Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Вып. 6 (134). С. 19-30. ISSN 1998-8443 (print)
Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2021. Issue 6 (134). P. 19-30. ISSN 1998-8443 (print)

Научная статья

УДК 622.276.72

doi: 10.17122/ntj-oil-2021-6-19-30

ВЕРИФИКАЦИИ МОДЕЛИ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОБ ФЛЮИДА ИЗ ЗАБОЯ И УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Павел Юрьевич Илюшин¹, Кирилл Андреевич Вяткин², Антон Вадимович Козлов³,
Алена Олеговна Вотинова⁴

^{1, 2, 3, 4}Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Пермь, Россия

¹ilushin-pavel@yandex.ru

²kirill.vyatkin@girngm.ru

³kozlov.anton@girngm.ru

⁴votnova_alena@mail.ru

Автор, ответственный за переписку: **Антон Вадимович Козлов**, kozlov.anton@girngm.ru

Аннотация. Образование органических отложений является одним из самых серьезных осложнений при добыче нефти. Формирование и уплотнение данных отложений ведет не только к возникновению аварийных ситуаций, но и к увеличению затрат недропользователя на обслуживание добывающего объекта. При этом в настоящее время актуальными являются вопросы оптимизации процессов нефтедобычи, в том числе и путем борьбы с возникающими осложнениями. С этой целью необходимо моделирование технологических процессов, происходящих в стволе добывающей скважины, в том числе и образования органических отложений. Для корректной разработки и верификации моделей парафинообразования проведен ряд лабораторных исследований на стенде «Wax Flow Loop».

Проведена оценка изменения интенсивности парафинообразования при исследовании устьевых и забойных проб. Результаты исследования свидетельствуют о схожей форме получаемых кривых парафинообразования, однако скорость образования отложений значительно выше у забойных проб. Проведение ряда аналогичных исследований позволит совершить значительный шаг в цифровизации процесса добычи нефти путем верификации и настройки моделей парафинообразования. Дальнейшее развитие сформированных моделей позволит оценивать динамику изменения интенсивности парафинообразования во всей системе сбора нефтяного месторождения.

Ключевые слова: органические отложения, лабораторные исследования, кривая парафинообразования, моделирование

Благодарности: Работа выполнена в организации Головного исполнителя в рамках выполняемой 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 НИОКТР - Пермский национальный исследовательский политехнический университет.

Для цитирования: Илюшин П. Ю., Вяткин К. А., Козлов А. В., Вотинова А. О. Верификации модели парафинообразования на основе лабораторных исследований проб флюида из забоя и устья скважины // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Вып. 6 (134), с. 19-30. [Http://doi.10.17122/ntj-oil-2021-6-19-30](http://doi.10.17122/ntj-oil-2021-6-19-30).

Original article

VERIFICATION OF THE PARAFFIN FORMATION MODEL BASED ON LABORATORY STUDIES OF FLUID SAMPLES FROM THE BOTTOM AND WELLHEAD

Pavel Yu. Ilushin¹, Kirill A. Vyatkin², Anton V. Kozlov³, Alena O. Votnova⁴

^{1, 2, 3, 4}Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

¹ilushin-pavel@yandex.ru

²kirill.vyatkin@girngm.ru

³kozlov.anton@girngm.ru

⁴votnova_alena@mail.ru

Corresponding author: **Anton V. Kozlov**, kozlov.anton@girngm.ru

Abstract. The formation of organic deposits is one of the most serious complications in oil production. The formation and compaction of these deposits leads not only to emergencies, but also to an increase in the costs of the sub-

soil user for the maintenance of the production facility. At the same time, the issues of optimizing oil production processes are currently relevant, including by combating emerging complications.

For this purpose, it is necessary to simulate the technological processes occurring in the wellbore, including the formation of organic deposits. For the correct development and verification of paraffin formation models, a number of laboratory studies were carried out at the «WaxFlowLoop» installation.

The assessment of the change in the intensity of paraffin formation in the study of wellhead and bottomhole samples. The results of the study indicate a similar shape of the ob-

tained curves of paraffin formation, however, the rate of formation of deposits is much higher in the downhole samples. Conducting a number of similar studies will make it possible to take a significant step in the digitalization of the oil production process by verifying and tuning paraffin formation models. Further development of the formed models will make it possible to assess the dynamics of changes in the intensity of paraffin formation in the entire gathering system of an oil field.

