

Методика прогнозирования межочистного периода линейного трубопровода

Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В.
ФГАОУ ВО «ПНИПУ», Пермь, Россия
kirill.vyatkin@girngm.ru

Аннотация

Трубопроводный транспорт является основным способом транспортировки углеводородов. На основании анализа промысловых данных было определено, что межочистной период (МОП) трубопроводов связан со временем года и достигает наименьшего значения в весеннее время. В лаборатории «Нефтепромысловой химии» НОЦ ГиРНГМ ПНИПУ при помощи установки «Холодного стержня» проведены лабораторные исследования по определению кинетических параметров образования органических отложений в различные месяцы года. Анализ результатов лабораторных исследований позволяет отметить, что данные параметры являются нелинейными функциями температуры, однако прогнозирование изменения величины МОП только на основании лабораторных исследований не представляется возможным, ввиду чего авторами статьи предложено введение величины относительного МОП. Введение данного параметра позволит проводить прогнозирование характера и степени изменения МОП трубопровода на основании лабораторных исследований и при помощи моделирования трубопровода в гидродинамических симуляторах.

Материалы и методы

Анализ промысловой и теоретической информации, проведение лабораторных исследований и моделирование процесса парафинообразования.

Ключевые слова

асфальтосмолопарафиновые отложения, статистика очистных мероприятий, установка «Холодного стержня», межочистной период, гидродинамическое моделирование, линейный нефтепровод

Для цитирования

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

Поступила в редакцию: 19.04.2021

PIPELINE	UDC 622.692.4 I Original paper
----------	--------------------------------

Method for predicting the value of the inter-treatment period of a linear pipeline

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

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia
kirill.vyatkin@girngm.ru

Abstract

Pipeline transport is the main method of transportation of hydrocarbons. Based on the analysis of field data, it was determined that the inter-cleaning period of pipelines is associated with the time of year and reaches its peak in the spring. In the laboratory of “Oilfield chemistry” of the REC GiRNGM PNRPU, using the “Cold finger” installation, laboratory studies were carried out to determine the kinetic parameters of the formation of organic deposits in different months of the year. Analysis of the results of laboratory studies allows us to note that these parameters are nonlinear functions of temperature, but it is not possible to predict changes in the value of the MOS only on the basis of laboratory studies, which is why the authors of the article proposed the introduction of the value of the relative MOS. The introduction of this parameter will make it possible to predict the nature and extent of changes in the MOS of the pipeline on the basis of laboratory studies and using pipeline modeling in hydrodynamic simulators.

Material and methods

Analysis of commercial and theoretical information, conducting laboratory studies and modeling the process of paraffin formation.

Keywords

asphalt-resin-paraffin deposits, statistics of treatment measures, equipment of the “Cold finger”, inter-treatment period, hydrodynamic modeling, linear oil pipeline

For citation

Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Method for predicting the value of the inter-treatment period of a linear pipeline. Exposition Oil Gas, 2021, issue 3, P. **-**. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-**-**

Received: 19.04.2021

В настоящее время основным методом транспортировки нефти и других углеводородов является трубопроводный транспорт, на который приходится около 95 % транспортируемых флюидов [1]. Однако при транспортировке добываемой продукции нередко возникают различные осложнения. Одним из наиболее часто встречающихся осложнений является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [2].

Образование данных органических отложений в линейных трубопроводах приводит к уменьшению гидравлического радиуса, а следственно и повышению давления в трубопроводе, что влечет за собой необходимость проведения очистных мероприятий с целью удаления образовавшихся отложений [3]. Временной интервал между такими мероприятиями называется межочистной период (МОП). Данная величина является важным технологическим параметром эксплуатации трубопровода и характеризует эффективность его работы.

При работе трубопровода актуальной технологической задачей является возможность прогнозирования изменения МОП. Причины изменения данной величины могут быть различными, но наибольшее влияние оказывает перемена интенсивности образования АСПО. При прогнозировании изменения МОП необходимо учитывать тот факт, что интенсивность образования органических отложений зависит от различных технологических и физических факторов.

