

УДК 622.276

ВЛИЯНИЕ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА НЕФТИ НА КОЭФФИЦИЕНТ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ФОРМИРУЕМЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Илюшин Павел Юрьевич¹,
ilushin-pavel@yandex.ru

Вяткин Кирилл Андреевич¹,
kirill.vyatkin@girngm.ru

Козлов Антон Вадимович¹,
anton.kozlov@girngm.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью увеличения точности моделирования процессов тепломассопереноса и образования органических отложений в нефтяных скважинах и линейных нефтепроводах. Во множестве моделей образования органических отложений опускается влияние их коэффициента теплопроводности на процесс конвективного тепломассопереноса в гетерогенной среде, однако учет данного параметра может значительным образом повлиять на получаемый результат, увеличивая термическое сопротивление трубопровода. Тепломассоперенос в объеме углеводородов является сложным процессом, который рассматривается как конвективный теплообмен, при котором учитываются процессы молекулярной диффузии вещества. В рамках данной работы рассматривается анализ диффузионных механизмов переноса тепла в органических отложениях, однако процессом диффузии вещества предлагается пренебречь. Образование данных отложений является одним из наиболее серьезных осложнений при добыче углеводородов на различных месторождениях по всему миру, в частности в Пермском крае.

Цель: оценить степень влияния компонентного состава флюида и его вязкости на коэффициент теплопроводности органических отложений данного флюида; определить возможность оценки коэффициента теплопроводности органических отложений без проведения дополнительных лабораторных исследований.

Методы: проведение лабораторных исследований на установке «WaxFlowLoop», определение компонентного состава флюида методом газовой хроматографии.

Результаты. Для характеристики компонентного состава флюида была принята величина отношения низкомолекулярных (C₅–C₁₆) компонентов к высокомолекулярным (C₁₇–C₆₀₊). По результатам проведенных исследований получено, что коэффициент теплопроводности органических отложений увеличивается с ростом доли низкомолекулярных углеводородов в составе исследуемого флюида. Также определено наличие корреляции между динамической вязкостью флюида и величиной коэффициента теплопроводности органических отложений, снижающимся с ростом вязкости флюида.

Выводы. Полученные экспериментальные результаты позволяют сделать вывод о возможности прогнозирования величины коэффициента теплопроводности органических отложений по свойствам исходного флюида. Использование величины коэффициента теплопроводности асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе моделирования его образования, а также полученные корреляционные зависимости, позволят существенно продвинуться в вопросах моделирования процесса теплопередачи между флюидом и стенкой и образования органических отложений в нефтедобывающих скважинах и подземных нефтепроводах.

Ключевые слова:

Коэффициент теплопроводности, органические отложения, моделирование, нефтяная скважина, лабораторные исследования.

Введение

В процессе добычи, транспортировки и первичной подготовки нефти отмечается образование органических отложений на внутренних поверхностях лифтовых колонн, линейных нефтепроводов и нефтепромыслового оборудования [1, 2]. Примерами таких органических отложений могут являться асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). Проблема выпадения данных отложений является одной из наиболее серьезных в современной нефтедобыче [3, 4]. Особенно сильно данная проблема осложняется на месторождениях углеводородов, переходящих на поздние стадии разработки, к которым относится большинство месторождений Пермского края [5]. Формирование данных частиц в потоке углеводородов и их дальнейшая адгезия на холодных поверхностях ведет к росту давления в системе сбора, нарушению работы

нефтепромыслового оборудования и может стать причиной аварии [6–8].

В современной нефтедобывающей отрасли имеется тренд на цифровизацию производства, в том числе разработку и внедрение «цифровых двойников» месторождений и компьютерное моделирование процессов нефтедобычи и транспортировки [9, 10]. Для успешного внедрения данных технологий необходимо наличие большого объема данных о свойствах флюидов, законах их течения и тепломассопереноса. В процессе проектирования разработки, добычи и транспортировки углеводородов одной из важнейших задач является проведение комплексного исследования флюида и оценка вероятности адгезии данных отложений, а также пространственно-временное распределение сформированных отложений [11, 12]. При корректном проектировании данных параметров ста-

новится возможным наиболее точно оценивать необходимость проведения очистных мероприятий на проектируемом объекте, внедрение оборудования для борьбы с АСПО и т. д. [13–15].