Keywords: organic deposits, laboratory studies, paraffin formation curve, modeling

Acknowledgments: The research work was carried out in the organization of the Lead Contractor within the framework of the ongoing component of the R&D, carried out with the financial support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (agreement No. 075-11-2021-052 of June 24, 2021) in accordance with the decree of the Government of the Russian Federation of 09.04. 2010 No. 218 (PROJECT 218). The main R&D contractor is the Perm National Research Polytechnic University.

For citation: Ilushin P. Yu., Vyatkin K. A., Kozlov A. V., Votnova A. O. Verifikatsii modeli parafinoobrazovaniya na osnove laboratornykh issledovaniy prob flyuida iz zaboya i ust'ya skvazhiny. [Verification of the Paraffin Formation Model Based on Laboratory Studies of Fluid Samples from the Bottom and Wellhead]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2021. Issue 6 (134), pp. 19-30. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2021-6-19-30>.

Введение

Добыча и транспортировка углеводородов - сложные технологические процессы. При эксплуатации нефтяных скважин и линейных нефтепроводов нередко возникает множество осложнений, одним из которых является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [1, 2]. Формирование и уплотнение

данных отложений ведут к снижению гидравлического радиуса трубопровода, увеличению давления, росту нагрузки на нефтепромысловое оборудование и повышению риска аварий [3, 4]. На территории Пермского края данная проблема обстоит особенно остро ввиду низких пластовых температур, давлений и высокого содержания в добываемых флюидах высокомолекулярных углеводородов [5].

Дополнительно осложняет данную проблему переход множества нефтяных месторождений на поздние стадии разработки, что также приводит к увеличению обводненности продукции, ухудшению энергетического состояния залежей и увеличению интенсивности парафинообразования [6]. На данных стадиях разработки нефтяных месторождений наиболее актуальными становятся вопросы оптимизации добычи нефти, снижения затрат на обслуживания скважинного оборудования. Как известно, механизированная добыча нефти скважинными насосами является наиболее энергоемким технологическим процессом, ее доля в общем потреблении на нефтяного месторождения составляет 55-62 % [7].

На территории Пермского края основным способом добычи является использование электроцентробежных (ЭЦН) и штанговых глубинных (ШГН) насосов. При этом стоит отметить, что общая доля скважин, осложненных образованием АСПО, на территории Пермского края достигает 48 %.

На рисунке 1 отображено распределение причин включения добывающих скважин в осложненный фонд. Среди них можно выделить образование

АСПО, образование высоковязких эмульсий, интенсивную коррозию нефтепромыслового оборудования, образование гидратов, вынос механических примесей.

Оптимизация скважинной добычи нефти может вестись рядом методов, одними из основных являются автоматизация процессов добычи, борьба с осложняющими факторами, внедрение систем дистанционного мониторинга и управления процессами добычи нефти [8]. Очевидным является факт необходимости разработки и верификации моделей распределения давления, температуры, скорости движения пластового флюида по стволу скважины [9, 10].

В современной нефтедобыче ведется активная работа по цифровизации процессов добычи, транспортировки и подготовки пластовых флюидов [11]. Одной из передовых технологий в данной области являются разработка «цифровых двойников» месторождений углеводородов и моделирование всех технологических процессов, происходящих на реальном нефтепромысле [5]. Успешное внедрение данной технологии зависит от разработки корректных моделей различных технологических процессов, одним из которых является образование АСПО.

Рисунок 1. Распределение причин включения добывающих скважин в осложненный фонд на территории Пермского края
Figure 1. Distribution of reasons for including production wells in complicated ones in the Perm Region

Моделирование данного процесса является важнейшей задачей современной нефтедобычи. От корректной моделирования процесса парафинообразования зависит и верификация моделей распределения давления, температуры и скорости жидкости в линейных трубопроводах и нефтяных скважинах [12-14]. Помимо этого, разработка и внедрение корректной, верифицированной на промысловых данных модели, позволяет проводить точный подбор метода борьбы с органическими отложениями, оптимизацию проведения очистных мероприятий и работы нефтепромыслового оборудования, а также предупредить возникновение аварийных ситуаций и т.д. [15, 16].

В настоящее время разработано множество моделей образования органических отложений, реализованных в различных программных продуктах.

