методов моделирования образования парафиновых отложений, в них не учитывается влияние твердых взвешенных частиц, которые способны оказать значительное влияние на образование данных отложений. Так, в работе [17] отмечается, что крупные частицы песка могут изменять структуру АСПО, тем самым увеличивая прочность образующихся отложений. Лепорини описывает, что песок в нефти влияет на критическую скорость, причём это зависит от диаметра добавляемых частиц [18]. Помимо этого, до сих пор не изучено влияние различных твёрдых взвешенных частиц на процесс образования АСПО. Содержание механических примесей в нефти на территории Пермского края достигает 45 г/л, среднее значение – 3 г/л. В данной работе исследуется вопрос о воздействии содержания в нефти различных фракций песка на количество выпадающих отложений.

Материалы и методы

Для выполнения лабораторных исследований применялась проба нефти, физико-химические свойства которой приведены в табл. 1.

Таблица 1. Физико-химические свойства нефти

Table 1. Physical and chemical properties of oil

Параметр Parameter		Размерность Dimension	Величина Value
Плотность Oil density	Пластовая/In reservoir	кг/м ³ kg/m ³	853
	Дегазированная Degassed		883,9
Динамическая вязкость Dynamic viscosity	Пластовая/In reservoir	мПа·с Pa·s	8,25
	Дегазированная Degassed		12,39
Содержание в нефти Content in oil	Асфальтены Asphaltenes	%	2,5
	Смолы/Resins		23,3
	Парафины/Paraffins		3,6
Температура начала кристаллизации парафина Wax appearance temperature		°C	26

Исследования по оценке влияния частиц песка на количество отложений проводились на установке «Холодный стержень» [19, 20]. Данный лабораторный стенд используется для моделирования процесса образования АСПО во время движения нефти в лифтовой колонне или трубопроводе при заданных значениях температуры нефти и стенки. Температурный градиент в процессе исследования составлял 40 °C. Скорость перемешивания нефти составляла 350 об/мин, что соответствует течению 70 м³/сут жидкости по трубопроводу с внутренним диаметром 62 мм. Принцип работы данной установки представлен на рис. 1.

Оценка интенсивности образования АСПО выполнялась с использованием формулы (1):

$$\mu_{аспо} = \frac{m_{аспо}}{m_{нефти}}, \quad (1)$$

где $\mu_{аспо}$ – интенсивность образования АСПО; $m_{аспо}$ – масса отложившегося парафина на стержне, г; $m_{нефти}$ – масса нефти до начала исследования, г.

Опыты проводились с использованием фракций следующей размерности: менее 0,05; 0,25–0,05 и 0,5–0,25 мм. Навески песка получены при помощи комплекта сит соответствующего диаметра и вибросита. Для определения массы АСПО стержни взвешивались на аналитических весах «METTLER TOLEDO» с погрешностью 0,1 мг до и после исследования на «Холодном стержне».

Для оценки влияния содержания твердых частиц на интенсивность образования органических отложений проведено две серии исследований, программы которых приведены в табл. 2, 3:

- В первой серии исследований в нефть добавлялось различное количество смеси песчаных фракций в равных пропорциях.
- Во второй серии исследований в нефть добавляли каждую фракцию по отдельности в различных концентрациях.