Моделирование процессов образования органических отложений происходит в различных программных комплексах. Примерами таких программ могут служить Schlumberger-PIPESIM, Multiflash, Flow Assurance OPGA, LedaFlow Software. Большинство моделей парафинообразования, описанных в научной литературе, учитывают состав флюида, термобарические и скоростные условия его течения [16–19]. Авторами рассмотрено три модели парафинообразования: «Matzane Model», «Model RRR», «Heat Analogy» [20]. Первые две модели учитывают процесс молекулярной диффузии или сдвиговой дисперсии как основные механизмы образования отложений, третья же модель основана на тепловой аналогии. Общим параметром, учитываемым во всех рассмотренных моделях, является наличие температурного градиента между потоком флюида и холодной поверхностью [21–23]. Однако при моделировании процессов образования органических отложений не учитывается величина коэффициента теплопроводности АСПО, способная оказать значительное влияние на скорость образования данных отложений.

В исследовании [24] показано, что при заполнении нефтепровода органическими отложениями более чем на 5 % величина их термического сопротивления становится доминирующей в общем термическом сопротивлении нефтепровода. В работе [25] проведено моделирование образования АСПО при различных величинах их коэффициента теплопроводности. Показано, что при увеличении коэффициента теплопроводности с 0,1 до 0,4 Вт/(м·К) прогнозируемая толщина сформированных отложений изменяется на 50 %, что подтверждает важность коэффициента теплопроводности АСПО при прогнозировании их образования.

Несмотря на несомненную важность данного параметра, единой методики его определения не существует. Во множестве известных научных работ величина коэффициента теплопроводности принималась равной постоянной величине, значение которой нередко не соответствует известному диапазону значений коэффициента теплопроводности АСПО. Целью данной работы является определение влияния компонентного состава флюида на коэффициент теплопроводности формируемых отложений. Определение коэффициента теплопроводности АСПО проводилось по разработанной ранее методике, позволяющей с достаточной точностью оценить эту величину при исследовании процесса образования органических отложений на лабораторной установке «Wax Flow Loop» [13]. Основные элементы этой методики представлены в главе «Методика лабораторных исследований».

Методика лабораторных исследований

Лабораторная установка «Wax Flow Loop» представляет собой замкнутый гидравлический контур, позволяющий исследовать процессы парафинообра-

зования при различных термобарических условиях. Лабораторный стенд представлен на рис. 1 и включает в себя: насос (а), дифференциальный манометр (б), тестовую секцию (с), охлаждаемую через внешний трубопровод (d), сырьевую емкость (h) с внешним жидкостным охлаждением (m) и датчиком уровня жидкости (i). С целью контроля температуры в охлаждающих устройствах (d) и (m) используются циркуляционные термостаты (е) и (g) соответственно. Контроль массового расхода жидкости и ее плотности осуществляется расходомером (f). Краны – 1 и 5 применяются при проверке уровня жидкости в сырьевой емкости. При необходимости ограничения поступления жидкости в рабочую часть установки необходимо перекрыть кран – 2. Краны – 3 и 4 применяются при промывках или необходимости организации движения по импульсным линиям, ведущим к дифференциальному манометру.

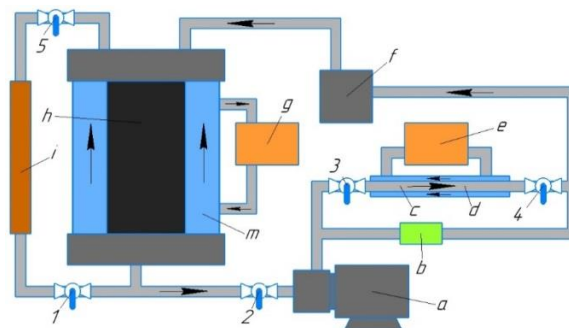


Рис. 1. Гидравлическая схема установки «WaxFlowLoop»
Fig. 1. Hydraulic diagram of the «WaxFlowLoop» installation

Работа установки «WaxFlowLoop» основана на контроле термобарических условий циркуляции исследуемого флюида и температуры стенки тестовой секции. Давление в системе задается благодаря закачке в сырьевую емкость азота по специальному каналу (не представлен на рисунке). При создании и поддержании достаточного градиента температур возникает явление образования органических отложений.

Возможности данной установки позволяют моделировать процессы течения флюида в реальном трубопроводе. Подбор массового расхода, а соответственно и скорости движения флюида, обеспечивает кинематическое подобие. Изготовление тестовой секции из нержавеющей стали, качественный отбор проб и корректный выбор термобарического режима позволяют сделать вывод о тепловом подобии режимов движения жидкости и образования отложений в данной установке и в реальном нефтепроводе. Причем тепловое подобие будет соблюдаться исключительно в условии сохранения скорости движения жидкости и перепада температур. Благодаря наличию множества датчиков параметры работы установки непрерывно записываются и могут быть обработаны по окончании исследования. Исследования на установке «WaxFlowLoop» проводятся в течение 8–36 часов. По окончании исследования формируется база данных, содержащая все полученные в ходе исследования

данные. Определение толщины органических отложений выполняется с помощью уравнения (1), представляющего из себя уравнение Пуазейля для ламинарного режима течения при расчетах потерь давления в трубопроводе.