Однако единой модели, позволяющей корректно оценивать возможность образования отложений и их пространственно-временное распределение по системе сбор нефтяного месторождения, нет. Каждая из разработанных моделей обладает своими особенностями и ограничениями. Например, для применения

наиболее распространенной и точной модели образования органических отложений - Matzaine Model - необходимыми данными являются ряд величин и коэффициентов, вычисление которых сложная физическая задача, или их значения принимаются за константы [17-19].

В рамках данной работы авторами проведен ряд лабораторных исследований по определению динамики адгезии органических отложений при исследовании пластовых и устьевых проб пластовых флюидов.

Одновременное исследование двух видов проб пластового флюида позволяет наиболее корректно верифицировать разрабатываемую модель парафиноотложения, позволяющую моделировать интенсивность образования отложений во всей системе сбора пластового флюида.

Методология

Лабораторные исследования по определению динамики образования органических отложений проводились на лабораторном стенде «Wax Flow Loop». Элементы данного стенда приведены на рисунке 2.

Рисунок 2. Схема лабораторной установки «Wax Flow Loop»
Figure 2. Schematic of the laboratory unit «Wax Flow Loop»

Работа лабораторного стенда заключается в циркуляции исследуемого флюида по внутренней поверхности замкнутого контура при заданных термобарических условиях. Исследуемый флюид нагревается в сырьевой емкости с помощью циркуляционных термостатов. Затем с помощью насоса перекачивается в тестовую секцию, стенки которой охлаждаются с помощью циркуляционного термостата. Ввиду создания градиента температуры между флюидом и стенкой тестовой секции на ее внутренней поверхности происходит образование органических отложений, которое регистрируется по перепаду давления между входов и выходом из тестовой секции при помощи дифференциального манометра. Затем флюид протекает через фильтр и попадает в плотномер, который определяет текущий расход жидкости и ее плотность. Далее исследуемый флюид вновь поступает в сырьевую ёмкость и процесс повторяется. Давление в системе регулируется при помощи нагнетания в сырьевую емкость азота (данный элемент не приведен на схеме).

Схема движения жидкости по тестовой секции приведена на рисунке 3.

Рисунок 3. Сечение тестовой секции
Figure 3. Cross-section of the test section

Исследование флюида на данной установке позволяет наиболее корректно моделировать условия парафиноотложения в пластовых условиях путем создания

идентичных или максимально приближенных термобарических условий. Частотное регулирование привода насоса позволяет создавать необходимую скорость движения жидкости в трубопроводе, что позволяет говорить о кинематическом подобии условий парафинообразования. Материал тестовой секции - нержавеющая сталь. Причем данная установка обладает тремя сменными тестовыми секциями, что позволяет воссоздавать шероховатость поверхности парафинообразования.

Стоит отметить, что на данной установке возможно исследование лишь однофазного флюида, вследствие чего исследовались дегазированные флюиды, из которых была также удалена свободная вода.

Комплекс измерительных приборов, регистрирующих множество параметров работы установки, позволяет записывать и передавать на персональный компьютер данные о проведении лабораторного исследования. По окончании исследования формируется база данных, включающая изменения каждого параметра на всем протяжении лабораторного исследования. Шаг записи данных - 20 с.

Обработка полученных результатов проводится при помощи уравнения Пуазейля для ламинарного течения жидкости:

$$d = \left(\frac{Q \cdot 128 \cdot \eta \cdot l}{\pi \cdot \Delta P} \right)^{1/4}, \quad (1)$$

где ΔP - перепад давления в трубопроводе, МПа;

Q - объемный расход смеси, м³/с;

η - вязкость смеси, м²/с;

l - длина трубы, м;

d - диаметр трубы, м.

При помощи данного уравнения, в результате проведения лабораторного исследования, становится возможным построение кривой парафинообразования.

Для объективной обработки и сравнения получаемых графиков парафинообразования необходимо ввести величину, характеризующую полученный график, для корректного сравнения различных лабораторных исследований. Для этого введем три метода обработки графика парафинообразования и определения некоторой величины интенсивности образования отложений. Первый метод заключается в построении линейной линии тренда и выделении из формулы данной прямой его угла наклона. Второй метод заключается в определении максимальной толщины отложений в заключительный момент времени. При несовпадении продолжительности исследования все исследования обрабатываются по наименьшей максимальной продолжительности. Третий метод заключается в интегрировании полученных графиков и определении площади под ними.