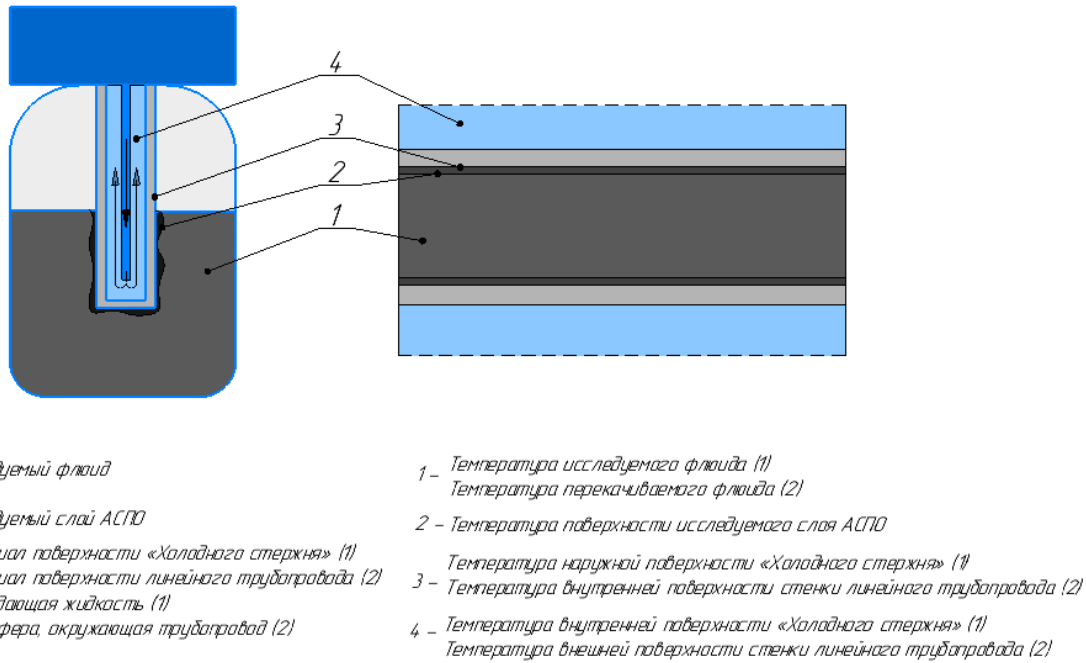


Рис. 1. Принцип работы лабораторной установки «Холодный стержень»

Fig. 1. Principle of operation of the laboratory installation «Cold Finger»

Таблица 2. Параметры проведения серии исследований № 1

Table 2. Parameters of the research series no. 1

Номер опыта Experiment number	Размерность фракции Fraction dimension	Концентрация песка в нефти, % Concentration of sand in oil, %
1	Без песка/Without sand	0
2	Все фракции в равных пропорциях All fractions in equal pro- portions	0,5
3		2
4		5
5		10
6		30

Таблица 3. Параметры проведения серии исследований № 2

Table 3. Parameters of the research series no. 2

Номер опыта Experiment number	Размерность фракции, мм Fraction dimension, mm	Концентрация песка в нефти, % Concentration of sand in oil, %			
1	Без песка Without sand	0			
2	<0,05	1	2	5	15
3	0,25–0,05				
4	0,5–0,25				

Для оценки состава и структуры отложений, формирующихся при добавлении в нефть навески песка, данные отложения после исследования растворяли в толуоле и анализировали нерастворённые частицы под микроскопом. Анализ проводился на микроскопе модели МБС-10 с максимальным увеличением в 100 раз.

Результаты расчета

В результате выполнения первой серии исследований, представленной в табл. 2, была составлена точечная зависимость интенсивности образования АСПО от концентрации песчаной смеси с равной пропорцией фракций в нефти. Данная зависимость приведена на (рис. 2).

По графику можно сделать вывод, что масса отложений, осаждающихся на поверхности «холодных» стержней, незначительно увеличивается с повышением концентрации равномерной смеси песка всех фракций, в равных пропорциях добавляемых в исследуемую нефть. Коэффициент корреляции Пирсона составляет 0,764, что говорит о высокой корреляции между рассматриваемыми величинами. Данный процесс может быть вызван включением в объем отложений частиц песчаной смеси, заполняющих поровую структуру отложений. Однако для оценки диаметров частиц, оказывающих наибольшее влияние на процесс парафиноотложения, проведена вторая серия опытов. По результатам второй серии опытов составлена точечная зависимость интенсивности образования АСПО от концентрации определённой фракции песка в нефти. Данная зависимость приведена на рис. 3.

Анализируя полученный график, можно отметить, что увеличение концентрации фракций песка диаметром до 0,05 мм не приводит к увеличению интенсивности образования отложений. При этом добавление частиц песка диаметрами 0,25–0,05 и 0,5–0,25 мм с концентрацией более 5 % приводит к увеличению интенсивности образования органических отложений.