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

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.

Причем вязкость нефти определялась по этой же формуле при движении нефти по тестовой секции в условии отсутствия градиента температур.

Далее приведены характеристики установки и параметры проведения одного из лабораторных исследований.

Таблица. Параметры проведения исследования

Table. Parameters of the study

Параметр/Parameter		Размерность Dimension	Величина Value
Динамическая вязкость нефти Oil dynamic viscosity	при (at) 20 °C	мПа·с mPa·s	2,3
	при (at) 5 °C		6,9
Плотность нефти/Oil density		кг/м ³ /kg/m ³	857,4
Коэффициент теплопроводности материала тестовой секции Thermal conductivity of the test section material		Вт/(м·°K) W/(m·°K)	90
Массовый расход жидкости Mass flow rate of liquid		кг/ч kg/h	4,58
Температура на выходе из тестовой секции Temperature at the outlet of the test section	В начале исследования At the beginning of the study	°C	13,51
	В конце исследования At the end of the study	°C	15,71
Температура охлаждения тестовой секции Cooling temperature of the test section		°C	5
Толщина органических отложений в конце исследования Thickness of organic deposits at the end of the study		мм mm	0,792
Температурный напор в тестовой секции Temperature pressure in the test section		°C	2
Диаметр тестовой секции Diameter of the test section		мм mm	4,57
Скорость движения нефти в установке Oil movement speed in the installation		м/с m/s	0,079

В рамках проведенной работы выполнено моделирование движения флюида в тестовой секции в программном комплексе «Ansys Fluent». Свойства флюида, температурный режим и скорость его течения принимались идентично данным, приведенным в таблице. В результате получено, что длина термического начального участка тестовой секции составляет от 10 до 15 % от ее длины.

Определение коэффициента теплопроводности органических отложений предполагает высокую точность регистрируемых параметров. Все величины должны изменяться линейно, а величины массового расхода, температуры на входе в тестовую секцию и в

циркуляционных термостатах изменяться не более чем на 5 %.

Основой методики определения коэффициента теплопроводности АСПО является вычисление термического сопротивления стенки тестовой секции до и после образования органических отложений. Преимуществом данной методики является определение коэффициента теплопроводности в условиях парафинообразования без физического воздействия на АСПО, а значит без изменения их поровой структуры. Определение коэффициента теплопроводности производится по выражению (2).

$$\lambda_{\text{АСПО}} = \frac{\ln \frac{d_2}{d_3}}{2 \cdot (R_l^* - R_l)}, \quad (2)$$

где R_l – термическое сопротивление до образования АСПО, (м·°K)/Вт; R_l^* – термическое сопротивление после образования АСПО, (м·°K)/Вт; d_2 – внешний диаметр тестовой секции, м; d_3 – внутренний диаметр тестовой секции после образования органических отложений, м.

Допущением применения данной методики является равномерное распределение толщины органических отложений по длине тестовой секции, поскольку оценить действительный профиль адгезированных отложений не представляется возможным. Однако стоит отметить, что наличие неравномерности распределения органических отложений в тестовой секции не окажет значительного влияния на ее суммарное термическое сопротивление. Также данная методика апробирована лишь для однофазных потоков, что является технологическим ограничением работы установки.

Для каждого из исследуемых флюидов был определен компонентный состав по стандарту ASTM 7213 с помощью газовой хроматографии методом SimDis. Хроматограф Agilent 7890B с детектором ионизации пламени, газ носитель – гелий, колонка капиллярная (5 м), представлен на рис. 2. С помощью калибровочной таблицы по значениям температуры кипения рассчитывался компонентный состав исследуемых проб. В программном продукте PVTsim сформированы таблицы PVT свойств.



Рис. 2. Хроматограф Agilent 7890B

Fig. 2. Chromatograph Agilent 7890B

Результаты лабораторных исследований

Далее представлены результаты обработки ряда лабораторных исследований по определению коэффициента теплопроводности АСПО, сформированных при исследовании различных флюидов. Данные ис-

следования проведены на 20 пробах пластового флюида. Как уже было сказано ранее, для каждого из этих флюидов проведена оценка компонентного состава, пример которого представлен на рис. 3.

