

Численное моделирование температурного поля нефтепровода для теплового метода измерения толщины парафиновых отложений с учетом движения нефти

Артур М.Х.¹, Рыжова Е.А.², Ярославкина Е.Е.³

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Российская Федерация;
m.h.artur@yandex.ru (М.Х.); rka2307@yandex.ru (Е.А.); yaroslavkina7@gmail.com (Е.Е.);

Поступила: 18.10.2024

Рассмотрена: 23.11.2024

Принята: 25.11.2024

Научная статья



Аннотация. В статье приводится анализ проблем выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений на внутренней поверхности стенок трубопроводов. Рассматривается задача численного моделирования температурного поля нагреваемого нефтепровода в программном продукте ANSYS. Исследуется процесс нагревания и остывания трубопровода при разной толщине отложений и скорости нефти. Разработана двухмерная численная модель нефтепровода, которая позволяет изучить поведение его температурного поля в процессе нагрева и остывания. Разработанные в статье исследования помогают сократить затраты на обслуживание нефтепроводов.

Ключевые слова: трубопроводный транспорт нефти; толщина АСПО; парафиновые отложения; численное моделирование; тепловой метод измерения; нефтепровод; движение нефти; температурное поле; кольцевой электронагреватель.

Введение

В связи с тем что доля трудно извлекаемых запасов нефти с высокой вязкостью постоянно растет, проблема выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности стенок труб при добыче и транспортировке нефти приобретает все большее значение. АСПО представляют собой густую вязкую массу, содержащую в себе парафины, смолы, асфальтены, масла, а также серу, различные металлы и минеральные соединения. Процентное соотношение компонентов АСПО зависит от природы нефти и различных факторов в скважинах и системах сбора нефти [1].

Процесс образования АСПО определяется многими факторами, среди которых физико-химические характеристики и химический состав нефти, степень шероховатости нефтепровода, гидродинамические характеристики потока и др. Наибольший вклад в образование парафиновых отложений вносит температурный фактор: при понижении температуры на внутренней стенке трубопровода образуются парафиновые отложения [2; 3].

Отложения АСПО приводят к увеличению расхода электрической энергии на транспортировку нефти и дополнительным экономическим затратам, поскольку из-за сужения поперечного сечения труб и увеличения сопротивления движению нефти уменьшается пропускная способность трубопровода, снижается эффективность работы насосных установок, сокращается межремонтный период [4; 5]. Кроме того, возрастает риск возникновения аварийных ситуаций в связи с закупоркой и разрывом трубопровода, что, помимо финансовых и временных затрат на ремонт и замену оборудования, влечет за собой затраты на восстановление экологической ситуации.

Для борьбы с отложениями парафина в нефтепроводах в настоящее время применяют различные способы: механические (использование различных по конструкции и материалу

скребков и поршней); тепловые (промывка горячим теплоносителем, электропрогрев); физические (магнитный; акустический, гидродинамический); химические (закачка растворителей и ингибиторов, применение моющих препаратов) [6; 7]. Выбор метода очистки в том числе зависит от толщины АСПО. Однако в независимости от используемого метода очистка нефтепровода от АСПО связана с возрастанием затрат на эксплуатацию и обслуживание трубопроводов, повышением рисков для экологической обстановки и здоровья людей, так как при удалении отложений могут высвобождаться вредные вещества в окружающую среду, а также с повышением риска коррозии, так как парафиновые отложения предотвращают прямой контакт металла с агрессивной средой [8–10]. В связи с вышеизложенным важно правильно оценить толщину отложений, так как это позволит определить наиболее подходящее время очистки трубопровода, что снизит затраты на его эксплуатацию и риск аварий, а также выбрать наиболее эффективный подходящий способ очистки отложений.

Одним из перспективных методов оценки толщины отложений является модифицированный тепловой метод измерения парафиновых отложений, при котором используются три кольцевых нагревателя [11; 12]. Однако для реализации этого метода необходимо знать, как будет изменяться температурное поле в процессе нагрева и остывания нефтепровода при слоях парафина разной толщины. Получить такие данные экспериментально затруднительно в связи с разнообразием параметров исследуемых объектов (тепловые свойства материалов, толщина отложений, размеры нефтепровода, характеристики нагревательных элементов и т. д.). В целях упрощения реализации теплового метода измерений в данной работе предлагается двумерная осесимметричная модель поведения температурного поля нефтепровода при нагреве его поверхности с помощью кольцевых электронагревателей.

1. Описание объекта моделирования

Объект моделирования представляет собой участок нефтепровода с наружным диаметром 32 мм, толщиной стенки 2 мм, по которому движется нефть с постоянной скоростью v_H . Поток считается ламинарным. Моделирование проведено для скоростей v_H 10 мм/с, 100 мм/с и 500 мм/с, длина моделируемого участка 2 м. Температура поступающей в нефтепровод нефти 10 °С.

Таблица

Теплофизические свойства материалов

Table

Thermophysical properties of materials

Блок	Теплопроводность, λ	Удельная теплоемкость, с	Плотность, ρ
Нагреватель (алюминий)	236 Вт/К·м	900 Дж/кг·К	2700 кг/м ³
Термоизолятор(минеральная вата)	0,03 Вт/К·м	835 Дж/кг·К	32 кг/м ³
Труба (сталь)	58 Вт/К·м	482 Дж/кг·К	7850 кг/м ³
Нефть	0,15 Вт/К·м	880 Дж/кг·К	857 кг/м ³
Парафин	0,27 Вт/К·м	2200 Дж/кг·К	900 кг/м ³

Нефтепровод нагревается тремя кольцевыми электронагревателями с прямоугольным сечением 4 × 6 мм, расположенными на расстоянии 2 мм друг от друга. Объемная плотность тепловыделения каждого электронагревателя — 500 кВт/м³.

Толщина парафина d считается неизменной по всей длине моделируемого участка. Моделирование проводится для d в диапазоне от 2 до 6 мм с шагом 2 мм.

Измерение температуры T происходит под центральным нагревателем. Максимальная температура нагрева — 50 °С под датчиком измерения в целях недопущения оплавления парафина.

Поскольку разница между максимальным и минимальным значением температурного поля в процессе нагрева не превышает 60°C , теплофизические свойства (см. табл.) материалов принимаются постоянными [13; 14].

2. Численное моделирование температурного поля нагреваемого нефтепровода

Двумерная нестационарная численная модель поведения температурного поля в процессе нагрева и остывания нефтепровода с учетом движения нефти была разработана в соответствии с алгоритмом, показанным на рисунке 2.1.

Моделирование движения нефти основано на смещении температурного поля перед каждым временным шагом термического анализа. Этот подход может быть применен только для моделирования нагрева нефтепровода постоянного сечения с ламинарным течением нефти без ускорения [15; 16]. Моделирование блока «Нефть» проведем с помощью прямоугольных элементов с одинаковой длиной стороны по направлению движения. Фрагмент геометрии модели с разделением на элементы представлен на рисунке 2.2. Для численного моделирования непрерывный процесс заменяется достаточно большим количеством временных шагов.

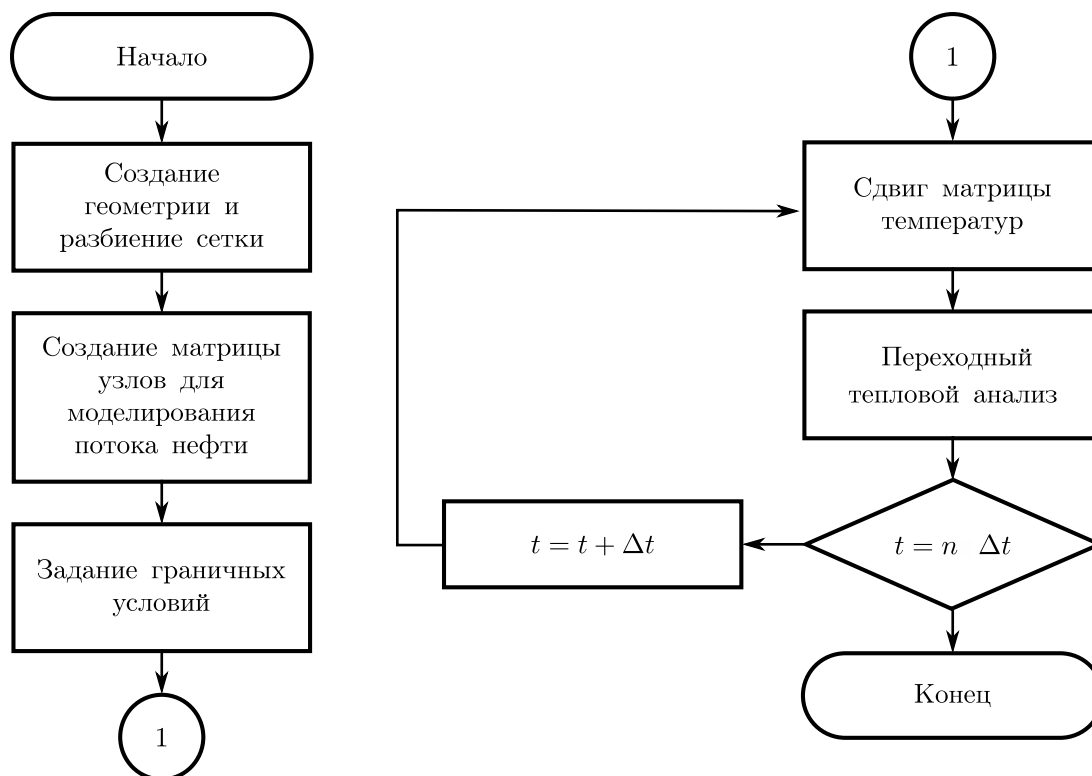


Рис. 2.1. Алгоритм теплового анализа нефтепровода с равномерным течением нефти

Fig. 2.1. Algorithm for thermal analysis of an oil pipeline with uniform oil movement

Термический анализ включает моделирование тепловых потерь за счет конвекции с поверхности изоляции нефтепровода. После задания граничных условий проводится моделирование температурного поля нефтепровода без нагрева до достижения квазистационарного режима, который считается достигнутым, когда изменение температуры в точке измерения составляет не более $0,01^{\circ}\text{C}$ за 100 с. Эта температура принимается за начальную $T_{\text{Н}}$. Далее моделируется переходный процесс нагрева до достижения квазистационарного режима с включенными нагревателями. Температурное поле нефтепровода перед процессом нагрева и в конце процесса нагрева отражено на рисунке 2.3.

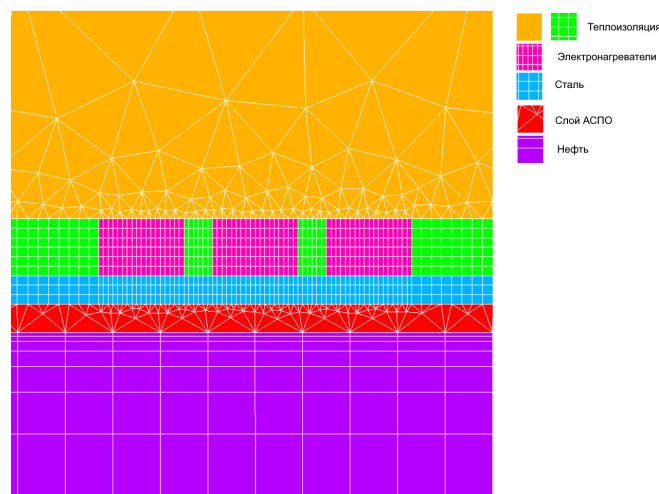


Рис. 2.2. Геометрия и конечно-элементная сетка фрагмента нефтепровода с тремя электронагревателями

Fig. 2.2. Geometry and FEM mesh of an oil pipeline fragment with three electric heaters

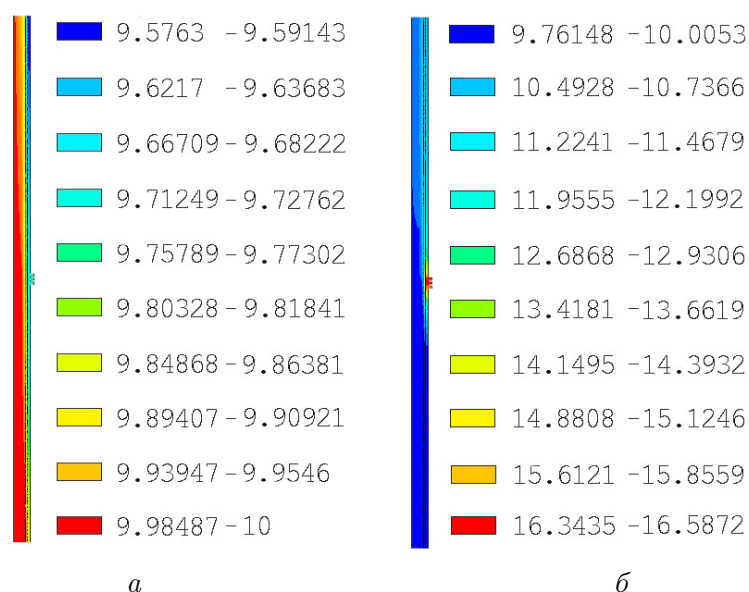


Рис. 2.3. Распределение температурного поля (°C) в продольном сечении нефтепровода при толщине парафина 2 мм: а) при квазистационарном режиме до процесса нагрева; б) при квазистационарном режиме в процессе нагрева

Fig. 2.3. Distribution of the temperature field (°C) in the longitudinal section of the oil pipeline with a paraffin thickness of 2 mm: а) in a quasi stationary mode before the heating process; б) in a quasi stationary mode during the heating process

На рис. 2.4 представлены графики изменения относительной температуры $\Delta T = T - T_H$ в процессе нагрева и остывания нефтепровода при различных скоростях нефти. Полученные результаты соответствуют известным физическим закономерностям поведения температурного поля в процессе нагрева и остывания с учетом различной толщины парафинового слоя и скорости нефти. Анализ графиков показывает, что изменение толщины парафинового слоя оказывает существенное воздействие на динамику температуры стенок нефтепровода, подтверждая тем самым эффективность использования теплового анализа для измерения толщины АСПО. Также из представленных графиков можно сделать вывод, что при скоростях ниже

100 мм/с целесообразно при моделировании учитывать скорость потока. Увеличение скорости выше 100 мм/с не оказывает существенного влияния на поведение температуры при одинаковой толщине АСПО, т. е. соблюдается граничное условие первого рода, которое задает распределение температуры на поверхности тела для каждого момента времени. В этом случае можно упростить рассматриваемую модель, приняв температуру на границе парафин – нефть постоянной [12].

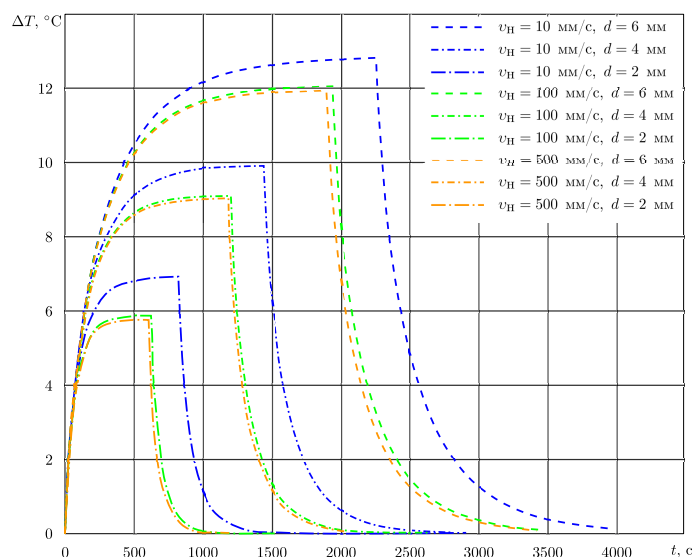


Рис. 2.4. Графики процессов нагрева и остывания трубопровода при разной толщине отложений и скорости нефти

Fig. 2.4. Graphs of pipeline heating and cooling processes at different deposit thicknesses and oil velocities

Заключение

С использованием программы ANSYS была разработана двухмерная численная модель нефтепровода, которая позволяет изучить поведение его температурного поля в процессе нагрева и остывания. Сравнение графиков, полученных в процессе моделирования, с графиками фактического изменения температуры нефтепровода при разных скоростях потока нефти позволяет оценить толщину парафиновых отложений, что способствует рациональному выбору методов и времени для очистки труб. Проведенные исследования помогают сократить затраты на обслуживание нефтепроводов.

Информация о конфликте интересов: авторы и рецензенты заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Цитирование. Артур М.Х., Рыжова Е.А., Ярославкина Е.Е. Численное моделирование температурного поля нефтепровода для теплового метода измерения толщины парафиновых отложений с учетом движения нефти // Вестник Самарского университета. Естественная серия / Vestnik of Samara University. Natural Science Series. 2024. Т. 30, № 4. С. 92–100. DOI: 10.18287/2541-7525-2024-30-4-92-100.