Основными факторами, влияющими на образование АСПО в линейном трубопроводе, является температура транспортировки нефти, состав флюида, скорость его движения и шероховатость внутренней стенки [4]. С увеличением скорости движения флюида интенсивность образования АСПО уменьшается ввиду срывания образовавшихся отложений потоком жидкости. При повышенной шероховатости внутренней стенки линейного трубопровода скорость образования отложений повышается ввиду появления очагов вихреобразования и, как следствие, замедляется скорость движения жидкости по трубопроводу [5]. Состав транспортируемого флюида, а именно наличие смолисто-асфальтеновых веществ (САВ), диспергированных частиц, пузырьков газа или капель воды, также активно

влияет на интенсивность образования отложений [6]. Влияние наличия САВ заключается в изменении температуры насыщения нефти парафином и способности флюида образовывать устойчивые водонефтяные эмульсии при различных концентрациях САВ во флюиде. Повышение содержания воды в добываемом флюиде также увеличивает интенсивность образования АСПО ввиду образования водонефтяных эмульсий и вовлечении в объем отложений эмульгированной воды [7]. Одним из важнейших параметров при анализе образования органических отложений является температура. При транспортировке флюида его температура будет снижаться по мере движения по линейному трубопроводу. При достижении температуры начала кристаллизации парафина (ТНКП) начинается процесс кристаллизации парафиновой фазы, ранее растворенной в объеме флюида [8]. При кристаллизации парафина и при дальнейшем образовании АСПО на стенке линейного трубопровода большую роль играет градиент температуры между внутренней стенкой этого трубопровода и температурой флюида. Чем больше данный градиент, тем интенсивней будет проходить процесс образования АСПО [9]. Дальнейшее снижение температуры приведет к достижению температуры массовой кристаллизации парафина (ТМКП) [10].

Целью данной работы является разработка методики, позволяющей прогнозировать изменение МОП трубопровода и, соответственно, корректно планировать очистные мероприятия.

С целью изучения особенности динамики значений МОП рассмотрим данное явление на примере подземного линейного выкидного трубопровода «Х». Рассматриваемый трубопровод выполнен из материала «ТСК» со следующими характеристиками: теплоемкость — 1 100, Дж/(кг·°С), теплопроводность — 0,35, Вт/(м·°С), плотность — 1 700 кг/м³. Данный трубопровод имеет внутренний диаметр 75 мм и толщину стенки 4 мм. На рисунке 1 представлена статистика проведения очистных мероприятий на группе месторождений, в которой находится данный трубопровод, за 2014–2019 гг. в различные месяцы года.

Проанализировав данные на рисунке 1, можно сделать вывод, что наибольшее количество очистных мероприятий происходит

в период с марта по апрель. Минимальное же количество очистных мероприятий приходится на август. Соответственно, наименьшее среднее значение МОП для данного трубопровода будет в апреле.

Причиной этому может являться повышение интенсивности образования органических отложений, вызванное снижением температуры грунта около выкидного нефтепровода. На рисунке 2 приведены среднемесячные значения температуры грунта Пермского края на глубине 1,6 м [11].

Анализируя данный рисунок, можно заметить, что наименьшая температура грунта на глубине 1,6 м устанавливается в апреле. Данный факт подтверждает, что температура грунта влияет на интенсивность образования АСПО.

Для определения степени и характера изменения образования органических отложений необходимо определить температуру внутренней стенки линейного нефтепровода в различные времена года. Данная температура не соответствует температуре грунта ввиду наличия теплового сопротивления у материала трубопровода. Для проведения корректной оценки температуры

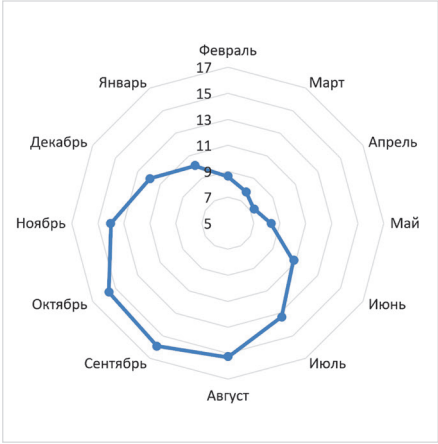


Рис. 2. Среднемесячные значения температуры грунта на территории Пермского края на глубине 1,6 м
Fig. 2. Average monthly soil temperatures in the Perm krai at a depth of 1,6 m

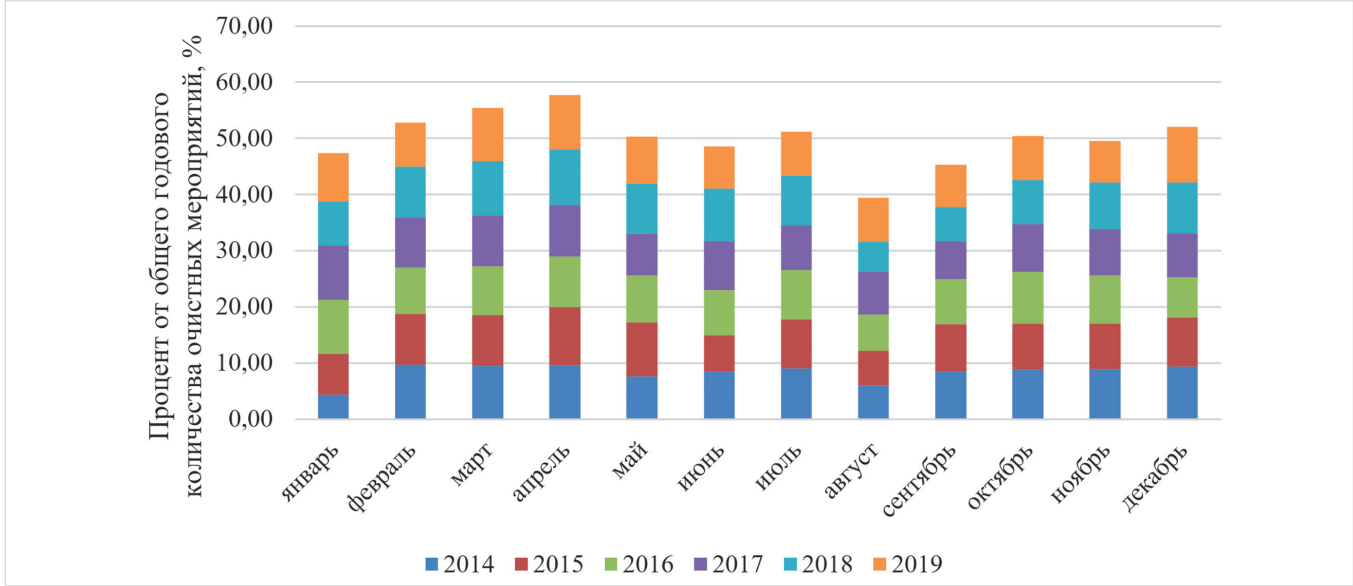


Рис. 1. Статистика проведения очистных мероприятий на линейном трубопроводе «Х»
Fig. 1. Statistics of cleaning operations on the linear pipeline «X»

Табл. 1. Свойства исследуемого флюида с площадного объекта «Х»
Tab. 1. Properties of the investigated fluid from the areal object «X»

Месяц	Расчетное значение средней температуры внутренней поверхности рассматриваемого трубопровода на глубине 1,6 м, °С
Январь	11,4
Февраль	10,0
Март	9,2
Апрель	8,7
Май	9,7
Июнь	12,1
Июль	14,5
Август	16,4
Сентябрь	17,0
Октябрь	16,7
Ноябрь	15,2
Декабрь	13,2