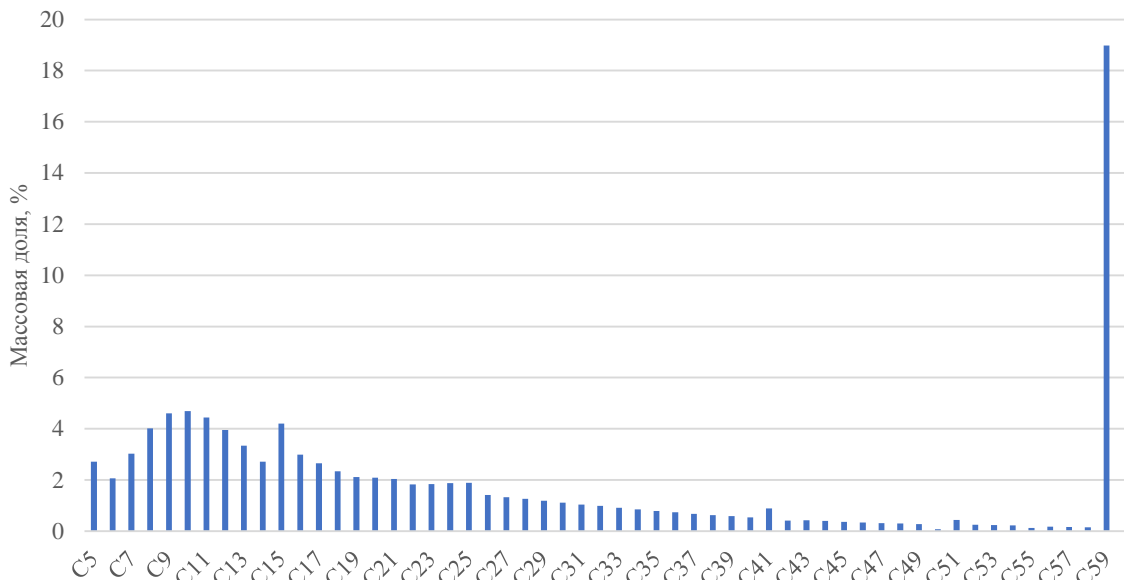


Рис. 3. Компонентный состав исследуемого флюида
Fig. 3. Component composition of the investigated fluid

Как видно из рисунка, исследуемый флюид содержит преимущественно низкомолекулярные углеводороды, их доля составляет 42,7 %. В то же время можно отметить значительное содержание компонентов C_{60+} , их содержание превышает 19 %. Температура кипения данных компонентов превышает 600 °С, ввиду чего их можно отнести к гудронам.

С целью характеристики компонентного состава флюида одним параметром принята величина, характеризующая соотношение в исследуемом флюиде низкомолекулярных и высокомолекулярных компонентов. Вычисление характеристики компонентного состава проводилось по выражению (3). На рис. 4 представлены результаты определения влияния компонентного состава и вязкости флюида на коэффициент теплопроводности органических отложений.

$$X = \frac{\Sigma(C_5-C_{16})}{\Sigma(C_{17}-C_{60+})} * 100, \quad (3)$$

где $\Sigma(C_5-C_{16})$ – суммарное содержание низкомолекулярных компонентов в нефти, %; $\Sigma(C_{17}-C_{60+})$ – суммарное содержание высокомолекулярных компонентов в нефти, %.

Как видно из рис. 4, а, для исследуемых нефтей характеристика компонентного состава находится в диапазоне от 35,4 до 139,1 %. Анализируя характер изменения коэффициента теплопроводности, стоит заметить, что наблюдается устойчивый тренд к росту ее величины с увеличением характеристики компонентного состава во всем рассмотренном диапазоне.

Наличие рассматриваемой зависимости свидетельствует о более низком значении коэффициента теплопроводности для тяжелых нефтей, что объясняется содержанием в них высоких концентраций смол и асфальтенов. Описанная динамика подтверждается наличием низких коэффициентов теплопроводности у гудронов и парафинов. Также данная зависимость позволяет предположить нисходящую динамику изменения коэффициента теплопроводности органических отложений ввиду процесса их «старения» [27, 28].

Как известно, содержание в нефти высокомолекулярных компонентов (смол, асфальтенов) значительным образом влияет на его кажущуюся вязкость. Анализ рис. 4, б показывает, что высокое содержание высокомолекулярных соединений вызывает увеличение динамической вязкости флюида и снижение его коэффициента теплопроводности. При этом основное снижение этого параметра приходится на диапазон вязкости до 7 мПа · с. Дальнейшее увеличение вязкости флюида приводит к незначительному изменению коэффициента теплопроводности органических отложений, что может свидетельствовать о наличии некоторой предельной концентрации высокомолекулярных компонентов в флюиде, выше которых значительного изменения коэффициента теплопроводности не происходит, каким бы высоким не было их содержание.