Все описанные методы приведены на рисунке 4.

При определении величины интенсивности образования отложений для устьевой и забойной пробы становится возможным определить относительное изменение интенсивности образования органических отложений:

$$\Delta = 100 - \frac{I_y}{I_z} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где Δ - степень снижения интенсивности образования органических отложений, %;

I_y - интенсивность образования отложений, определенная по одному из методов, при исследовании устьевой пробы;

I_z - интенсивность образования отложений, определенная по одному из методов, при исследовании забойной пробы.

Лабораторные исследования проведены на ряде проб пластового флюида, свойства которых представлены в таблице 1.

Рисунок 4. Графическое изображение методов определения интенсивности парафинообразования: метод максимальной толщины и линейной линии тренда (а); метод интегрирования (b)

Figure 4. Graphic representation of methods for determining the intensity of wax formation: method of maximum thickness and linear trend line (a); integration method (b)

Таблица 1. Физико-химические свойства исследованных флюидов
Table 1. Physicochemical properties of the studied fluids

Параметр		Флюид № 1	Флюид № 2	Флюид № 3
Объемный коэффициент, доли ед.		1,3	1,084	1,076
Содержание, %	парафина	3,94	3,35	3,21
	смола и асфальтенов	8,16	21,08	21,32
Плотность, кг/м ³	дегазированная	836	873	844
	пластовая	727	847	847
Вязкость, мПа·с	дегазированная	15,5	13,17	17,14
	пластовая	1,02	5,41	7,05

Результаты исследований

В рамках данной работы проведен ряд лабораторных исследований, для каждого из которых рассчитана величина изменения интенсивности образования органических отложений по каждому из приведенных методов. Кривые парафинообразования для флюида № 1 приведены на рисунке 5. Анализируя графики на рисунке 5, становится

очевидным, что кривые парафинообразования при исследованиях забойной и линейной проб одного флюида схожи по своей форме, однако значительно отличаются по динамике увеличения толщины отложений со временем. Численное определение степени изменения интенсивности образования отложений для всех исследованных флюидов приведено в таблице 2.

Рисунок 5. Результаты лабораторных исследований для флюида № 1
Figure 5. Results of laboratory tests for fluid No. 1

Таблица 2. Результаты лабораторных исследований
Table 2. Results of laboratory tests

Флюид	Изменение интенсивности парафиноотложения по различным методам, %			
	метод максимальной толщины	метод линейной линии тренда	метод интегрирования	Средняя величина
№ 1	37,50	48,56	31,81	39,29
№ 2	72,33	79,54	61,79	71,22
№ 3	60.12	58.62	61.10	59.95

Результаты проведенных лабораторных исследований отражают общую тенденцию изменения интенсивности образования органических отложений. При исследовании устьевых проб данная величина значительно ниже, чем при исследовании пластовых. Как видно из полученных данных, степень снижения интенсивности образования органических отложений для каждого из методов различна, ввиду чего определена средняя величина данного параметра.

Выводы

Образование органических отложений при добыче и транспортировке пластового флюида приводит к возникновению аварийных ситуаций и увеличению энергопотребления добывающего объекта. Для корректного моделирования различных технологических процессов, необходимо разработать современные модели парафинообразования.

Для корректной верификации разрабатываемых моделей парафинообразования необходимо проведение

лабораторных исследований по оценке динамики изменения интенсивности парафинообразования забойных и устьевых проб добываемого флюида.

Лабораторные исследования, проведенные на стенде «Wax Flow Loop», показывают, что кривые парафинообразования при исследовании забойной и устьевой проб флюида схожи по форме, однако отличаются по скорости роста отложений, что отображает величина снижения интенсивности парафиноотложения. Анализ и сравнение полученных графиков может стать значительным шагом в процессе формировании корректных методик моделирования процесса парафиноотложения.

Корректная обработка получаемых данных может способствовать увеличению точности моделирования процесса парафинообразования в стволе добывающей скважины и, как следствие, во всей системе сбора нефти конкретного месторождения без необходимости исследования каждого участка в отдельности.

Список источников

1. Rahmat M.Kh., Jovanovic S., Lo K.L. Reliability and Availability Modelling of Uninterruptible Power

References

1. Rahmat M.Kh., Jovanovic S., Lo K.L. Reliability and Availability Modelling of Uninterruptible Power

Supply Systems Using Monte-Carlo Simulation // *International Review of Electrical Engineering*. 2006. Vol. 6. No. 3. P. 374-380.

2. Lei Y., Han S., Zhang J. Effect of the Dispersion Degree of Asphaltene on Wax Deposition in Crude Oil Under Static Conditions // *Fuel Processing Technology*. 2016. Vol. 146. P. 20-28. DOI: 10.1016/j.fuproc.2016.02.005.

3. Towler B.F., Jaripatke O., Mokhtab S. Experimental Investigations of the Mitigation of Paraffin Wax Deposition in Crude Oil Using Chemical Additives // *Petroleum Science and Technology*. 2011. Vol. 29. Issue 5. P. 468-483. DOI: 10.1080/10916460903394029.

4. Krivoshchekov S.N., Vyatkin K.A., Kochnev A.A., Kozlov A.V. An Approach to Estimating the Rate of Organic Deposit Formation in a Hollow Rod String and Selection of Methods for Deposit Prevention // *Periodico Tche Quimica*. 2021. Vol. 18. No. 37. P. 164-178.

5. Вяткин К.А., Илюшин П.Ю., Козлов А.В. Методика прогнозирования межочистного периода линейного трубопровода // *Экспозиция Нефть Газ*. 2021. № 3 (82). С. 44-48. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-44-48.

6. Vyatkin K., Mordvinov V., Ilushin P., Kozlov A. Influences of the Water Cut of Pumping Oil and the Mineralization of the Associated Water on the Rate of Sludging // *Applied Sciences*. 2021. Vol. 11. No. 15. P. 6678. DOI: 10.3390/app11156678.

7. Букреев В.Г., Сипайлова Н.Ю., Сипайлов В.А. Стратегия управления электротехническим комплексом механизированной добычи нефти на основе экономического критерия // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2017. Т. 328. №. 3. С. 75-84.

8. Camponogara E., Plucenio A., Teixeira A.F., Campos S.R.V. An Automation System for Gas-Lifted Oil Wells: Model Identification, Control, and Optimization // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2010. Vol. 70. Issue 3-4. P. 157-167. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.11.003.

9. Ailin J., Jianlin G. Key Technologies and Understandings on the Construction of Smart Fields // *Petroleum Exploration and Development*. 2012. Vol. 39. Issue 1. P. 127-131. DOI: 10.1016/S1876-3804(12)60024-X.

10. Huang Z., Li Y., Peng Y., Shen Z., Zhang W., Zhang M. Study of the Intelligent Completion System for Liaohe Oil Field // *Procedia Engineering*. 2011. Vol. 15. P. 739-746. DOI: 10.1016/j.proeng.2011.08.138.

11. Jalalnezhad M.J., Kamali V. Development of an Intelligent Model for Wax Deposition in Oil Pipeline // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2016. Vol. 6. P. 129-133. DOI: 10.1007/s13202-015-0160-3.

12. El-Dalatony M.M. Occurrence and Characterization of Paraffin Wax Formed in Developing Wells and Pipelines // *Energies*. 2019. Vol. 12. No. 6. P. 967. DOI: 10.3390/en12060967.

Supply Systems Using Monte-Carlo Simulation. *International Review of Electrical Engineering*, 2006, Vol. 6, No. 3, pp. 374-380.

2. Lei Y., Han S., Zhang J. Effect of the Dispersion Degree of Asphaltene on Wax Deposition in Crude Oil Under Static Conditions. *Fuel Processing Technology*, 2016, Vol. 146, pp. 20-28. DOI: 10.1016/j.fuproc.2016.02.005.

3. Towler B.F., Jaripatke O., Mokhtab S. Experimental Investigations of the Mitigation of Paraffin Wax Deposition in Crude Oil Using Chemical Additives. *Petroleum Science and Technology*, 2011, Vol. 29, Issue 5, pp. 468-483. DOI: 10.1080/10916460903394029.

4. Krivoshchekov S.N., Vyatkin K.A., Kochnev A.A., Kozlov A.V. An Approach to Estimating the Rate of Organic Deposit Formation in a Hollow Rod String and Selection of Methods for Deposit Prevention. *Periodico Tche Quimica*, 2021, Vol. 18, No. 37, pp. 164-178.