Табл. 2. Интенсивность и скорость образования АСПО в различные месяцы
Tab. 2. Intensity and rate of asphaltene deposits formation in different months

Месяц	Интенсивность образования АСПО, %	Скорость образования АСПО, мг/ч
Январь	0,32	100,80
Февраль	0,3	94,50
Март	0,33	103,95
Апрель	0,36	113,40
Май	0,31	97,65
Июнь	0,28	88,20
Июль	0,21	66,15
Август	0,15	47,25
Сентябрь	0,13	40,95
Октябрь	0,15	47,25
Ноябрь	0,17	53,55
Декабрь	0,26	81,90

Табл. 3. Расчетные значения относительного МОП для данного нефтепровода
Tab. 3. Calculated values of the relative cleaning interval for the considered oil pipeline

Месяц	Относительный МОП
Январь	87,22
Февраль	93,03
Март	84,58
Апрель	77,53
Май	90,03
Июнь	99,68
Июль	132,91
Август	186,07
Сентябрь	214,69
Октябрь	186,07
Ноябрь	164,18
Декабрь	50,88

на внутренней стенке линейного трубопровода необходимо записать известные уравнения теплообмена, отражающие величину теплового потока через цилиндрическую стенку. Приняв допущения, что тепловой поток через стенку является стационарным, конвективный теплообмен отсутствует и по трубопроводу движется исключительно капельная жидкость, можно записать уравнение теплового потока от флюида, движущегося по трубопроводу к грунту, окружающему трубопровод, и, преобразовав его, получить равенство (1) для нахождения температуры внутренней поверхности трубопровода по известным величинам.

$$T_{\text{вн}} = T_{\text{нар}} + \frac{q_{\text{тр}}}{\pi} \quad (1)$$

где $T_{\text{нар}}$ — температура на внешней поверхности нефтепровода, °С; $T_{\text{вн}}$ — температура на внутренней поверхности нефтепровода, °С; $q_{\text{тр}}$ — линейная плотность теплового потока, Вт/м.

В таблице 1 представлены результаты расчетов температуры внутренней стенки рассматриваемого линейного трубопровода по выражению (1).

Для определения интенсивности образования АСПО, соответствующей полученным расчетным значениям температуры внутренней поверхности стенки, проведены лабораторные исследования в лаборатории «Нефтепромышленной химии» НОЦ ГиРНГМ ПНИПУ при помощи установки «Холодного стержня». Данная лабораторная установка основана на принципе обращенного трубопровода, изображенного на рисунке 3.

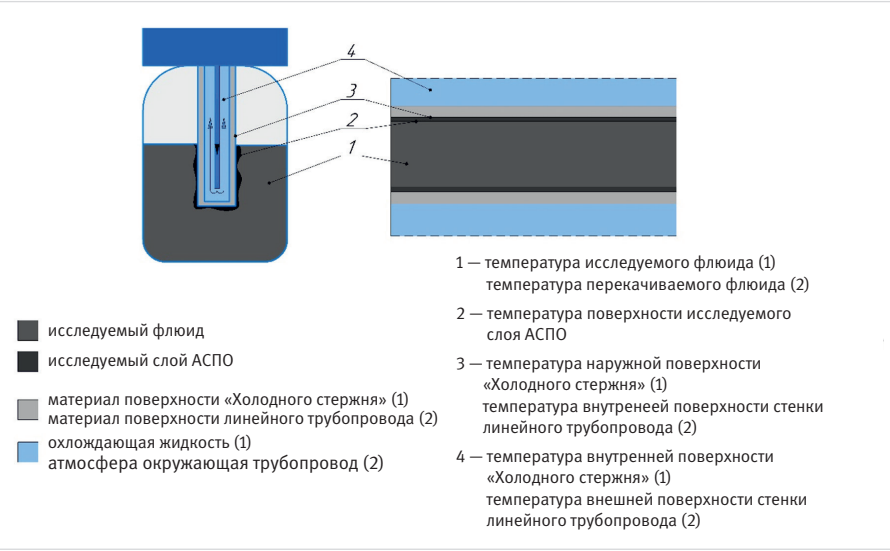


Рис. 3. Принцип обращенного трубопровода, реализуемый в лабораторной установке «Холодного стержня» CF-4
Fig. 3. Reverse pipeline principle, realized on the laboratory installation “Cold finger” CF-4

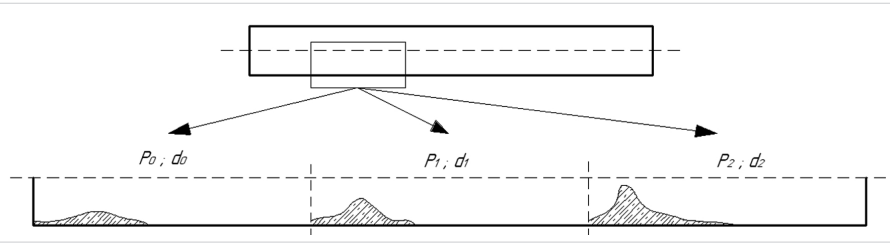


Рис. 4. Модель возрастания давления в линейном трубопроводе по мере образования АСПО
Fig. 4. Model of pressure increase in a linear pipeline with the asphaltene deposits formation

При проведении лабораторных исследований использовалась методика, опубликованная в работе [12]. Интенсивность и скорость образования АСПО оценивалась по выражению (2) и (3) соответственно. Данные величины рассчитывались для каждого «холодного стержня» в отдельности, а затем определялось среднее значение из 4 измерений, что позволяло избежать искажения результатов исследований ввиду наличия погрешностей данного метода определения интенсивности образования органических отложений.

$$И = \frac{m_{\text{отл}}}{m_{\text{нефти}}} \cdot 100 \% \quad (2)$$

$$u = \frac{m_{\text{отл}}}{t_{\text{иссл}}} \quad (3)$$

где $m_{\text{нефти}}$ — масса исследуемой пробы нефти, г; $m_{\text{отл}}$ — масса образовавшихся отложений, г; $t_{\text{иссл}}$ — время проведения исследования, ч.

Ввиду того, что величина интенсивности образования АСПО может указать лишь на количество отложений, выделившихся при данных условиях из пробы нефти за время проведения исследования, для оценки МОП в трубопроводе необходимо также рассчитывать скорость образования АСПО, позволяющую определить количество отложений, образующихся в единицу времени. Результаты проведенных лабораторных исследований представлены в таблице 2.

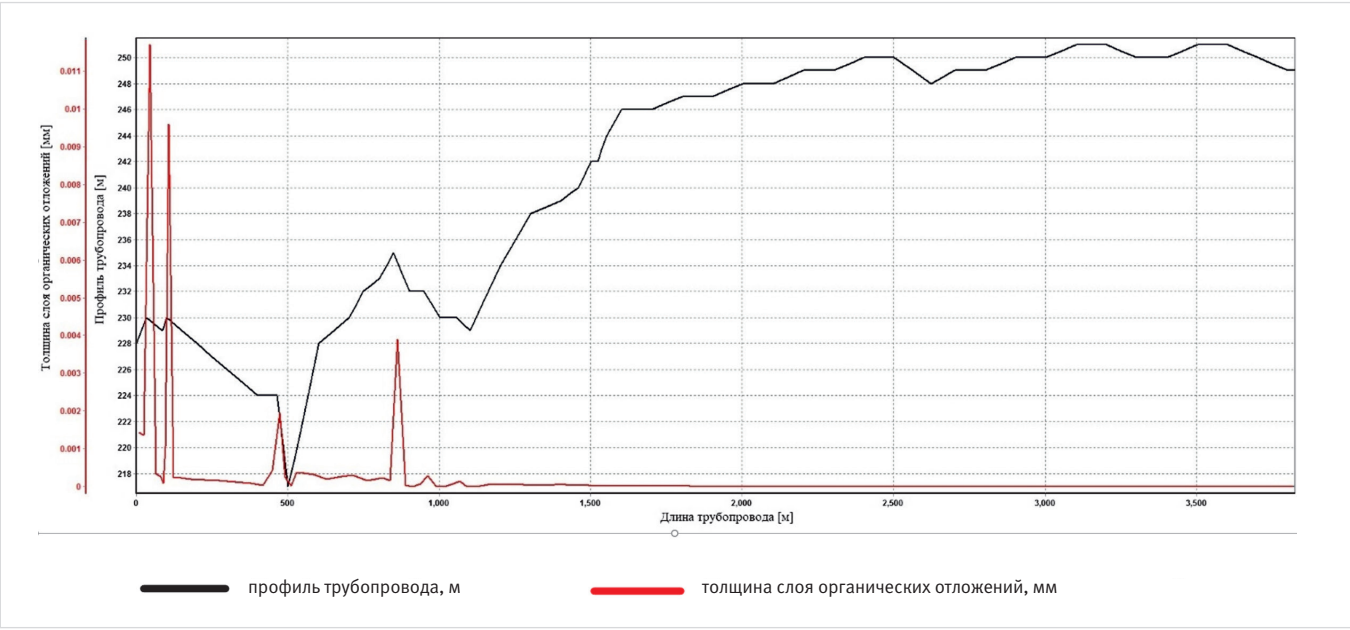


Рис. 5. Результат моделирования парафиноотложения в трубопроводе «Х»
Fig. 5. The modeling result of the paraffin deposits in the pipeline «X»

Анализируя результаты проведенных исследований, можно заключить, что интенсивность и скорость образования АСПО являются нелинейными функциями температуры грунта и достигают максимального значения в апреле, а минимального — в августе. Полученные результаты лабораторных исследований подтверждают наличие прямой зависимости между данными параметрами и величиной МОП. Однако спрогнозировать точные значения МОП на основании данных лабораторных исследований не представляется возможным.

Авторами предлагается прогнозировать изменение значения межочистного периода путем расчета относительного МОП. Расчет относительного МОП заключается в определении критической массы отложений на стенках линейного трубопровода, при котором снижение гидравлического радиуса приведет к повышению давления в трубопроводе до критического уровня. На рисунке 4 представлено три состояния внутренней стенки линейного трубопровода: начало образования АСПО (P_0, d_0); рост отложений на внутренней стенке линейного трубопровода и повышение давления в трубопроводе (P_1, d_1); достижение критической массы и, соответственно, критического давления (P_2, d_2).

Однако, ввиду сложности оценки массы АСПО, при которой в рассматриваемом трубопроводе будет зафиксирован рост давления выше критических значений, предлагается оценка толщины органических отложений, при которой будет достигнуто данное давление. Оценка данной толщины возможна при помощи моделирования трубопровода в гидродинамических симуляторах (например, OLGA). На рисунке 5 приведен результат моделирования парафиноотложения в рассматриваемом трубопроводе, профиль нефтепровода и распределение слоя парафина по длине трубопровода.

На основании гидродинамического моделирования возможно определение момента времени, в который толщина отложений возрастает до критической отметки. В этот момент времени давление в трубопроводе повышается до критических значений, а масса отложений будет являться критической

массой. Основываясь на данных гидродинамического моделирования, можно утверждать, что критическая масса отложений АСПО для данного трубопровода равна 211 граммов.

Учитывая данные, полученные при гидродинамическом моделировании, становится возможным оценить относительный МОП в различные времена года по выражению (4).

$$МОП_{\text{относительный}} = \frac{m_{\text{кр}}}{u} \quad (4)$$

где $m_{\text{кр}}$ — толщина АСПО в характерном сечении, соответствующая моменту появления критического давления, мм; u — скорость образования АСПО, г/ч.

Результаты вычислений представлены в таблице 3.

Анализируя данные, представленные в таблице 3, можно отметить, что относительный МОП рассматриваемого трубопровода принимает минимальное значение в апреле, а максимальное значение принимает в сентябре. Также можно отметить нелинейность изменения данного параметра и большую разницу между минимальными и максимальными значениями (176,9 %).

Итоги

- По результатам анализа промысловых данных выявлено, что для южной группы нефтяных месторождений Пермского края межочистной период подземных нефтепроводов меняется в течение года.
- Исследования показали, что изменение межочистного периода носит нелинейный характер, ввиду нелинейности изменения температуры грунта на глубине заложения нефтепровода и, соответственно, интенсивности образования органических отложений на внутренней поверхности линейного трубопровода.
- Авторами работы предлагается введение показателя относительного МОП, позволяющего проводить прогнозирование изменения МОП, расчет которого основан на моделировании процесса парафинообразования и лабораторных исследованиях.

Выводы

- Исследование влияния температурного режима работы линейных трубопроводов на их межочистной период может позволить значительно увеличить точность прогнозирования необходимых очистных мероприятий.
- Анализ степени и характера изменения интенсивности и скорости образования органических отложений и относительного МОП позволяет сделать предположение о линейной зависимости между ними.
- Результаты проведенных лабораторных исследований показали, что наибольшая интенсивность и скорость образования АСПО в Пермском крае достигается в апреле, что следует учитывать при планировании очистных мероприятий на линейных нефтепроводах.

Литература

- Илюшин П.Ю., Лекомцев А.В., Ладейщикова Т.С., Рахимзянов Р.М. Оценка эффективности метода «холодный поток» в борьбе с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2018. Т. 18. № 1. С. 53–62.
- 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, issue 1, P. 129–133. (In Eng).
- 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 química, 2020, Vol. 17, issue 36, P. 750–765. (In Eng).
- 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.
- Van Der Geest C., Guersoni V.C.B., Merino-Garcia D., Bannwart A.C. Wax

deposition experiment with highly paraffinic crude oil in laminar single-phase flow unpredictable by molecular diffusion mechanism. Energy&fuels, 2018, Vol. 32, issue 3, P. 3406–3419. (In Eng).

6. 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, issue 6, P. 967–989. (In Eng).

7. Kasumu A.S., Mehrotra A.K. Solids deposition from wax–solvent–water “Waxy” mixtures using a cold finger apparatus. Energy&Fuels, 2015, Vol. 29, issue 2, P. 501–511. (In Eng).

8. Jennings D.W., Weispfennig K. Effect of shear on the performance of paraffin inhibitors: coldfinger investigation with Gulf of Mexico crude oils. Energy&fuels, 2006, Vol. 20, issue 6, P. 2457–2464. (In Eng).

9. 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.

10. Quan Q., Wang W., Wang P., Yang J., Gao G., Yang L., Gong J. Effect of oil temperature on the wax deposition of crude oil with composition analysis. Brazilian Journal of Chemical Engineering, 2016, Vol. 33, issue 4, P. 1055–1061. (In Eng).

11. Захаров А.В., Пономарев А.Б. Исследования температурных полей грунтовых оснований // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Прикладная экология. Урбанистика. 2015. №. 4. С. 60–70.

12. Вяткин К.А., Козлов А.В. Изучение влияющих на интенсивность парафинообразования факторов в лабораторных условиях // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2019. Т. 1. С. 96–98.

ENGLISH

- Results**
 - Based on the results of the analysis of field data, it was revealed that for the southern group of oil fields in the Perm region, the inter-treatment period of underground oil pipelines changes throughout the year.
 - Studies have shown that the change in the intertreatment period is non-linear, due to the non-linear change in the ground temperature at the depth of the oil pipeline and, accordingly, the intensity of the formation of organic deposits on the inner surface of the linear pipeline.
 - The authors of the paper propose the introduction of the relative MOF indicator, which allows predicting changes in MO and is based on modeling the process of paraffin formation and laboratory studies.