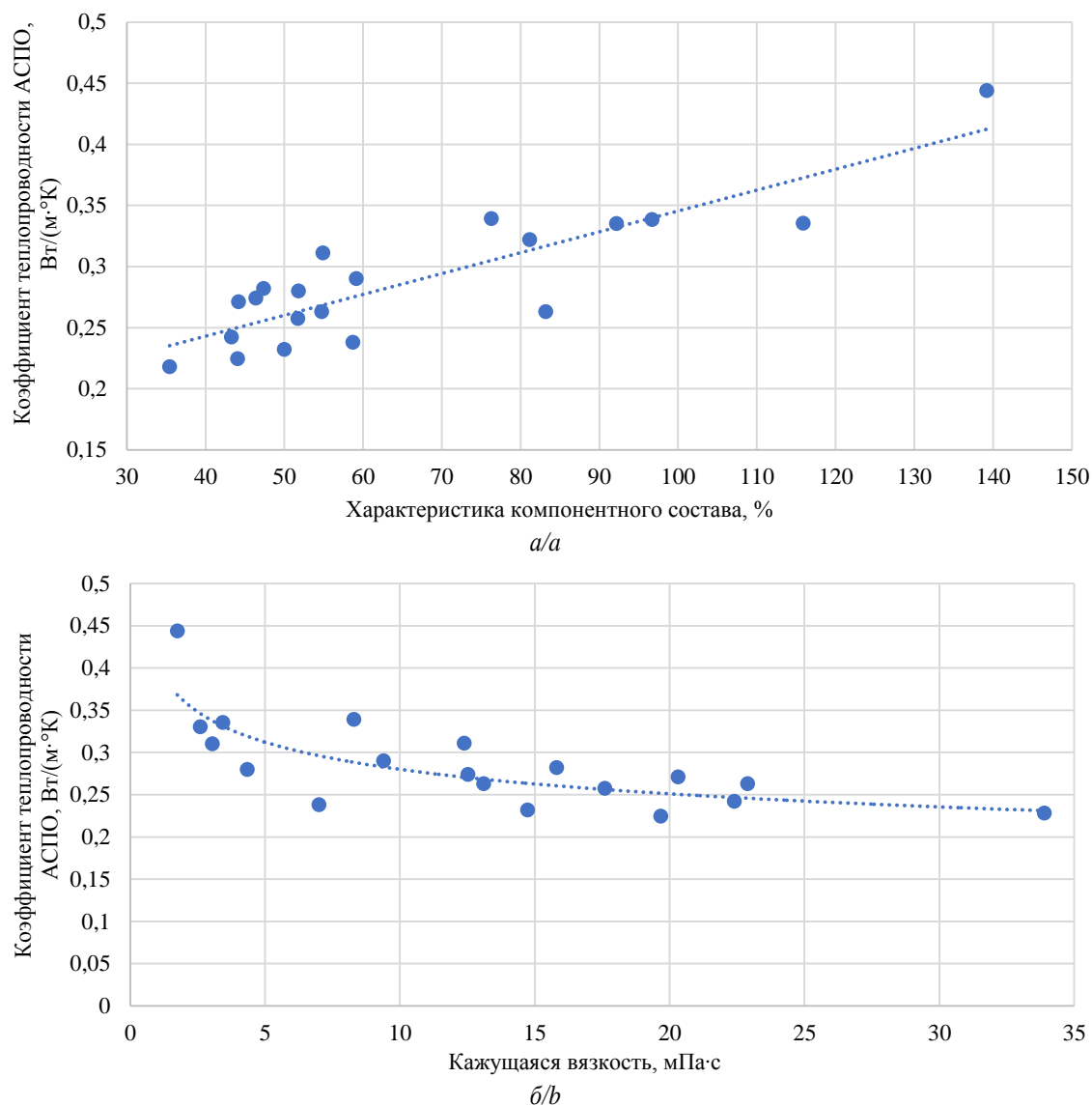


Рис. 4. Зависимость коэффициента теплопроводности АСПО от: а) характеристики компонентного состава; б) вязкости флюида

Fig. 4. Dependence of the ARPD thermal conductivity on: a) fractional composition characteristics; b) fluid viscosity

Заключение

Исследование коэффициента теплопроводности органических отложений является важным направлением в сторону увеличения точности моделирования процессов их образования в линейных нефтепроводах или лифтовых колоннах. В случае достаточного изучения этой величины, степени и характера ее изменения в процессе формирования органических отложений становится возможным более корректно производить моделирование парафинообразования, температуры внутренней поверхности лифтовой колонны и линейного нефтепровода. Определение корреляционных зависимостей между коэффициентом теплопроводности АСПО и характеристикой компонентного