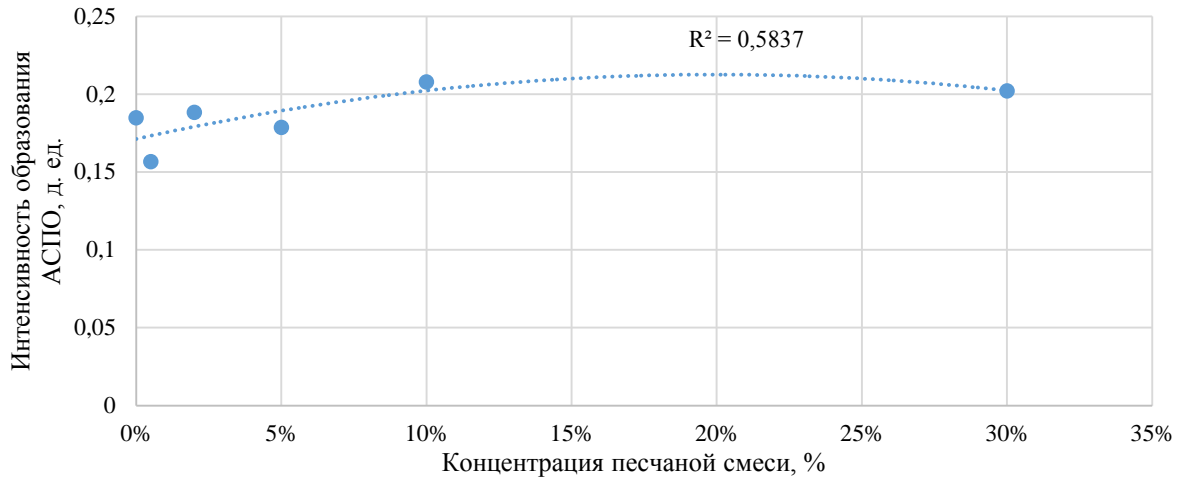


Рис. 2. Результаты проведения серии исследований № 1
Fig. 2. Results of the research series no. 1

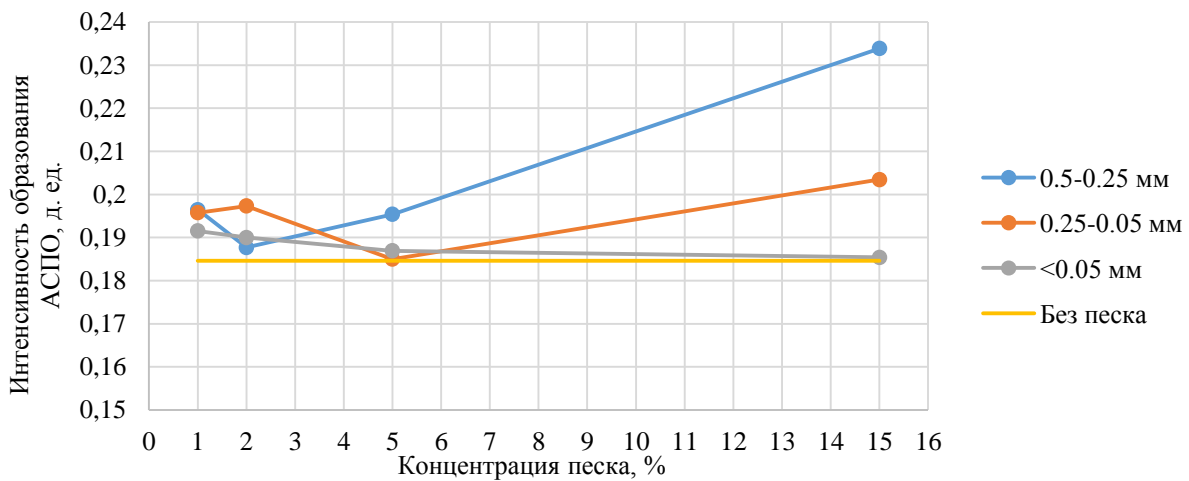


Рис. 3. Результаты проведения серии исследований № 2
Fig. 3. Results of the research series no. 2

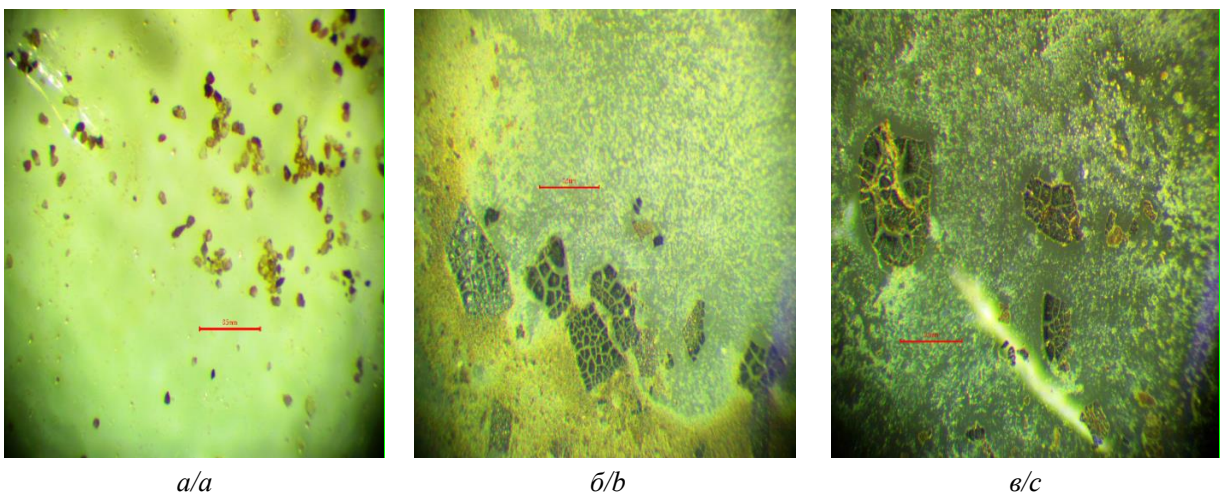


Рис. 4. Снимки растворённых асфальтосмолопарафиновых отложений, полученных в ходе серии исследований № 2 для фракции: а) <0,05; б) 0,25–0,05; в) 0,5–0,25 мм
Fig. 4. Images of dissolved asphalt-resin-paraffin deposits obtained during the series of studies no. 2 for a fraction: а) <0.05; б) 0.25–0.05; в) 0.5–0.25 mm

На рис. 4 представлены снимки растворённых в толуоле отложений парафина, полученных после серии исследований № 2. Для наглядности рассматривались опыты с наибольшей концентрацией песка в нефти, равной 15 %. Размерность частиц на снимках оценивалась с помощью масштабной красной линии.

Как видно на представленных снимках, при взаимодействии с частицами песка малой фракции парафин полностью растворяется в толуоле. В случае размерности фракции более 0,05 мм наблюдается связывание молекул парафина и частиц песка в комплексы. Стоит отметить, что комплексы, образованные при взаимодействии отложений с наибольшей фракцией песка, имеют более прочную структуру. Это связано с тем, что крупные частицы песка имеют большую площадь и шероховатость поверхности, за счёт чего увеличивается сила связывания с АСПО.

Заключение

В данной работе изучена зависимость интенсивности образования АСПО от добавления раз-