© Артур М.Х., Рыжова Е.А., Ярославкина Е.Е., 2024

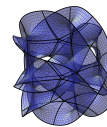
Мария Хамилъевна Артур (m.h.artur@yandex.ru) – кандидат технических наук, доцент кафедры информационно-измерительной техники, Самарский государственный технический университет, 443100, Российская Федерация, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244.

Екатерина Андреевна Рыжова (rka2307@yandex.ru) – студент кафедры информационно-измерительной техники, Самарский государственный технический университет, 443100, Российская Федерация, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244.

Екатерина Евгеньевна Ярославкина (yargoslavkina7@gmail.com) – кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой информационно-измерительной техники, Самарский государственный технический университет, 443100, Российская Федерация, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244.

Литература

- [1] Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т., Хамидуллин Р.Ф., Шарифуллин В.Н. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006. № 6 (47). С. 19–24. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=12228988>. EDN: <https://elibrary.ru/khpueh>.
- [2] Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М., Волкова Г.И. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). Томск: Издательский дом Томск. гос. ун-та, 2015. 135 с. URL: <https://vital.lib.tsu.ru/vital/access/manager/Repository/vtls:000508019>.
- [3] Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. Москва: Недра, 1969. 192 с. URL: <https://djvu.online/file/DL8v9l7e6fAaB>.
- [4] Фиков А.С. Потенциал энергосбережения от очистки магистральных нефтепроводов // Вестник Белорусско-Российского университета. 2010. № 1. С. 174–181. URL: <http://e.biblio.bru.by/handle/12121212/1668?show=full>.
- [5] Илюшин П.Ю., Лекомцев А.В., Ладейщикова Т.С., Рахимзянов Р.М. Оценка эффективности метода холодный поток в борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело = Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas engineering and mining. 2018. Т. 18, № 1. С. 53–62. DOI: <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2018.3.5>. EDN: <https://elibrary.ru/oovrrk>.
- [6] Хасанова К.И., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. Повышение эффективности применения средств и методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе транспорта нефти по магистральным трубопроводам // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. № 3. С. 7–12. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=21231175>. EDN: <https://elibrary.ru/rwpqqn>.
- [7] Акрамов Т.Ф., Яркеева Н.Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15, № 4. С. 67–72. DOI: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2017-4-67-72>.
- [8] Хасанов И.И., Шакиров Р.А., Леонтьев А.Ю., Логинова Е.А. Применение асфальтосмолопарафиновых отложений в качестве внутренней тепловой изоляции магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2018. № 4. С. 32–39. DOI: <https://doi.org/10.24411/0131-4270-2018-10405>. EDN: <https://elibrary.ru/vvezby>.
- [9] Гильмутдинов Н.Р., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. Новые направления использования асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе трубопроводного транспорта нефти // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2015. № 2. С. 8–12. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=25616293>. EDN: <https://elibrary.ru/voopgj>.
- [10] Ревель-Муроз П.А., Гильмутдинов Н.Р., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. Использование асфальтосмолопарафиновых отложений в качестве тепловой и антикоррозионной изоляции нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2016. № 3. С. 12–16. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=29312498>. EDN: <https://elibrary.ru/yrlovr>.



- [11] Табет Н.К.А., Фетисов В.С. Термодинамический способ определения толщины отложений парафина на внутренней поверхности нефтепровода // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2019. Т. 15, № 2. С. 105–112. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41328781>. EDN: <https://elibrary.ru/qriqyz>.
- [12] Табет Н.К.А. Система автоматического контроля толщины парафиновых отложений в нефтепроводах на основе модифицированного теплового метода измерения: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Уфа: УГАТУ, 2020. 20 с. URL: https://ugatu.su/media/uploads/MainSite/Science/dissovet/02/2019/TabetNKA/autoref_TabetNKA.pdf.
- [13] Агапкин В.М., Борисов С.Н., Кривошеин Б.Л. Справочное руководство по расчетам трубопроводов. Москва: Недра, 1987. 191 с.
- [14] ГОСТ 4640-2011 Вата минеральная. Технические условия. Методы испытаний. Москва: Стандартинформ, 2019. 16 с. URL: https://alter-plus.ru/files/GOST_4640-2011_7369.pdf.
- [15] Galunin S., Zlobina M., Blinov K., Nikanorov A., Zedler T., Nacke B. Numerical analysis of coupled physics for induction heating of movable workpieces // Modelling for Electromagnetic Processing // Proceedings of the International Scientific Colloquium in Hannover, Germany. Hannover, 2008. P. 59–64. URL: <http://www.modlab.lv/publications/mep2008/pdfs/71-76.pdf>.
- [16] Blinov K., Nikanorov A., Nacke B., Klupzig M. Numerical simulation and investigation of induction through-heaters in dynamic operation mode // COMPEL – The international journal for computation and mathematics in electrical and electronic engineering. 2011. Vol. 30, issue 5, P. 1539–1549. DOI: <https://doi.org/10.1108/03321641111152694>.

DOI: 10.18287/2541-7525-2024-30-4-92-100

Numerical simulation of the oil pipeline temperature field for the thermal method of measuring the thickness of paraffin deposits taken into account of oil movement

Artur M.Kh.^{ID}, Ryzhova E.A.^{ID}, Yaroslavkina E.E.^{ID}

Samara State Technical University, Samara, Russian Federation; m.h.artur@yandex.ru (M.Kh.); rka2307@yandex.ru (E.A.); yaroslavkina7@gmail.com (E.E.);

Received: 18.10.2024

Revised: 23.11.2024

Accepted: 25.11.2024

Scientific article



Abstract. The article provides an analysis of the problems of precipitation of asphalt-resin-paraffin deposits on the inner surface of the walls pipelines. The problem of numerical modeling of the temperature field of the heated oil pipeline in the ANSYS software product is considered. The process of heating and cooling the pipeline at different sediment thicknesses and oil velocities is investigated. A two-dimensional numerical model of the oil pipeline has been developed, which allows studying the behavior of its temperature field during heating and cooling. The research developed in the article helps to reduce the cost of maintaining oil pipelines.

Key words: oil pipeline transport; paraffin deposits thickness; paraffin deposits; numerical modeling; thermal measurement method; oil pipeline; oil movement; temperature field; ring electric heater.

Information about the conflict of interests: the authors and reviewers declared no conflicts of interest.

Citation. Artur M.Kh., Ryzhova E.A., Yaroslavkina E.E. Numerical simulation of the oil pipeline temperature field for the thermal method of measuring the thickness of paraffin deposits taken into account of oil movement. *Vestnik Samarskogo universiteta. Estestvennonauchnaya seriya / Vestnik of Samara University. Natural Science Series*, 2024, vol. 30, no. 4, pp. 92–100. DOI: 10.18287/2541-7525-2024-30-4-92-100. (In Russ.)

© Artur M.Kh., Ryzhova E.A., Yaroslavkina E.E., 2024

Maria Kh. Artur (m.h.artur@yandex.ru) – Candidate of Technical Sciences, assistant professor of the Department of Information and Measurement Technology, Samara State Technical University, 244, Molodogvardeyskaya Street, Samara, 443100, Russian Federation.

Ekaterina A. Ryzhova (rka2307@yandex.ru) – student of the Department of Information and Measurement Technology, Samara State Technical University, 244, Molodogvardeyskaya Street, Samara, 443100, Russian Federation.

Ekaterina E. Yaroslavkina (yaroslavkina7@gmail.com) – Candidate of Technical Sciences, associate professor, head of the Department of Information and Measurement Technology, Samara State Technical University, 244, Molodogvardeyskaya Street, Samara, 443100, Russian Federation.

References

- [1] Sharifullin A.V., Baybekova L.R., Suleymanov A.T., Khamidullin R.F., Sharifullin V.N. Features of composition and structure of oil deposits. *Oil and Gas Technologies*, 2006, no. 6 (47), pp. 19–24. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=12228988>. EDN: <https://elibrary.ru/khpux>. (In Russ.)
- [2] Loskutova Yu.V., Prozorova I.V., Berezina E.M., Volkova G.I. Preparation and transport of problem oils (research and practical aspects). Tomsk: Izdatel'skii dom Tomsk. gos. un-ta, 2015, 135 p. Available at: <https://vital.lib.tsu.ru/vital/access/manager/Repository/vtls:000508019>. (In Russ.)
- [3] Tronov V.P. The mechanism of formation of gum paraffin deposits and their control. Moscow: Nedra, 1970, 192 p. Available at: <https://djvu.online/file/DL8v9l7e6fAaB>. (In Russ.)
- [4] Fikov A.S. Potential of energy efficiency from clearing of the oil-trunk pipelines. *Belarusian-Russian University Bulletin*, 2010, no. 1 (26), pp. 174–181. Available at: <http://e.biblio.bru.by/handle/1212121212/1668?show=full>. (In Russ.)
- [5] Ilyushin P.Yu., Lekomtsev A.V., Ladeyshchikova T.S., Rakhimzyanov R.M. The efficiency assessment of the “Cold Flow” method against the deposition of asphaltenes, resins and paraffins. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol. 18, no. 1, pp. 53–62. DOI: <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2018.3.5>. EDN: <https://elibrary.ru/oovrrk>. (In Russ.)
- [6] Hasanova K.I., Dmitriev M.E., Mastobaev B.N. More effective use of poverty and methods asphaltene deposition in the transport process of oil through pipelines. *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 2013, no. 3, pp. 7–12. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=21231175>. EDN: <https://elibrary.ru/rwpqqn>. (In Russ.)
- [7] Akramov T.F., Iarkeeva N.R. Control deposits of paraffin, asphalt-resin components of oil. *Petroleum Engineering*, 2017, vol. 15, no. 4, pp. 67–72. DOI: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2017-4-67-72>. (In Russ.)
- [8] Khasanov I.I., Shakirov R.A., Leontyev A.Yu., Loginova E.A. Application of Heavy Oil Deposits as Thermal Insulating Layer in Major Pipelines. *Transport and Storage of Oil Products and*

- Hydrocarbons*, 2018, no. 4, pp. 32–39. DOI: <https://doi.org/10.24411/0131-4270-2018-10405>. EDN: <https://elibrary.ru/vvezby>. (In Russ.)
- [9] Gilmutdinov N.R., Dmitriev M.E., Mastobaev B.N. New directions of use of asphaltene deposition in pipeline transport of oil. *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 2015, no. 2, pp. 8–12. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=25616293>. EDN: <https://elibrary.ru/voopgj>. (In Russ.)
- [10] Revel’-Muroz P.A., Gil’mutdinov N.R., Dmitriev M.E., Mastobaev B.N. Using of asphaltene deposits as a heat and corrosion insulation of oil pipelines. *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 2016, no. 3, pp. 12–16. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=29312498>. EDN: <https://elibrary.ru/yrlovr>. (In Russ.)
- [11] Thabet N.K.A., Fetisov V.S. Thermodynamic method of determination of thickness of paraffin sediments on oil pipeline inner surface. *Electrical and data processing facilities and systems*, 2019, vol. 15, no. 2, pp. 105–112. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=41328781>. EDN: <https://elibrary.ru/qriqyz>. (In Russ.)
- [12] Tabet N.K.A. Automatic control system of paraffin deposit thickness in oil pipelines based on modified thermal measurement method: author’s abstract of Candidate’s of Engineering Sciences thesis. Ufa: UGATU, 2020, 20 p. Available at: https://ugatu.su/media/uploads/MainSite/Science/dissovet/02/2019/TabetNKA/autoref_TabetNKA.pdf. (In Russ.)
- [13] Agapkin V.M., Borisov S.N., Krivoshein B.L. Reference guide for pipeline calculations. Moscow: Nedra, 1987, 53 p. (In Russ.)
- [14] State Standard 4640–2011. Mineral wool. Specifications. Moscow: Standartinform, 2019, 16 p. Available at: https://alter-plus.ru/files/GOST_4640-2011_7369.pdf. (In Russian)
- [15] Galunin S., Zlobina M., Blinov K., Nikanorov A., Zedler T., Nacke B. Numerical analysis of coupled physics for induction heating of movable workpieces. In: *Modelling for Electromagnetic Processing. Proceedings of the International Scientific Colloquium in Hannover, Germany*. Hannover, 2008, pp. 59–64. Available at: <http://www.modlab.lv/publications/mep2008/pdfs/71-76.pdf>.
- [16] Blinov K., Nikanorov A., Nacke B., Klupzig M. Numerical simulation and investigation of induction through-heaters in dynamic operation mode. *COMPEL – The international journal for computation and mathematics in electrical and electronic engineering*, 2011, vol. 30, issue 5, pp. 1539–1549. DOI: <https://doi.org/10.1108/03321641111152694>.