состава позволит оценивать значение коэффициента теплопроводности для любого флюида без необходимости проведения дополнительных лабораторных исследований. Использование полученных корреляционных зависимостей позволит значительно увеличить точность моделирования процессов добычи и транспортировки пластовых флюидов. Дальнейшие исследования в этой области могут быть направлены на определение характера влияния на коэффициент теплопроводности органических отложений температуры их формирования, наличия включений нефтяной и водной фаз.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Influences of the water cut of pumping oil and the mineralization of the associated water on the rate of sludging / K. Vyatkin, V. Mordvinov, P. Ilushin, A. Kozlov // *Applied Sciences*. – 2021. – V. 11. – № 15. – С. 6678.
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. – V. 146. – P. 20–28.
3. Experimental investigations of the mitigation of paraffin wax deposition in crude oil using chemical additives / B.F. Towler, O. Jaripatke, S. Mokhtab // *Petroleum Science and Technology*. – 2011. – V. 29. – № 5. – P. 468–483.
4. 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*. – 2022. – V. 7. – № 1. – С. 3.
5. Efficiency evaluation of the heat deparaffinization of producing well equipped by sub pump with hollow rods / A.V. Lekomtsev, W. Kang, S.V. Galkin, Y.A. Ketova // *Periodico Tche Quimica*. – 2020. – V. 17. – № 36. – С. 750–765.
6. Modeling of paraffin wax deposition process in poorly extractable hydrocarbon stock / A. G. Safulina, D.A. Ibragimova, L.R. Baibekova, R.R. Soldatova, S.M. Petrov, N.Y. Bashkirtseva // *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. – 2018. – V. 53. – № 6. – P. 897–904.
7. Ляпин А.Ю., Астахов А.В., Михалёв Ю.П. Исследование температуры кристаллизации парафинов в нефти с целью уменьшения образования асфальтосмолопарафиновых отложений // *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2017. – Т. 7. – № 6. – С. 28–35.
8. Акрамов Т.Ф., Яркеева Н.Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти // *Нефтегазовое дело*. – 2017. – Т. 15. – № 4. – С. 67–72.
9. Jalalnezhad M.J., Kamali V. Development of an intelligent model for wax deposition in oil pipeline // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2016. – V. 6. – № 1. – P. 129–133.
10. Ilushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Forecasting the value of the linear pipeline cleaning interval based on the laboratory research // *International Review of Mechanical Engineering*. – 2021. – V. 15. – № 6. – С. 294–300.
11. A fundamental model of wax deposition in subsea oil pipelines / Z. Huang, H.S. Lee, M. Senra, S.H. Fogler // *AIChE Journal*. – 2011. – V. 57. – № 11. – P. 2955–2964.
12. Occurrence and characterization of paraffin wax formed in developing wells and pipelines / M.M. El-Dalatony, B.H. Jeon, E.S. Salama, M. Eraky, W.B. Kim, J. Wang, T. Ahn // *Energies*. – 2019. – V. 12. – № 6. – P. 967–989.
13. Методика оценки теплопроводности органических отложений на лабораторной установке Wax Flow Loop / П.Ю. Илюшин, К.А. Вяткин, А.В. Козлов, А.О. Вогинова // *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2021. – Т. 11. – № 6. – С. 622–629.
14. Improvement of the methodology for determining reliability indicators of oil and gas equipment / V.V. Bukhtoyarov, V.S. Tynchenko, E.A. Petrovskiy, V.V. Tynchenko, V.G. Zhukov // *International Review on Modelling and Simulations*. – 2018. – V. 11. – № 1. – P. 37–50.
15. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines // *Petroleum Science*. – 2019. – V. 16. – P. 619–631.
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 // *Chem Petrol Eng*. – 2021. – № 3. – P. 1–7. URL: <https://doi.org/10.1007/s10556-021-00920-1> (дата обращения 15.11.2021).
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. – V. 9. – № 3. – P. 2091–2107.
18. Application of the Avrami theory for wax crystallisation of synthetic crude oil / A. Hosseinpour, A. Japper-Jaafar, S. Yusup, L. Ismail // *International Journal of Engineering*. – 2019. – V. 32. – № 1. – P. 18–27. DOI: 10.5829/IJE.2019.32.01A.03
19. Study on inhibition of high-molecular-weight paraffins for south eagle ford condensate / K. Gawas, P. Krishnamurthy, F. Wei, E. Acosta, Y. Jiang // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – Houston, TX, USA, 2015. – P. 1289–1299. – Paper SPE 174817.
20. 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. – V. 5. – № 2. – P. 206–213.
21. Dalirsefat R., Feyzi F. A thermodynamic model for wax deposition phenomena // *Fuel*. – 2007. – V. 86. – № 10–11. – P. 1402–1408.
22. 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. – V. 51. – № 13–14. – P. 3387–3398.
23. Unconditionally energy stable linear schemes for the diffuse interface model with Peng–Robinson equation of state / H. Li, L. Ju, C. Zhang, Q. Peng // *Journal of Scientific Computing*. – 2018. – V. 75. – № 2. – P. 993–1015.
24. Thermodynamics prediction of wax precipitation using the Patel–Teja equation of state / K.K. Farayola, Y.B. Adeboye, O.A. Adekomaya, A.O. Olatunde // *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. – Tinapa-Calabar, Nigeria, 2010. – P. 154–160. – Paper SPE 136966.
25. Bidmus H.O., Mehrotra A.K. Heat-transfer analogy for wax deposition from paraffinic mixtures // *Industrial & engineering chemistry research*. – 2004. – V. 43. – № 3. – P. 791–803.
26. Veiga H.M.B., Fleming F.P., Azevedo L.F.A. Wax deposit thermal conductivity measurements under flowing conditions // *Energy & Fuels*. – 2017. – V. 31. – № 11. – P. 11532–11547.
27. Wax deposition study in a cold-finger system with model oil / K. Fan, Q. Huang, S. Li, D. Zhao // *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. – Nusa Dua, Bali, Indonesia, 2015. – P. 1–15.
28. Singh P., Youyen A., Fogler H.S. Existence of a critical carbon number in the aging of a wax-oil gel // *American Institute of Chemical Engineers journal*. – 2001. – V. 47. – № 9. – P. 2111–2124.

Поступила 26.01.2022 г.

Информация об авторах

Илюшин П.Ю., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Вяткин К.А., аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Козлов А.В., лаборант-исследователь кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276

OIL COMPONENT COMPOSITION INFLUENCE ON THERMAL CONDUCTIVITY OF FORMED ORGANIC DEPOSITS

Pavel Yu. Ilyushin¹,
ilyushin-pavel@yandex.ru

Kirill A. Vyatkin¹,
kirill.vyatkin@girngm.ru

Anton V. Kozlov¹,
anton.kozlov@girngm.ru

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to increase the accuracy of modelling heat and mass transfer and formation of organic deposits in oil wells and linear oil pipelines. Many models of the formation of organic deposits omit the influence of their thermal conductivity coefficient on convective heat and mass transfer in a heterogeneous medium, but consideration of this parameter can significantly affect the result, increasing thermal resistance of the pipeline. Heat and mass transfer in the volume of hydrocarbons is a complex process, which is considered as convective heat transfer, which takes into account the matter molecular diffusion. This paper considers the diffusion mechanisms of heat transfer in organic deposits but neglects the diffusion of matter. The formation of these deposits is one of the most serious complications in the production of hydrocarbons in various hydrocarbon fields around the world, in particular in the Perm Krai.

The aim of the research is to assess the degree of influence of the component composition of the fluid and its viscosity on thermal conductivity of organic deposits of a given fluid; to determine the possibility of assessing the thermal conductivity coefficient of organic deposits without conducting additional laboratory studies.

Methods: laboratory research on the «WaxFlowLoop» installation, determination of the component composition of the fluid by gas chromatography.

Results. To characterize the component composition of the fluid, the ratio of low molecular weight (C₅–C₁₆) components to high molecular weight (C₁₇–C₆₀₊) was taken. According to the results of the studies, it was found that the thermal conductivity of organic deposits grows with the increase in the proportion of low molecular weight hydrocarbons in the composition of the studied fluid. The presence of a correlation between the dynamic viscosity of the fluid and the value of the thermal conductivity of organic deposits, which decreases with an increase in the viscosity of the fluid, was also determined.

Conclusion. The obtained experimental results allow us to conclude that it is possible to predict the value of thermal conductivity of organic deposits by the properties of the initial fluid. The use of the wax deposition thermal conductivity value when modeling its formation, as well as the obtained correlations, will make it possible to achieve significant progress in modeling heat transfer between the fluid and the wall and the formation of organic deposits in oil wells and underground oil pipelines.

Key words:

Thermal conductivity, organic deposits, modeling, oil well, laboratory research.

The research was carried out due to the grant of the Russian Science Foundation no. 21-79-10403.

REFERENCES

- 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.
- 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.
- 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, no. 5, pp. 468–483.
- 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*, 2022, vol. 7, no. 1, pp. 3.
- Lekomtsev A.V., Kang W., Galkin S.V., Ketova Y.A. Efficiency evaluation of the heat deparaffinization of producing well equipped by sub pump with hollow rods. *Periodico Tche Quimica*, 2020, vol. 17, no. 36, pp. 750–765.
- Safikulina A.G., Ibragimova D.A., Baibekova L.R., Soldatova R.R., Petrov S.M., Bashkirtseva N.Y. Modeling of paraffin wax deposition process in poorly extractable hydrocarbon stock. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2018, vol. 53, no. 6, pp. 897–904.
- Lyapin A.Yu., Astakhov A.V., Mikhalev Yu.P. Investigation of the crystallization temperature of paraffins in oil in order to reduce the formation of asphalt-resin-paraffin deposits. *Science and Technology of Pipeline Transport of Oil and Oil Products*, 2017, vol. 7, no. 6, pp. 28–35. In Rus.
- Akramov T. F., Arkeia N. R. Struggle with deposits of paraffinic, asphaltic components of petroleum. *Petroleum engineering*, 2017, vol. 15, no. 4, pp. 67–72. In Rus.
- Jalalnejhad 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, no. 2, pp. 129–133.
- Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. 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.
- Huang Z., Lee H. S., Senra M., Scott Fogler H. A fundamental model of wax deposition in subsea oil pipelines. *AIChE Journal*, 2011, vol. 57, no. 11, pp. 2955–2964.
- El-Dalatony M.M., Jeon B.H., Salama E.S., Eraky M., Kim W.B., Wang J., Ahn T. Occurrence and characterization of paraffin wax

- formed in developing wells and pipelines *Energies*, 2019, vol. 12, no. 6, pp. 967–989.
13. Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V., Votnova A.O. Methodology for evaluation of organic deposits thermal conduction using laboratory facility Wax Flow Loop. *Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation*, 2021, vol. 111, no. 6, pp. 622–629. In Rus.
 14. Bukhtoyarov V.V., Tynchenko V.S., Petrovskiy E.A., Tynchenko V.V., Zhukov V.G. Improvement of the methodology for determining reliability indicators of oil and gas equipment. *International Review on Modelling and Simulations*, 2018, vol. 11, no. 1, pp. 37–50.
 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.
 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. *Chem Petrol Eng*, 2021, no. 3, pp. 1–7. Available at: <https://doi.org/10.1007/s10556-021-00920-1> (accessed 15 November 2021).
 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, no. 3, pp. 2091–2107.
 18. 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, no. 1, pp. 18–27. DOI: 10.5829/IJE.2019.32.01A.03
 19. Gawas K., Krishnamurthy P., Wei F., Acosta E., Jiang Y. Study on inhibition of high-molecular-weight paraffins for south eagle ford condensate. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, TX, USA, 2015. pp. 1289–1299, Paper SPE 174817.
 20. 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.
 21. Dalirsefat R., Feyzi F. A thermodynamic model for wax deposition phenomena. *Fuel*, 2007, vol. 86, no. 10–11, pp. 1402–1408.
 22. 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, no. 13–14, pp. 3387–3398.
 23. Li H., Ju L., Zhang C., Peng Q. Unconditionally energy stable linear schemes for the diffuse interface model with Peng–Robinson equation of state. *Journal of Scientific Computing*, 2018, vol. 75, no. 2, pp. 993–1015.
 24. Farayola K.K., Adeboye Y.B., Adekomaya O.A., Olatunde A.O. Thermodynamics prediction of wax precipitation using the Patel–Teja equation of state. *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Tinapa-Calabar, Nigeria, 2010. pp. 154–160, Paper SPE 136966.
 25. Bidmus H.O., Mehrotra A.K. Heat-transfer analogy for wax deposition from paraffinic mixtures. *Industrial & engineering chemistry research*, 2004, vol. 43, no. 3, pp. 791–803.
 26. Veiga H.M.B., Fleming F.P., Azevedo L.F.A. Wax deposit thermal conductivity measurements under flowing conditions. *Energy & Fuels*, 2017, vol. 31, no. 11, pp. 11532–11547.
 27. Fan K., Huang Q., Li S., Zhao D. Wax deposition study in a cold-finger system with model oil. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Nusa Dua, Bali, Indonesia, 2015. pp. 1–15.
 28. Singh P., Youyou A., Fogler H. S. Existence of a critical carbon number in the aging of a wax-oil gel. *American Institute of Chemical Engineers journal*, 2001, vol. 47, no. 9, pp. 2111–2124.

Received: 26 January 2022.

Information about the authors

Pavel Yu. Ilyushin, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

Kirill A. Vyatkin, postgraduate student, Perm National Research Polytechnic University.

Anton V. Kozlov, research assistant, Perm National Research Polytechnic University.