личных фракций песка в нефть. Определено, что добавление навески песка с равномерным распределением различных фракций незначительно влияет на интенсивность образования отложений парафина. По результатам дополнительных исследований можно сделать вывод, что фракции песка с диаметром от 0,05 до 0,5 мм при концентрациях 5 % и выше значительно увеличивают интенсивность образования АСПО. Помимо этого, проведён анализ АСПО после исследований с помощью микроскопа. На снимках наблюдается связывание молекул парафина с крупными частицами песка в комплексы, причём с увеличением фракции отмечается повышение их прочности. Полученные результаты могут быть использованы для повышения точности существующих моделей образования АСПО. Прикладным применением данной работы является оценка диаметров фракций породы, которые способны оказать влияние на образование парафиновых отложений. Также это способствует более пристальному изучению влияния состава нефти на образование отложений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Nurgalieva K.S., Saychenko L.A., Riazi M. Improving the efficiency of oil and gas wells complicated by the formation of asphalt-resin-paraffin deposits // *Energies*. – 2021. – Vol. 14. – № 20. – P. 6673.
2. Rogachev M.K., Nguyen Van T., Aleksandrov A.N. Technology for preventing the wax deposit formation in gas-lift wells at offshore oil and gas fields in Vietnam // *Energies*. – 2021. – Vol. 14. – № 16. – P. 5016.
3. Зарипова Л.М. Вибрационная очистка нефтесборных трубопроводов // *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе* // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2011. – № 1. – С. 28–31.
4. Thota Surya T., Onyeonuna C.C. Mitigation of wax in oil pipelines // *International Journal of Engineering Research and Reviews*. – 2016. – Vol. 4. – № 4. – P. 39–47.
5. Ilyushin P., Vyatkin K., Kozlov A. Development of an approach for determining the effectiveness of inhibition of paraffin deposition on the wax flow loop laboratory installation // *Inventions*. – 2021. – Vol. 7. – № 1. – P. 3.
6. Мартюшев Д.А. Моделирование и прогнозирование отложений асфальтосмолопарафиновых веществ в нефтедобывающих скважинах // *Георесурсы*. – 2020. – Т. 22. – № 4. – С. 86–92.
7. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // *Электронный научный журнал Нефтегазовое дело*. – 2011. – № 1. – С. 268–284.
8. Гуторов А.Ю., Петрова Л.В. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений // *Нефтепромысловое дело*. – 2014. – № 2. – С. 23–27.
9. Vidmus H.O., Mehrotra A.K. Solids deposition during “cold flow” of wax– solvent mixtures in a flow-loop apparatus with heat transfer // *Energy & Fuels*. – 2009. – Vol. 23. – № 6. – P. 3184–3194.
10. Wax formation in oil pipelines: a critical review / A. Aiyejina, D.P. Chakrabarti, A. Pilgrim, M.K.S. Sastry // *International journal of multiphase flow*. – 2011. – Vol. 37. – № 7. – P. 671–694.
11. Соболева Е.В. Влияние забойного давления на отложения АСПВ, рекомендации по изменению режимов работы скважин с целью предотвращения АСПО на примере бобриковской залежи Уньвинского месторождения // *Нефтепромысловое дело*. – 2013. – № 8. – С. 46–51.
12. Люшин С.В., Репин Н.Н. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафинов в трубах // *Сборник борьба с отложениями парафина*. – М.: Недра, 1965. – С. 340.
13. Прогнозирование проблем при добыче нефтей на основе анализа их химического состава и физико-химических свойств / Барская Е.Е., Ганеева Ю.М., Юсупова Т.Н., Даянова Д.И. // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2012. – Т. 15. – № 6. – С. 166–169.
14. Pipeline wax deposition modeling: a sensitivity study on two commercial software / G. Giacchetta, B. Marchetti, M. Leporini, A. Terenzi, D. Dall’Acqua, L. Capece, R.C. Grifoni // *Petroleum*. – 2019. – Vol. 5. – № 2. – P. 206–213.
15. Van der Geest C. Critical review on wax deposition in single-phase flow // *Fuel*. – 2021. – Vol. 293. – P. 120358.
16. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development of a new model for the formation of wax deposits through the passage of crude oil within the well // *Sustainability*. – 2023. – Vol. 15. – № 12. – P. 9616.
17. Zhang X. The coarse particle influence on the strength of wax deposition // *International Pipeline Conference*. – Calgary, Canada, 2020. – Vol. 84454. – P. 9351–9358.
18. Leporini M. On the numerical simulation of sand transport in liquid and multiphase pipelines // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 175. – P. 519–535.

19. Lekomtsev A. Designing of a washing composition model to conduct the hot flushing wells producing paraffin crude oil // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 217. – P. 110923.
20. Chi Y., Daraboina N., Sarica C. Effect of the flow field on the wax deposition and performance of wax inhibitors: cold finger and flow loop testing // *Energy & Fuels*. – 2017. – Vol. 31. – № 5. – P. 4915–4924.

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>

Даниил Вячеславович Андреев, лаборант-исследователь кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29. d.andreev@girngm.ru

Поступила в редакцию: 12.05.2023

Поступила после рецензирования: 31.05.2023

Принята к публикации: 06.12.2023

REFERENCES

1. Nurgalieva K.S., Saychenko L.A., Riazi M. Improving the efficiency of oil and gas wells complicated by the formation of asphalt-resin-paraffin deposits. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 20, pp. 6673.
2. Rogachev M.K., Nguyen Van T., Aleksandrov A.N. Technology for preventing the wax deposit formation in gas-lift wells at offshore oil and gas fields in Vietnam. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 16, pp. 5016.
3. Zaripova L.M. Vibration cleaning of oil-collecting pipelines. *Environmental protection in the oil and gas complex*, 2011, no. 1, pp. 28–31. (In Russ.)
4. Thota Surya T., Onyeana C.C. Mitigation of wax in oil pipelines. *Int J Eng Res Rev*, 2016, vol. 4, no. 4, pp. 39–47.
5. Ilushin P., Vyatkin K., Kozlov A. Development of an approach for determining the effectiveness of inhibition of paraffin deposition on the wax flow loop laboratory installation. *Inventions*, 2021, vol. 7, no. 1, pp. 3.
6. Martyshev D.A. Modeling and prediction of asphaltene-resin-paraffinic substances deposits in oil production wells. *Georesursy*, 2020, vol. 22, no. 4, pp. 86–92. (In Russ.)
7. Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asphalt-resin-paraffin deposits in the processes of extraction, transport and storage. *Electronic scientific journal Oil and Gas business*, 2011, no. 1, pp. 268–284. (In Russ.)
8. Gutorov A.Yu., Petrova L.V. Mechanism and conditions of formation of asphalt-resin-paraffin deposits in the conditions of the final stage of oil field development. *Oilfield business*, 2014, no. 2, pp. 23–27. (In Russ.)
9. Bidmus H.O., Mehrotra A.K. Solids deposition during “cold flow” of wax-solvent mixtures in a flow-loop apparatus with heat transfer. *Energy & Fuels*, 2009, vol. 23, no. 6, pp. 3184–3194.
10. Aiyejina A., Chakrabarti D.P., Pilgrim A., Sastry M.K.S. Wax formation in oil pipelines: a critical review. *International journal of multiphase flow*, 2011, vol. 37, no. 7, pp. 671–694.
11. Soboleva E.V. The impact of bottom-hole pressure on the deposits of ASF, recommendations for changing the operating modes of wells in order to prevent ASF on the example of the Bobrikovskaya deposit of the Unvinsky field. *Oilfield business*, 2013, no. 8, pp. 46–51. (In Russ.)
12. Lyushin S.V., Repin N.N. On the effect of flow velocity on the intensity of paraffin deposition in pipes. *Collection. Fight against paraffin deposits*. Moscow, Nedra Publ., 1965. pp. 340. (In Russ.)
13. Barskaya E.E., Ganeeva Yu.M., Yusupova T.N., Dayanova D.I. Forecasting problems in oil production based on the analysis of their chemical composition and physico-chemical properties. *Bulletin of Kazan Technological University*, 2012, vol. 15, no. 6, pp. 166–169. (In Russ.)
14. Giacchetta G., Marchetti B., Leporini M., Terenzi A., Dall’Acqua D., Capece L., Grifoni R.C. Pipeline wax deposition modeling: a sensitivity study on two commercial software. *Petroleum*, 2019, vol. 5, no. 2, pp. 206–213.
15. Van der Geest C. Critical review on wax deposition in single-phase flow. *Fuel*, 2021, vol. 293, pp. 120358
16. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development of a new model for the formation of wax deposits through the passage of crude oil within the well. *Sustainability*, 2023, vol. 15, pp. 9616.
17. Zhang X. The coarse particle influence on the strength of wax deposition. *International Pipeline Conference*. Calgary, Canada, 2020. Vol. 84454, pp. V002T08A002.
18. Leporini M. On the numerical simulation of sand transport in liquid and multiphase pipelines. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 175, pp. 519–535.
19. Lekomtsev A. Designing of a washing composition model to conduct the hot flushing wells producing paraffin crude oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 217, pp. 110923.

20. Chi Y., Daraboina N., Sarica C. Effect of the flow field on the wax deposition and performance of wax inhibitors: cold finger and flow loop testing. *Energy & Fuels*, 2017, vol. 31, no. 5, pp. 4915–4924.

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

Daniil V. Andreev, Research Assistant, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russian Federation. d.andreev@girngm.ru

Received: 12.05.2023

Revised: 31.05.2023

Accepted: 06.12.2023