5. Vyatkin K.A., Ilyushin P.Yu., Kozlov A.V. Metodika prognozirovaniya mezhochistnogo perioda lineinogo truboprovoda [Method for Predicting the Value of the Inter-Treatment Period of a Linear Pipeline]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz - Exposition Oil Gas*, 2021, No. 3 (82), pp. 44-48. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-44-48. [in Russian].

6. Vyatkin K., Mordvinov V., Ilushin P., Kozlov A. Influences of the Water Cut of Pumping Oil and the Mineralization of the Associated Water on the Rate of Sludging. *Applied Sciences*, 2021, Vol. 11, No. 15, pp. 6678. DOI: 10.3390/app11156678.

7. Bukreev V.G., Sipailova N.Yu., Sipailov V.A. Strategiya upravleniya elektrotekhnicheskim kompleksom mekhanizirovannoi dobychi nefti na osnove ekonomicheskogo kriteriya [Management Strategy for the Electrotechnical Complex of Mechanized Oil Production Based on the Economic Criterion]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov - Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, Vol. 328, No. 3, pp. 75-84. [in Russian].

8. Camponogara E., Plucenio A., Teixeira A.F., Campos S.R.V. An Automation System for Gas-Lifted Oil Wells: Model Identification, Control, and Optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, Vol. 70, Issue 3-4, pp. 157-167. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.11.003.

9. Ailin J., Jianlin G. Key Technologies and Understandings on the Construction of Smart Fields. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, Vol. 39, Issue 1, pp. 127-131. DOI: 10.1016/S1876-3804(12)60024-X.

10. Huang Z., Li Y., Peng Y., Shen Z., Zhang W., Zhang M. Study of the Intelligent Completion System for Liaohe Oil Field. *Procedia Engineering*, 2011, Vol. 15, pp. 739-746. DOI: 10.1016/j.proeng.2011.08.138.

11. Jalalnezhad M.J., Kamali V. Development of an Intelligent Model for Wax Deposition in Oil Pipeline. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2016, Vol. 6, pp. 129-133. DOI: 10.1007/s13202-015-0160-3.

13. Вяткин К.А., Козлов А.В., Илюшин П.Ю. Методика прогнозирования изменения интенсивности образования асфальтеносмолопарафиновых отложений в нефтедобывающей скважине // Инженер-нефтяник. 2020. № 4. С. 38-45.
14. Hosseinipour A., Japper-Jaafar A., Yusup S., Ismail L. Application of the Avrami Theory for Wax Crystallisation of Synthetic Crude Oil // *International Journal of Engineering*. 2019. Vol. 32. Issue 1. P. 18-27. DOI: 10.5829/IJE.2019.32.01A.03.
15. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional Anti-Wax Coatings for Paraffin Control in Oil Pipelines // *Petroleum Science*. 2019. Vol. 16. P. 619-631. DOI: 10.1007/s12182-019-0309-7.
16. Krivoshchekov S.N., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Modeling of Asphaltene-Resin-Wax Deposits Formation in a String of Hollow Rods During Simultaneous Separate Operation of Two Oil Reservoirs // *Chemical and Petroleum Engineering*. 2021. Vol. 57. P. 213-219. DOI: 10.1007/s10556-021-00920-1.
17. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and Removing Wax Deposition inside Vertical Wells: a Review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2019. Vol. 9. P. 2091-2107. DOI: 10.1007/s13202-019-0609-x.
18. Banki R., Hoteit H., Firoozabadi A. Mathematical Formulation and Numerical Modeling of Wax Deposition in Pipelines from Enthalpy-Porosity Approach and Irreversible Thermodynamics // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2008. Vol. 51. Issue 13-14. P. 3387-3398. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2007.11.012.
19. Li H., Ju L., Zhang C., Peng Q. Unconditional Energy Stable Linear Schemes for the Diffuse Interface Model with Peng-Robinson Equation of State // *Journal of Scientific Computing*. 2018. Vol. 75. P. 993-1015. DOI: 10.1007/s10915-017-0576-7.
12. El-Dalatony M.M. Occurrence and Characterization of Paraffin Wax Formed in Developing Wells and Pipelines. *Energies*, 2019, Vol. 12, No. 6, pp. 967. DOI: 10.3390/en12060967.
13. Vyatkin K.A., Kozlov A.V., Ilyushin P.Yu. Metodika prognozirovaniya izmeneniya intensivnosti obrazovaniya asfal'tenosmoloparafinykh otlozhenii v neftedobyvayushchei skvazhine [Method for Predicting Changes in the Intensity of Formation of Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits in an Oil Production Well]. *Inzhener-neftyanik - Petroleum Engineer*, 2020, No. 4, pp. 38-45. [in Russian].
14. Hosseinipour A., Japper-Jaafar A., Yusup S., Ismail L. Application of the Avrami Theory for Wax Crystallisation of Synthetic Crude Oil. *International Journal of Engineering*, 2019, Vol. 32, Issue 1, pp. 18-27. DOI: 10.5829/IJE.2019.32.01A.03.
15. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional Anti-Wax Coatings for Paraffin Control in Oil Pipelines. *Petroleum Science*, 2019, Vol. 16, pp. 619-631. DOI: 10.1007/s12182-019-0309-7.
16. Krivoshchekov S.N., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Modeling of Asphaltene-Resin-Wax Deposits Formation in a String of Hollow Rods During Simultaneous Separate Operation of Two Oil Reservoirs. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 57, pp. 213-219. DOI: 10.1007/s10556-021-00920-1.
17. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and Removing Wax Deposition inside Vertical Wells: a Review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, Vol. 9, pp. 2091-2107. DOI: 10.1007/s13202-019-0609-x.
18. Banki R., Hoteit H., Firoozabadi A. Mathematical Formulation and Numerical Modeling of Wax Deposition in Pipelines from Enthalpy-Porosity Approach and Irreversible Thermodynamics. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2008, Vol. 51, Issue 13-14, pp. 3387-3398. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2007.11.012.
19. Li H., Ju L., Zhang C., Peng Q. Unconditional Energy Stable Linear Schemes for the Diffuse Interface Model with Peng-Robinson Equation of State. *Journal of Scientific Computing*, 2018, Vol. 75, pp. 993-1015. DOI: 10.1007/s10915-017-0576-7.

Информация об авторах

• Илюшин Павел Юрьевич, канд. техн. наук
Пермский национальный исследовательский
политехнический университет
Доцент кафедры «Нефтегазовые технологии»
Россия, 614990, Пермский край, Пермь,
Комсомольский проспект, д. 29
тел. +7 (342) 219-80-6
e-mail: ilushin-pavel@yandex.ru

Information about the authors

• Ilushin Pavel Y., Candidate of Engineering Sciences
Perm National Research Polytechnic University
Assistant Professor of Oil and Gas Technologies
Department
29, Komsomolsky prospekt, Perm, 614990,
Russia
tel: +7 (342) 219-80-6
e-mail: ilushin-pavel@yandex.ru

• Вяткин Кирилл Андреевич
Пермский национальный исследовательский
политехнический университет
Аспирант кафедры «Нефтегазовые технологии»
Россия, 614990, Пермский край, Пермь,
Комсомольский проспект, д. 29
e-mail: kirill.vyatkin@girngm.ru

• Vyatkin Kirill A.
Perm National Research Polytechnic University
Post-Graduate Student of Oil and Gas Technologies
Department
29, Komsomolsky prospekt, Perm, 614990,
Russia
e-mail: kirill.vyatkin@girngm.ru

• Козлов Антон Вадимович
Пермский национальный исследовательский
политехнический университет
Студент кафедры «Нефтегазовые технологии»
Россия, 614990, Пермский край, Пермь,
Комсомольский проспект, д. 29
e-mail: anton.kozlov@girngm.ru

• Kozlov Anton V.
Perm National Research Polytechnic University
Student of Oil and Gas Technologies
Department
29, Komsomolsky prospekt, Perm, 614990,
Russia
e-mail: anton.kozlov@girngm.ru

• Вотинова Алена Олеговна
Пермский национальный исследовательский
политехнический университет
Студент кафедры «Нефтегазовые технологии»
Россия Федерация, 614990, Пермский край,
Пермь, Комсомольский проспект, д. 29
e-mail: votinova_alena@mail.ru

Votinova Alena O.
Perm National Research Polytechnic University
Student of Oil and Gas Technologies
Department
29, Komsomolsky prospekt, Perm, 614990,
Russia
e-mail: votinova_alena@mail.ru

Статья поступила в редакцию 10.09.2021; одобрена после рецензирования 20.10.2021; принята к публикации 01.11.2021.

The article was submitted 10.09.2021; approved after reviewing 20.10.2021; accepted for publication 01.11.2021.