Conclusions
 - The study of the influence of the temperature regime of linear pipelines on their inter-cleaning period can significantly increase the accuracy of forecasting the necessary cleaning measures.
 - Analysis of the degree and nature of changes in the intensity and rate of formation of organic deposits and the relative MOF allows us to make an assumption about a linear relationship between them.
 - The results of laboratory studies have shown that the highest intensity and rate of AFP formation in the Perm Region is achieved in April, which should be taken into account when planning treatment activities on linear oil pipelines.

References

1. Ilyushin P.Yu., Lekomtsev A.V., Ladeishchikova T.S., Rakhimzyanov R.M. The efficiency assessment of the “cold flow” method against the deposition of asphaltenes, resins and paraffins. Perm National research polytechnic university. Geology, oil and gas and mining. 2018, Vol. 18, issue 1, 53–62. (In Russ).

2. 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, issue 1, P. 129–133. (In Eng).

3. Lekomtsev A.V., Kang W., Galkin S.V., Ketova Y.A. Efficiency evaluation of the heat deparafinization of producing well equipped by sub pump with hollow rods. Periodico tche quimica, 2020, Vol. 17, issue 36, P. 750–765. (In Eng).

4. Vyatkin K.A., Kozlov A.V., Ilyushin P.Yu. Methodology for predicting changes in the intensity of formation of asphaltene-tar-paraffin deposits in an oil well. Oil Engineer, 2020, issue 4, P. 38–45. (In Russ).

5. Van Der Geest C., Guersoni V.C.B., Merino-Garcia D., Bannwart A.C. Wax deposition experiment with highly paraffinic crude oil in laminar single-phase flow unpredictable by molecular diffusion mechanism. Energy & fuels, 2018, Vol. 32, issue 3, P. 3406–3419. (In Eng).

6. 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, issue 6, P. 967–989. (In Eng).

7. Kasumu A.S., Mehrotra A.K. Solids deposition from wax–solvent–water “Waxy” mixtures using a cold finger apparatus. Energy&Fuels, 2015, Vol. 29, issue 2, P. 501–511. (In Eng).

8. Jennings D.W., Weispfennig K. Effect of shear on the performance of paraffin inhibitors: coldfinger investigation with Gulf of Mexico crude oils. Energy & fuels, 2006, Vol. 20, issue 6, P. 2457–2464. (In Eng).

9. Lyapin A.Yu., Astakhov A.V., Mikhalev Yu.P. Study of the wax crystallization temperature 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, issue 6, P. 28–35. (In Russ).

10. Quan Q., Wang W., Wang P., Yang J., Gao G., Yang L., Gong J. Effect of oil temperature on the wax deposition of crude oil with composition analysis. Brazilian Journal of Chemical Engineering, 2016, Vol. 33, issue 4, P. 1055–1061. (In Eng).

11. Zakharov A.V., Ponomarev A.B. Research soil temperature fields in perm. Applied ecology. Urban development, 2015, issue 4, P. 60–70. (In Russ).

12. Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Study of factors influencing the intensity of paraffin formation in laboratory conditions. In: Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits. Perm, Perm national research polytechnic university Publ., 2019, Vol. 1, P. 96–98. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вяткин Кирилл Андреевич, ведущий инженер
НОЦ ГИРНГМ ПНИПУ, аспирант кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия
Для контактов: kirill.vyatkin@girngm.ru

Илюшин Павел Юрьевич, к. т. н., директор
НОЦ ГИРНГМ ПНИПУ, доцент кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия

Козлов Антон Вадимович, студент кафедры
«Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия

Vyatkin Kirill Andreevich, senior engineer
of SEC GDOGF PNRPU, postgraduate student of the department “Oil and gas technologies” of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia
Corresponding authors: kirill.vyatkin@girngm.ru

Ilyushin Pavel Yuryevich, phd, director of SEC GDOGF PNRPU, associate professor of the department “Oil and gas technologies” of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia

Kozlov Anton Vadimovich, student of the department “Oil and gas technologies” of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia