Исследование влияния содержания водной фазы в транспортируемой водонефтяной эмульсии на теплопроводность образующихся асфальтосмолопарафиновых отложений с целью рассмотрения применимости технологии «контролируемого слоя»

Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В., Вотинова А.О.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия kirill.vyatkin@girngm.ru

Аннотация

Образование органических отложений является одной из наиболее распространенных проблем при добыче и транспортировке скважинной продукции. При борьбе с данным осложнением применяется множество современных методов, одним из них является технология «контролируемый слой». Одной из важнейших величин, рассматриваемых при определении технологической эффективности данной технологии, является теплопроводность органических отложений. В данной работе проведены лабораторные исследования по определению характера и степени изменения теплопроводности данных отложений от обводненности исследуемой эмульсии. При анализе результатов лабораторных исследований становится очевидным, что высокая обводненность транспортируемой эмульсии увеличивает теплопроводность отложений, что несет исключительно негативное влияние на технологическую эффективность рассматриваемой технологии.

Материалы и методы

Материалы: пробы пластового флюида с целевого технологического объекта, установка «Холодный стержень», ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1.

Методы: исследования на установке «Холодный стержень», авторская методика определения теплопроводности органических отложений.

Ключевые слова

«контролируемый слой», асфальтосмолопарафиновые отложения, теплопроводность, интенсивность, обводненность

Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-10403, www.rscf.ru/project/21-79-10403

Для цитирования

Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В., Вотинова А.О. Исследование влияния содержания водной фазы в транспортируемой водонефтяной эмульсии на теплопроводность образующихся асфальтосмолопарафиновых отложений с целью рассмотрения применимости технологии «контролируемого слоя» // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. 60–64 DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-60-64

Поступила в редакцию: 28.09.2020

PIPELINE

UDC 622.692.4 | Original Paper

Study of the influence of the water phase content in the transported water-oil emulsion on the thermal conductivity of the forming asphalt resoloparaphin deposits for the purpose of considering the technology applicable

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

Perm national research polytechnic university, Perm, Russia kirill.vyatkin@girngm.ru

Abstract

The formation of organic deposits is one of the most common problems in the production and transportation of well products. In the fight against this complication, many modern methods are used, one of them is the "Controlled Layer" technology. One of the most important values considered when determining the technological efficiency of this technology is the thermal conductivity of organic deposits. In this work, laboratory studies were carried out to determine the nature and degree of change in the thermal conductivity of these deposits from the water content of the studied emulsion. Analyzing the results of laboratory studies, it becomes obvious that the high-water content of the transported emulsion increases the thermal conductivity of deposits, which has an exceptionally negative impact on the technological efficiency of the technology under consideration.

Materials and methods

Materials: reservoir fluid samples from the target technological object, the "Cold Finger" installation, the Rheotest RN 4.1 rotary viscometer. Methods: research on the "Cold Finger" installation, the authors method for determining the thermal conductivity of organic deposits.

Keywords

"controlled layer", asphalt-resin-paraffin deposits, thermal conductivity, intensity, water content

For citation

Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V., Votinova A.O. Study of the influence of the water phase content in the transported water-oil emulsion on the thermal conductivity of the forming asphalt resoloparaphin deposits for the purpose of considering the technology applicable. Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. 60–64. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-60-64

Received: 28.09.2020

Введение

Наиболее распространенным методом транспортировки добываемого флюида является трубопроводный транспорт. Данный процесс является сложной технологической задачей по причине возникновения различного рода осложнений. Ввиду того, что большая часть флюида на территории России транспортируется данным способом, эти осложнения играют существенную роль в процессах его добычи и транспортировки. Примерами таких осложнений могут являться органические отложения, в частности асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), которые представляют собой «мазеподобную» суспензию либо эмульсию с высокой адгезией к различным поверхностям, состоящую из органических и минеральных соединений [1]. Основной опасностью данного явления является не выделение твердой фазы из потока пластовой жидкости, а ее накопление на внутренней стенке линейных трубопроводов, что способствует повышению давления в трубопроводе, ввиду уменьшения его гидравлического радиуса.

При борьбе с данными отложениями существует два пути: предупреждение образования отложений или их удаление [2]. Также методы борьбы с АСПО можно дифференцировать по физическому полю, воздействующему на органические отложения [3, 4] (рис. 1.)

Более перспективными технологиями борьбы с рассматриваемыми отложениями считаются методы предупреждения образования АСПО, среди которых существуют такие современные методы, как технология «контролируемого слоя».

Применение данной технологии позволяет рассматривать явление образования органических отложений с положительной точки зрения [5]. Рассматриваемая технология основана на наличии у органических отложений низких коэффициентов теплопроводности и шероховатости, а также возможности заполнения неровностей и коррозионных повреждений на внутренней поверхности линейных трубопроводов [6, 7]. Ввиду наличия у АСПО низкого коэффициента тепловодности становится возможным использование данных отложений в качестве теплоизолирующего материала путем создания «контролируемого» теплоизолирующего слоя на внутренней поверхности линейного трубопровода, снижающего градиент температуры между транспортируемым флюидом и внутренней поверхностью нефтепровода. Возможность заполнения неровностей и коррозионных повреждений в совокупности с наличием низкого значения шероховатости позволяет облегчить транспортировку флюидов по трубопроводу ввиду отсутствия локальных очагов кавитации, увеличения скорости движения флюида вдоль стенки и отсутствия контакта перекачиваемого флюида с внутренней поверхностью линейного трубопровода (рис. 2). На верхней части рисунка 2 представлена модель трубопровода, а на нижней — его сечение по линии разреза А—А.

Стоит отметить, что одним из важнейших параметров транспортируемого флюида,

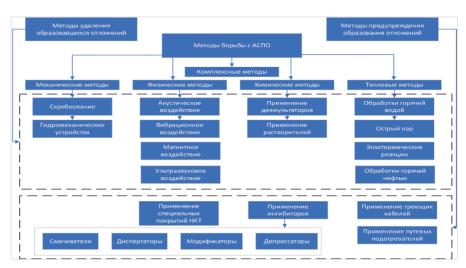
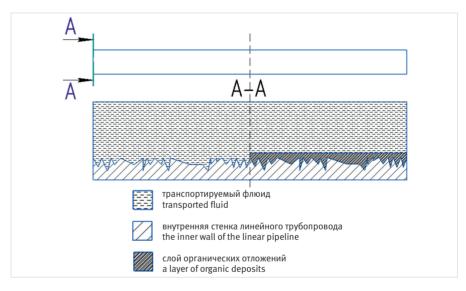


Рис. 1. Общая классификация методов борьбы с органическими отложениями Fig. 1. General classification of methods for combating organic deposits



Puc. 2. Применение слоя АСПО в качестве антикоррозионной изоляции нефтепроводов Fig. 2. Application of the wax layer as an anticorrosive insulation of oil pipelines

необходимым к изучению при анализе возможности внедрения данной технологии, является теплопроводность органических отложений. Однако нередко в состав органических отложений включаются и иные фазы, такие как попутный нефтяной газ (ПНГ) и пластовая вода [8]. Предметом данной работы является изучение изменения теплопроводности АСПО и кинетики их образования в зависимости от обводненности исследуемой эмульсии.

Методика проведения лабораторных исследований

Для определения теплопроводности органических отложений в лабораторных условиях использовалась методика, предложенная в работе [9]. Данная методика основана на применении уравнения Фурье для определения теплопроводности органических отложений, осажденных на цилиндрической



Рис. 3. Лабораторная установка «Холодный стержень» CF-4

Fig. 3. Laboratory installation "Cold Finger" CF-4

поверхности. Для получения органических отложений использовалась установка «Холодного стержня» ("Cold Finger"), представленная на рисунке 3, и описанная в работе [10] методика достижения наибольшей интенсивности образования АСПО.

При получении органических отложений на рассматриваемой установке определялись величины интенсивности и удельной интенсивности образования данных отложений. Данные величины также важны при рассмотрении возможности внедрения технологии «контролируемого слоя» и определяются по выражениям (1) и (2) соответственно.

$$M = \frac{m_{\text{oth}}}{m_{\text{пробы}}} \cdot 100\%,$$
 (1)

$$M_{\rm yg} = \frac{m_{\rm oth}}{m_{\rm heфtu}} \cdot 100\%, \qquad (2)$$

где, $m_{\mbox{\tiny OFII}}$ — масса образовавшихся отложений, г; $m_{\mbox{\tiny Heфti}}$ — масса нефти в исследуемой пробе, г; $m_{\mbox{\tiny пробы}}$ — масса исследуемой пробы, г.

Также рассмотрению подлежала величина плотности органических отложений. Для ее определения была использована известная величина массы АСПО и величина объема, измеряемая путем оценки объема вытесненной воды из градуированной лабораторной пробирки.

Лабораторные исследования

Исследования зависимости изменения теплопроводности АСПО от обводненности анализируемой водонефтяной эмульсии проходили с использованием пробы флюида, отобранной с площадного объекта «N» (табл. 1).

Для характеристики данного флюида были проведены реологические исследования водонефтяных эмульсий. Данные лабораторные исследования выполнялись на балансовых смесях нефтей и вод, для приготовления которых были использованы пластовые нефть и вода с рассматриваемого площадного объекта. Ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1 на котором проводились исследования (рис. 4а). Результаты проведения лабораторных исследований представлены на рисунке 4b.

Анализируя рисунок 4b, можно заключить, что наибольшая вязкость рассматриваемого флюида достигается в точке инверсии при обводненности 60 % и составляет

362 мПа•с. Увеличение вязкости эмульсии объясняется высокой вязкостью дисперсионной среды — нефти, в которой присутствуют диспергированные частицы водной фазы, движение которых крайне затрудненно. При увеличении обводненности следует резкое снижение динамической вязкости ввиду инверсии образовываемой эмульсии. При формировании прямой эмульсии, обводненность которой превышает точку инверсии. вязкость эмульсии значительно снижается и составляет 2,39 мПа∙с при обводненности 80 %. Столь значительное падение вязкости эмульсии объясняется изменением дисперсионной среды с нефти на воду - маловязкую жидкость, ввиду чего возможно относительное движение диспергированных частиц нефти. В данной работе исследования проводились как на прямой эмульсии, так и на обратной.

Для характеристики флюида с площадного объекта «N» на рисунке 5 приведен его фракционный состав.

Анализируя приведенные выше данные, можно отметить высокое содержание тяжелых компонентов С35+. Наибольшее содержание отмечено у группы компонентов С55–С56, составляющее 30,68 % и включающее в себя смолисто-асфальтеновые вещества (САВ).

При проведении лабораторных исследований по определению зависимости между теплопроводностью АСПО и обводненностью водонефтяной эмульсии одновременно использовались 4 стержня на установке «Холодного стержня», что способствует предотвращению искажения получаемых результатов и минимизации получаемых погрешностей (рис. 6).

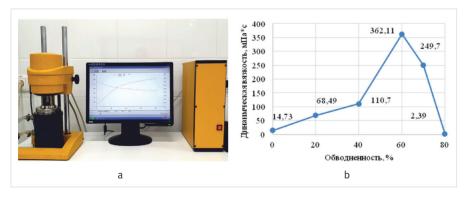
Анализируя рисунок 6, можно наблюдать значительный рост теплопроводности и плотности АСПО при увеличении обводненности исследуемой эмульсии. При увеличении обводненности с 0 до 80 % рост теплопроводности составляет 33.3 %, а плотности - 75 %. Данные процессы объясняются включением водной фазы в массу органических отложений. Также стоит отметить, что при увеличении обводненности исследуемой эмульсии выше 40 % интенсивность роста плотности рассматриваемых отложений резко снижается. Данный факт можно объяснить наличием максимально возможной концентрации водной фазы в отложениях, позволяющей им быть устойчивыми. В таком случае рост теплопроводности и плотности органических отложений при исследовании эмульсии с обводненностью более 40 % можно объяснить более интенсивным процессом изменения состава АСПО, описанным в работе [11], ввиду наличия меньшего количества нефтяной фазы в исследуемой эмульсии.

В ходе лабораторных исследований были определены величины интенсивности и удельной интенсивности образования АСПО (рис. 7).

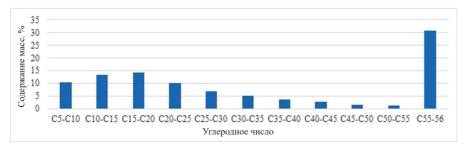
Анализируя построенный график, можно заключить, что интенсивность образования органических отложений снижается с ростом обводненности, что является следствием снижения количества нефтяной фазы в рассматриваемой водонефтяной эмульсии. В то же время величина удельной интенсивности образования АСПО растет с ростом обводненности эмульсии. Причем при исследовании прямой эмульсии рост данной величины близок к линейному, а увеличение обводненности выше точки инверсии и, как следствие, образование

Табл. 1. Свойства исследуемого флюида с площадного объекта «N» Tab. 1. Properties of the studied fluid from the areal object "N"

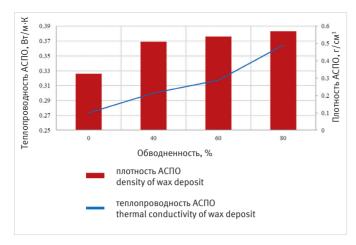
Наименование параметра	Размерность	Величина
Плотность нефти в поверхностных условиях	KΓ/M³	826
Содержание парафина	%	3,51
Содержание асфальтенов	%	4,41
Содержание смол	%	19,09
Содержание серы	%	2,22

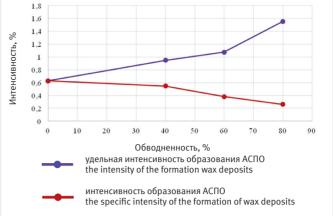


Puc.~4.~Лабораторные исследования по определению реологических свойств рассматриваемого флюида: <math>a-Rheotest RN~4.1;~b- зависимость динамической вязкости эмульсий от обводненности для рассматриваемого флюида Fig.~4.~Laboratory studies to determine the rheological properties of the fluid under consideration: a-Rheotest RN~4.1;~b- the dependence of the dynamic viscosity of emulsions on the water content for the fluid under consideration



Puc. 5. Компонентный состав рассматриваемого флюида Fig. 5. The component composition of the fluid under consideration





Puc. 6. Результаты проведенных лабораторных исследований Fig. 6. The results of the conducted laboratory tests

Puc. 7. Результаты определения интенсивности и удельной интенсивности образования органических отложений при изменении обводненности исследуемой эмульсии Fig. 7. The results of determining the intensity and specific intensity of the formation of organic deposits with a change in the water content of the studied emulsion

обратной эмульсии приводят к резкому росту данной величины.

Итоги

Борьба с явлением образования органических отложений является сложной технологической задачей при транспортировке флюида трубопроводным транспортом. Существует множество современных методов удаления или предупреждения образования данных отложений. Одним из таких метолов является применение технологии «контролируемый слой». При внедрении данной технологии одним из важнейших свойств АСПО является их теплопроводность. Данная величина зависит от химического состава транспортируемой нефти. наличия включений, содержащихся в органических отложениях, режима течения, обводненности эмульсии и термобарических условий формирования отложений. При работе с установкой «Холодный стержень» исследовалось влияние обводненности на данную величину, поскольку достоверная оценка влияния других параметров на теплопроводность АСПО не представляется возможной. В рамках данной установки нет возможности изменения длины трубопровода, оценки режима течения флюида по кольцевому пространству и формирования неравномерного слоя органических отложений. Влияние температуры формирования органических отложений на их теплопроводность еще предстоит оценить, в рамках данной установки увеличение градиента температуры создаст нефизичные условия образования отложений, а его снижение уменьшит скорость образования отложений до незначительных величин, не имеющих место на целевых объектах. На основании проведенных лабораторных исследований можно отметить, что с ростом обводненности сформированной эмульсии плотность и теплопроводность адгезируемых отложений увеличиваются, что объясняется включением в состав отложений водной фазы. При этом величины интенсивности образования данных отложений также снижаются, а величина удельной интенсивности — возрастает. Это объясняется интенсивным включением в состав отложений водной фазы при снижении доли нефти в составе прямой водонефтяной эмульсии.

Выводы

На основании результатов лабораторных исследований можно заключить, что теплопроводность органических отложений увеличивается при росте обводненности добываемой эмульсии, ввиду включения в объем отложений водной фазы. Также было отмечено увеличение удельной интенсивности образования органических отложений с ростом обводненности. Приведенные факты позволяют заключить, что при анализе технологической эффективности применения данной технологии необходимым параметром оценки будет являться обводненность транспортируемого по рассматриваемому трубопроводу флюида. Высокая обводненность транспортируемого флюида может повлечь за собой как снижение технологической эффективности рассматриваемой технологии, так и ее полную нецелесообразность, ввиду наличия высокого значения теплопроводности образующихся отложений.

Литература

- Акрамов Т.Ф., Яркеева Н.Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 4. С. 67–72.
- 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.
- 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, SPE 174817, P. 1289–1299. (In Eng).
- 4. Ревель-Муроз П.А., Бахтизин Р.Н., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Совместное использование термических и химических методов воздействия при транспортировке высоковязких и застывающих нефтей // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2017. Т. 2. № 2. С. 49–55.

- 5. 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.
- 6. 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.
- 7. 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.
- 8. Прозорова И.В., Серебренникова О.В., Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В., Стахина Л.Д., Николаева Т.Л. Особенности осадкообразования и состава парафиновых углеводородов нефти Верхне-Салатского месторождения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2007. Т. 310. № 2. С. 155—159.
- 9. Козлов А.В., Вяткин К.А. Оценка теплопроводности АСПО на основе результатов лабораторных исследований // Master's journal: 2020. № 1. C. 69–76.
- 10. 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.
- 11. Fan K., Huang Q., Li S., Zhao D. Wax deposition study in a cold-finger system with model oil. Nusa Dua, Bali, Indonesia, 2015, October 20–22, SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, SPE-176447-MS. (In Eng).

Results

Combating the phenomenon of the formation of organic deposits is a complex technological task when transporting fluid by pipeline transport. There are many modern methods for removing or preventing the formation of these deposits. One of these methods is the use of the "Controlled Layer" technology. When implementing this technology, one of the most important properties of wax deposits is their thermal conductivity. This value depends on the chemical composition of the transported oil, the presence of inclusions contained in organic deposits, the flow regime, the water content of the emulsion and the thermobaric conditions of the formation of deposits. When working with the "Cold Finger" installation, the influence of water cut on this value was studied, since a reliable assessment of the influence of other parameters on the thermal conductivity of the wax deposits is not possible. Within the framework of this installation, it is not possible to change the length of the pipeline, assess the flow regime of the fluid through the annular space and form an uneven layer of organic deposits. The influence of the temperature of the formation of organic deposits on their thermal conductivity has yet to be evaluated, within the framework of this installation, a change in the temperature gradient will create non-physical conditions for the formation of deposits, and its decrease will reduce the rate of sediment formation to insignificant values that do not occur at the target objects. Based on the conducted

laboratory studies, it can be noted that with an increase in the water content of the formed emulsion, the density and thermal conductivity of the adhesive deposits increase, which is explained by the inclusion of a water vase in the composition of the deposits. At the same time, the intensity of the formation of these deposits also decreases, and the value of the specific intensity increases. This is due to the intensive inclusion of the aqueous phase in the sediments with a decrease in the proportion of oil in the composition of the direct water-oil emulsion.

Conclusions

Based on the results of laboratory studies, it can be concluded that the thermal conductivity of organic deposits increases with an increase in the water content of the extracted emulsion, due to the inclusion of an aqueous phase in the volume of deposits. There was also an increase in the specific intensity of the formation of organic deposits with an increase in water content. These facts allow us to conclude that when analyzing the technological efficiency of the use of this technology, the necessary parameter for the assessment will be the water content of the fluid transported through the pipeline under consideration. The highwater content of the transported fluid can lead to both a decrease in the technological efficiency of the technology under consideration, and its complete inexpediency, due to the presence of a high value of the thermal conductivity of the formed deposits.

References

- Akramov T.F., Yarkeeva N.R. Control of deposits of paraffin and asphalt-resin components of oil. Oil and gas business, 2017, Vol. 15, issue 4, P. 67–72. (In Russ).
- 2. Khasanov I.I., Shakirov R.A., Leontiev A.Yu., Loginova E.A. Application of heavy oil depostits as thermal insulating layer in major pipelines. Transport and storage of oil products and hydrocarbons, 2018, issue 4, P. 32–39. (In Russ).
- 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, SPE 174817, P. 1289–1299. (In Eng).
- Revel-Muroz P.A., Bakhtizin R.N., Karimov R.M., Mastobaev B.N. Joint use of thermal and chemical methods of influence during transportation of high-viscosity and solidifying oils. SOCAR Proceedings, 2017,

- Vol. 2, issue 2, P. 49-55. (In Russ).
- Gilmutdinov N.R., Dmitriev M.E., Mastobaev B.N. New directions of use of asphaltene deposition in pipeline transport of oil. Transportation and storage of petroleum products and hydrocarbons, 2015, issue 2, P. 8–12. (In Russ).
- Revel-Muroz P.A., Gilmutdinov 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, issue 3, P. 12–16. (In Russ).
- Khasanov I.I., Shakirov R.A., Leontiev A.Yu., Loginova E.A. Application of heavy oil depositits as thermal insulating layer in major pipelines. Transport and storage of oil products and hydrocarbons, 2018, issue 4, P. 32–39. (In Russ).
- 8. Prozorova I.V., Serebrennikova O.V., Loskutova Yu.V., Yudina N.V., Stakhina L.D., Nikolaeva T.L. Peculiarities of sludge

- formation and composition of paraffin carbohydrates in the Upper-Salat deposit. Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo Assets engineering, Vol. 310, issue 2, P. 155–159. (In Russ).
- 9. Kozlov A.V., Vyatkin K.A. Definition of the transcalency of wax based on laboratory studies. Master's journal, 2020, issue 1, P. 69–76. (In Russ).
- 10. Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Study of factors affecting the intensity of paraffin formation in laboratory conditions. Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits, 2019, Vol. 1, P. 96–98. (In Russ).
- 11. Fan K., Huang Q., Li S., Zhao D. Wax deposition study in a cold-finger system with model oil. Nusa Dua, Bali, Indonesia, 2015, October 20–22, SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, SPE-176447-MS. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Вяткин Кирилл Андреевич, ведущий инженер НОЦ ГиРНГМ ПНИПУ, аспират кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия

Для контактов: kirill.vyatkin@girngm.ru

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

Вотинова Алена Олеговна, студент кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия

Ilyushin Pavel Yuryevich, ph. d., director of SEC GDOGF PNRPU, associate professor of the department "Oil and gas technologies" of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia

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 author: kirill.vyatkin@girngm.ru

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

Votinova Alena Olegovna, student of the department "Oil and gas technologies" of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia