

УДК 622.276

## ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Илюшин Павел Юрьевич<sup>1</sup>,  
ilushin-pavel@yandex.ru

Вяткин Кирилл Андреевич<sup>1</sup>,  
kirill.vyatkin@girngm.ru

Козлов Антон Вадимович<sup>1</sup>,  
anton.kozlov@girngm.ru

<sup>1</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

**Актуальность** исследования заключается в необходимости оценки изменения реологических свойств нефти в процессе образования асфальтосмолопарафиновых отложений. Существующие корреляционные зависимости позволяют определить вязкость нефти при известной температуре и плотности, однако их применение возможно лишь для нефтей конкретного региона и при постоянном компонентном составе. При этом в процессе добычи нефти нередко возникает проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений, что непосредственно влияет на ее компонентный состав. В случае, когда температура нефти выше температуры начала кристаллизации парафина, отложения адгезируются на холодную поверхность лифтовой колонны или нефтепромыслового оборудования, что приводит к изменению компонентного состава нефти и улучшению реологических свойств. В случае, если температура нефти ниже температуры начала кристаллизации парафина, образование данных отложений происходит в ее объеме нефти с формированием суспензии «нефть–отложения» и сопровождается значительным ухудшением ее реологических свойств. Исследование изменения реологических свойств нефти в процессе образования асфальтосмолопарафиновых отложений необходимо для более корректного моделирования процессов ее транспортировки, а также проектирования применения современных методов предупреждения образования данных отложений.

**Цель:** оценить характер и степень влияния образования асфальтосмолопарафиновых отложений в тестовой секции установки «Wax Flow Loop» на реологические свойства исследуемой нефти при различных термических условиях.

**Методы:** проведение лабораторных исследований нефти на установке «Wax Flow Loop», определение толщины асфальтосмолопарафиновых отложений в тестовой секции манометрическим и термометрическим способами.

**Результаты.** Проведен ряд лабораторных исследований при различных температурах нефти. Получено, что ее реологические свойства ухудшаются со снижением температуры. Объем формируемых асфальтосмолопарафиновых отложений в исследовании различен, ввиду чего введен параметр удельного изменения вязкости, равный изменению вязкости нефти за время проведения исследования к объему сформированных отложений. Анализ данного параметра для проведенных исследований указывает на то, что при температуре нефти от 25 до 40 °С он принимает отрицательные значения, реологические свойства в процессе образования отложений улучшаются, причем удельное изменение вязкости в среднем составляет 1,25 мПа/с/мл. При исследовании нефти при температуре 20 °С удельное изменение вязкости положительное, что говорит об образовании отложений в объеме нефти и значительном ухудшении реологических свойств.

**Выводы.** Полученные экспериментальные результаты позволяют рассматривать динамику изменения реологических свойств нефти в процессе образования асфальтосмолопарафиновых отложений. Приведен параметр удельного изменения динамической вязкости при различных термических условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений. Получено, что при разных температурных условиях реологические свойства нефти меняются различным образом. Использование данных лабораторных исследований позволит увеличить точность моделирования процесса добычи и транспортировки нефти, а также оценить технологическую эффективность применения некоторых методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

### Ключевые слова:

Вязкость, органические отложения, добыча нефти, реологические свойства, лабораторные исследования.

### Введение

Скважинная добыча и дальнейшая транспортировка нефти являются сложными технологическими процессами. Для обеспечения эффективной, безопасной и безаварийной добычи необходимо проведение множества технологических расчетов, подбор глубинного оборудования и определение режима его работы. Однако во время добычи или транспортировки могут возникать различные осложнения [1]. На территории Пермского края наиболее распространенными осложнениями можно считать образование высоковязких эмульсий, интенсиное солеотложение, коррозию нефтепромыслового

оборудования, а также образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [2]. Осложненный фонд включает в себя более 64 % всех добывающих скважин, расположенных на территории Пермского края. Распределение причин включения добывающих скважин в данный фонд представлено на рис. 1.

Как видно из приведенного рисунка, наиболее распространенным осложнением при добыче нефти является образование АСПО. Формирование данных отложений вызывает снижение гидравлического радиуса трубопровода, увеличение давления в системе, снижение ресурса нефтепромыслового оборудования, что может привести к аварийной ситуации [3, 4].



**Рис. 1.** Причины включения скважин в осложненный фонд добывающих скважин на территории Пермского края  
**Fig. 1.** Reasons for inclusion of wells in the complicated fund of producing wells in the Perm Krai

АСПО являются органическими отложениями и представляют собой высокомолекулярные соединения ( $C_{17}-C_{60+}$ ), которые кристаллизуются при достижении температуры начала кристаллизации парафина (ТНКП), адгезируются на стенке лифтовой колонны и формируют твердые отложения [5–7]. Кристаллизация этих отложений вызывает не только снижение гидравлического радиуса трубопровода, но и влияет на реологические свойства добываемой нефти. Так, в случае охлаждения нефти ниже ТНКП кристаллизация отложений происходит в ее объеме с образованием суспензии «нефть–АСПО» [8, 9]. Формирование данной суспензии приводит к значительному ухудшению ее реологических свойств [10]. Однако при формировании отложений на внутренней поверхности лифтовой колонны реологические свойства добываемой нефти улучшаются [11, 12].

Борьба с АСПО заключается в предупреждении их образования или удалении сформированных отложений [13–16]. Наиболее распространены представителями превентивной группы методов являются дозирование реагентов-ингибиторов АСПО, применение греющих кабелей и путевой подогрев нефти [17, 18]. К методам же удаления отложений относятся различные обработки (углеводородными растворителями, горячей водой, нефтью и т. д.) и использование очистных устройств [19, 20]. Современной нефтедобыче необходима разработка новых способов борьбы с АСПО, учитывающих актуальные научные работы. К их числу относится технология «Холодный поток» («Cold Flow»), заключающаяся в намеренном охлаждении нефти ниже ТНКП для минимизации образования отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования [21]. Однако применение данной технологии требует проведение ряда исследований по определению изменения реологических свойств нефти в процессе парафинообразования.

За последние десятилетия разработано множество методик для определения вязкости дегазированной нефти. Большинство из них применимы лишь для определенных регионов нефтедобычи. Среди наиболее известных хочется отметить корреляции: Билла (Bill), Беггса и Робинсона (Beggs and Robinson), Гласе (Glaso),

Картоатмодью и Шмитда (Kartoatmodjo and Schmidt) и Хоссаин (Hossain) [22–24]. Для использования данных корреляций необходимо знать плотность нефти и ее температуру. Однако приведенные корреляции позволяют оценивать изменение вязкости дегазированной нефти лишь при постоянстве ее фракционного и компонентного составов. При проектировании и моделировании систем добычи и транспорта нефти необходимо оценивать степень изменения реологических свойств нефти не только при ее охлаждении, но и при образовании АСПО. Учет этого параметра позволит проводить более корректные гидравлические расчеты, оценивать изменение величины потерь давления на трение при движении нефти после образования АСПО, а также проектировать применение современных методов борьбы с данными отложениями.

Авторами данной работы проведен ряд лабораторных исследований, направленных на определение динамики изменения реологических свойств нефти при образовании асфальтосмолопарафиновых отложений. В рамках данного исследования разработан метод изучения реологических параметров нефти на лабораторном стенде «Wax Flow Loop» в условиях парафинообразования.

#### Материалы и методы

Исследование дегазированной нефти выполнялось на лабораторном стенде «Wax Flow Loop» (ООО «ДИУС-ЛАБ») (рис. 2).

Работа данного лабораторного стенда заключается в циркуляции исследуемой нефти по внутренней поверхности установки при необходимых термобарических условиях. Нефть, находящаяся в сырьевой емкости, нагревается до необходимой температуры за счет движения теплоносителя по внешнему контуру. В качестве теплоносителя используется тосол. Для создания необходимого давления в системе в сырьевую емкость нагнетается газообразный азот. Затем насосным агрегатом нефть подается в тестовую секцию (рис. 3). Внутренний диаметр тестовой секции составляет 4,5 мм, длина – 1,3 м, а толщина стенки – 0,89 мм. Теплопроводность металла тестовой секции принята равной 90 Вт/(м·°К).

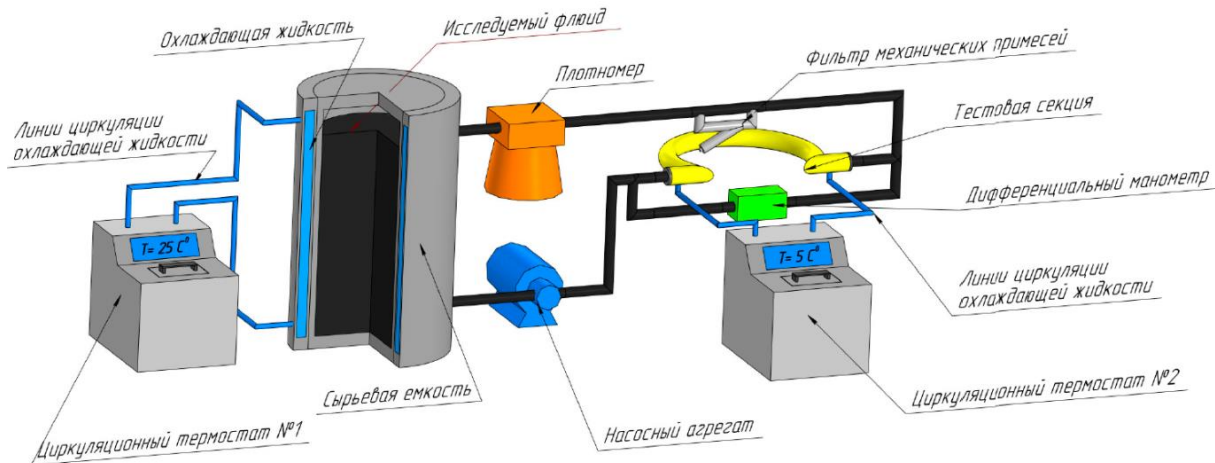


Рис. 2. Модель лабораторного стенда «Wax Flow Loop»  
 Fig. 2. Model of the «Wax Flow Loop» laboratory installation

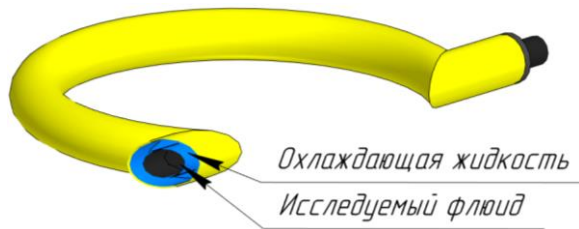


Рис. 3. Модель тестовой секции  
 Fig. 3. Test section model

Тестовая секция представляет собой двойной трубопровод, по внутреннему контуру которого движется исследуемая нефть, а по внешнему – теплоноситель, охлаждающий стенку тестовой секции до необходимой температуры. Нагрев теплоносителя в сырьевой емкости и тестовой секции выполняется циркуляционными термостатами. Ввиду создания градиента температуры между исследуемой нефтью и внутренней поверхностью тестовой секции на ней происходит образование асфальтосмолопарафиновых отложений. Толщина формируемых отложений регистрируется по данным дифференциального манометра, определяющего перепад давления между входом и выходом из тестовой секции, по выражению (1). Данный метод называется манометрическим. После выхода из тестовой секции нефть попадает обратно в сырьевую емкость, и процесс повторяется.

$$d_{\text{вн}} = \left( \frac{Q \cdot 128 \cdot \mu \cdot l}{\pi \Delta P} \right)^{1/4}, \quad (1)$$

где  $\Delta P$  – перепад давления в тестовой секции, МПа;  $Q$  – объемный расход нефти, м<sup>3</sup>/с;  $\mu$  – вязкость нефти, мПа·с;  $l$  – длина тестовой секции, м;  $d_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр тестовой секции, м.

В процессе проведения исследования, которое занимает от 8 до 36 ч, автоматически записывается и регистрируется ряд параметров, среди которых давление, расход нефти, температура в сырьевой емкости, температура на входе и выходе из тестовой секции и др. Все регистрируемые данные выгружаются в специализированное программное обеспечение для

дальнейшей обработки. Причем до начала проведения исследования нефть циркулирует по установке при заданной температуре для определения его динамической вязкости, которая позже принимается константой для определения текущего диаметра тестовой секции (выражение (1)).

Альтернативным манометрическому методу определения толщины АСПО в тестовой секции является термометрический. Использование данного метода основано на таком механизме образования АСПО, как «Тепловая аналогия» [25]. Данный механизм основан на тепловом балансе и предполагает последовательное движения потока тепла от нефти к охлаждающей жидкости через различные конвективные и кондуктивные термические сопротивления [26]. При этом образование АСПО выступает как дополнительное кондуктивное сопротивление, которое стремится привести температуру на разделе фаз нефть–отложения к температуре начала кристаллизации отложений, т. е. остановить их образование [27, 28]. Для применения данного метода используем систему из двух уравнений, учитывающих основные соотношения теплопередачи, закон Фурье и закон охлаждения Ньютона (2) [29].

$$\begin{cases} q = GC_p (T_n - T_k) = KA(T_{\text{ср}} - T_{\text{ок}}); \\ K = \frac{1}{R} = \frac{1}{\alpha_1 d_{\text{вн}} - 2\delta} + \ln \frac{d_{\text{вн}} d_{\text{нар}}}{(d_{\text{вн}} - 2\delta) 2\lambda_o} + \\ + \ln \frac{d_{\text{нар}} d_{\text{нар}}}{d_{\text{вн}} 2\lambda_c} + \frac{1}{\alpha_2}, \end{cases} \quad (2)$$

где  $q$  – линейная плотность теплового потока, Вт/м;  $G$  – массовый расход нефти по тестовой секции, кг/с;  $C_p$  – удельная теплоемкость нефти, Дж/(кг·°К);  $T_n$ ,  $T_k$  – температура в начале и в конце тестовой секции, °К;  $T_{\text{ср}}$  – средняя температура нефти в тестовой секции, °К;  $T_{\text{ок}}$  – температура окружающей среды, °К;  $A$  – площадь поверхности радиальной теплопередачи по внутренней поверхности трубопровода, м<sup>2</sup>;  $K$  – общий коэффициент теплопередачи трубопровода, Вт/(м<sup>2</sup>·°К);  $\alpha_1$  – коэффициент теплоотдачи от горячей нефти к отложениям, Вт/(м<sup>2</sup>·°К);  $\alpha_2$  – коэффи-

циент теплоотдачи от стенки к охлаждающей жидкости, Вт/(м<sup>2</sup> · °К);  $d_{вн}$  – внутренний диаметр тестовой секции, м;  $\delta$  – толщина органических отложений, м;  $\lambda_0$  – коэффициент теплопроводности АСПО, Вт/(м · °К);  $d_{нар}$  – наружный диаметр тестовой секции, м;  $\lambda_c$  – коэффициент теплопроводности материала трубопровода, Вт/(м · °К);  $R$  – термическое сопротивление стенки тестовой секции, (м<sup>2</sup> · °К)/Вт.

Первое уравнение выражения (2) позволяет оценить скорость теплоотдачи на конкретном участке гидравлического стенда – в тестовой секции. Второе же уравнение представляет собой закон передачи тепла через все термические сопротивления тестовой секции. Допущением данного метода является принятие температуры охлаждающей жидкости постоянной величиной, так как скорость ее циркуляции высока, а колебание температуры незначительно. В рамках рассматриваемого метода неизвестными остаются величины коэффициентов теплоотдачи ( $\alpha_1$  и  $\alpha_2$ ), коэффициента теплопроводности ( $\lambda_0$ ) и толщины АСПО ( $\delta$ ). Последний параметр является исходной величиной, а теплопроводность определялась по авторской методике [30, 31]. Величина  $\alpha_1$  определялась по корреляции Хаусена (Hausen correlation) (3)[32].

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_1 = \frac{Nu_1 \lambda_n}{d_{вн}}; \\ Nu_1 = 3,66 + \frac{0,19 \left( Pe \frac{(d_{вн} - 2\delta)}{l} \right)^{0,8}}{1 + 0,117 \left( Pe \frac{(d_{вн} - 2\delta)}{l} \right)^{0,467}}, \end{array} \right. \quad (3)$$

где  $\lambda_n$  – теплопроводность нефти, Вт/(м · °К);  $Pe$  – число Пекле;  $Nu_1$  – число Нуссельта.

Величина  $\alpha_2$  определялась по корреляции Петухова (4) [33]. Теплопроводность нефти определялась по эмпирическим формулам Крэга [34].

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_2 = \frac{Nu_2 \lambda_c}{d_{охл} - d_{нар}}; \\ Nu_2 = 3,66 + \frac{\frac{f}{8} Pe}{1,07 + 12,7 \sqrt{\frac{f}{8} (Pe^{0,66} - 1)} \mu_{нс}^{0,25}} \mu_n^{0,25}; \\ f = (1,82 \log_{10} Pe - 1,64)^{-2}, \end{array} \right. \quad (4)$$

где  $d_{охл}$  – диаметр камеры охлаждения тестовой секции, м;  $\mu_n$  и  $\mu_{нс}$  – динамическая вязкость нефти при температуре потока и температуре стенки, мПа · с.

Используя все представленные выражения, становится возможным определение толщины АСПО, используя лишь анализ изменения температурного поля. Так, согласно выражению (2), при циркуляции нефти при отсутствии градиента температур и, соответственно, органических отложений на стенке тестовой секции возможно определение полного термического сопротивления трубопровода до образования органических отложений ( $R$ ). Затем, после начала образования АСПО, возникнет новое термическое сопротив-

ление, что приведет к росту температуры в конце тестовой секции, средней температуры в тестовой секции и общему термическому сопротивлению тестовой секции после образования отложений ( $R^*$ ). Используя данные, регистрируемые лабораторным стендом, можно оценить изменение температурного поля, а следовательно, и разницу между термическими сопротивлениями тестовой секции до и после образования органических отложений. По полученной разнице между  $R$  и  $R^*$  можно определить толщину сформированных отложений.

Авторами определена динамика образования АСПО в тестовой секции манометрическим и термометрическим методом при исследовании нефти, свойства которой представлены в табл. 1.

В табл. 2 представлено подробное описание режимов исследования нефти, при которых регистрировалась динамика изменения ее динамической вязкости. Стоит отметить, что время проведения каждого исследования составляло 25 ч.

Первый блок исследований направлен на определение сходимости лабораторных исследований, проведенных в идентичных термических условиях, но при различных массовых расходах нефти. Второй блок исследований проведен для определения влияния различных термических условий образования отложений на реологические свойства нефти.

Таблица 1. Физико-химические свойства нефти

Table 1. Physico-chemical properties of the target fluid

Параметр Parameter	Размерность Dimension	Величина Value
Плотность Oil density	пластовая/in reservoir (T=27 °C)	819
	дегазированная degassed (T=20 °C)	859
Динамическая вязкость Oil dynamic viscosity	пластовая/in reservoir (T=27 °C)	7,0
	дегазированная degassed (T=20 °C)	45,6
Содержание в нефти Content in oil	Асфальтены Asphaltenes	1,74
	Смоли/Resins	34,88
	Парафины/Paraffins	7,18
Теплоемкость Oil heat capacity	Дж/(кг · °К) J/(kg · °K)	2043
Теплопроводность нефти Oil thermal conductivity	Вт/(м · °К) W/(m · °K)	0,149

Таблица 2. Параметры проведения исследования

Table 2. Research parameters

Температура нефти в сырьевой емкости, °С Oil temperature in the tank, °C	Температура охлаждения тестовой секции, °С Cooling temperature of the test section, °C	Массовый расход нефти, кг/ч Mass flow rate of liquid, kg/h
Первый блок исследований/The first block of research		
25	5	3
		4
		5
		6
Второй блок исследований/The second block of research		
20	5	5
30		
40		

Проведен анализ возможных ошибок при проведении лабораторных исследований. Определение толщины асфальтосмолопарафиновых отложений манометрическим методом предполагает возникновение ошибки лишь от показаний дифференциального манометра. Согласно данным производителя погрешность данного прибора составляет  $\pm 0,075$  кПа, что соответствует погрешности в определяемой толщине АСПО  $\pm 0,006$  мм. Относительно термометрического метода определения толщины органических отложений можно предположить, что коэффициент теплопроводности АСПО, теплоемкость и плотность нефти являются постоянными величинами. Геометрические параметры тестовой секции примем истинными и постоянными. Основными данными, используемыми в данном методе, являются температуры нефти до и после тестовой секции, а также температура охлаждающей жидкости. Они определяются с помощью стационарных датчиков температуры, обладающих погрешностью в  $0,1$  °С, что соответствует ошибке в определении толщины АСПО в  $\pm 0,04$  мм.

Для полноты анализа проводимых исследований необходимо также провести оценку ТНКП исследуемой нефти. Для различных нефтей данный параметр может принимать различные значения, в научной литературе описаны значения в диапазоне от  $20$  до  $80$  °С [35–38]. Для оценки данного параметра проведено специальное лабораторное исследование на установке «Wax Flow Loop». Значение ТНКП определяется при изменении температуры стенки методом последовательных приближений. При этом температура потока на входе тестовой секции постоянна и находится на уровне выше ТНКП. Идентификация слоя выполняется по изменению угла наклона показаний  $dP$ . Чувствительность дифференциального манометра позволяет фиксировать изменение  $dP$  на  $2\text{--}3$  Па, что в пересчете на изменение диаметра составляет менее  $0,01$  мм.

### Результаты исследования

В табл. 3 приведены параметры проведения исследования по определению ТНКП исследуемой нефти.

**Таблица 3.** Параметры проведения исследования

**Table 3.** Research parameters

№	Температура нефти в сырьевой емкости, °С Oil temperature in the tank, °С	Температура охлаждения тестовой секции, °С Cooling temperature of the test section, °С	Длительность, ч Duration, h	Образование отложений Wax layer detection
Прогрев системы (2 ч)/System warm-up (2 h)				
1	60	40	5	–
2		35	5	–
3		30	5	–
4		25	5	–
5		20	2	+
Прогрев системы (2 ч)/System warm-up (2 h)				
6	60	23	5	–
7		22	5	+

На основании проведенного исследования, по опытам 4 и 5, получено, что ТНКП исследуемой нефти находится в диапазоне от  $20$  до  $25$  °С. По уточ-

няющим исследованиям 6 и 7 получено, что значение ТНКП для исследуемой нефти –  $22$  °С.

В результате проведения и обработки лабораторных исследований для каждого из них получены две кривые парафинообразования и кривая изменения динамической вязкости. На рис. 4 приведен пример, полученный при обработке исследования № 4.

Очевидно, что толщина отложений, определяемая термометрическим методом, превышает эту же величину по манометрическому методу. Вследствие этого несоответствия, согласно формуле (1), рассчитывается изменение динамической вязкости нефти в процессе образования отложений. Стоит отметить, что наибольшее снижение динамической вязкости наблюдается в начальный период образования отложений, что может быть объяснено интенсивностью образования АСПО.

В результате обработки полученных данных определены величины динамической вязкости нефти в начале и конце каждого исследования. Полученные данные представлены на рис. 5.

Как видно из рис. 5, с ростом температуры нефти наблюдаются различия в характере изменения ее динамической вязкости. Так, при исследовании нефти при температуре  $20$  °С вязкость увеличивается относительно начала исследования. Для подробного рассмотрения данного явления определен относительный параметр изменения динамической вязкости нефти – удельное изменение динамической вязкости (5). Данный параметр применяется ввиду различного объема адгезированных АСПО для каждого из рассматриваемых исследований, что не позволяет корректно сравнивать их результаты. Изменение параметра  $X$  при различных температурах исследования нефти представлено на рис. 6.

$$X = \frac{\Delta\mu}{V}, \quad (5)$$

где  $\Delta\mu$  – величина изменения динамической вязкости нефти, мПа·с;  $V$  – объем органических отложений в тестовой секции, мл.

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод, что с увеличением температуры нефти удельное изменение динамической вязкости ( $X$ ) переходит в отрицательную зону. Динамика изменения рассматриваемого параметра объясняется изменением режима течения в установке. Так, при режиме «холодного» течения образование отложений происходит в объеме нефти, что увеличивает ее динамическую вязкость. Это явление имеет место при исследовании нефти при температуре  $20$  °С, что ниже, чем полученное значение ТНКП. При режиме же «горячего» течения АСПО адгезируются на поверхности тестовой секции, вследствие чего динамическая вязкость нефти снижается, что подтверждается исследованиями, проведенными при температуре нефти  $25$ ,  $30$  и  $40$  °С. В рамках проведенных исследований при «горячем» режиме течения среднее уменьшение динамической вязкости составило  $5,15$  мПа·с, а при «холодном течении» наблюдается увеличение на  $1,67$  мПа·с. Причем при режиме «горячего» течения удельное изменение вяз-

кости практически неизменно и составляет 1,25 мПа·с/мл. Граница между данными режимами, согласно проведенным исследованиям, находится в диапазоне 20 ... 25 °С. В данном диапазоне находится также

значение ТНКП, что позволят заключить, что данный параметр значительно влияет на динамику реологических свойств нефти при образовании АСПО.

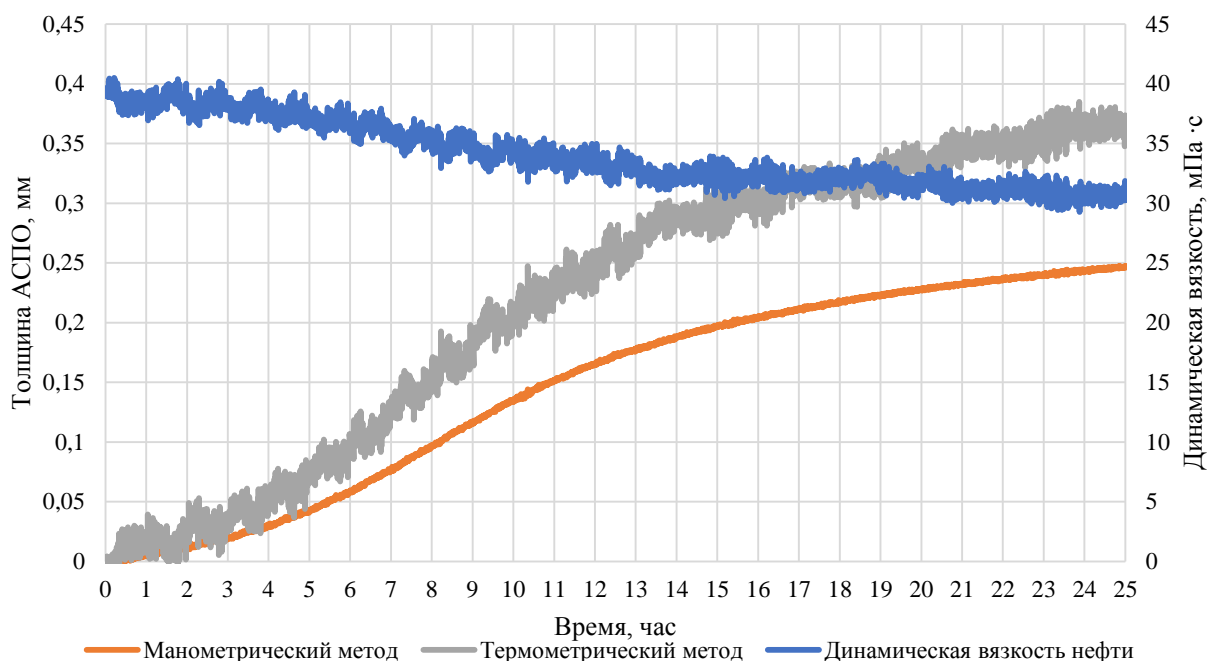


Рис. 4. Результат обработки лабораторного исследования № 4

Fig. 4. Result of processing laboratory research no. 4

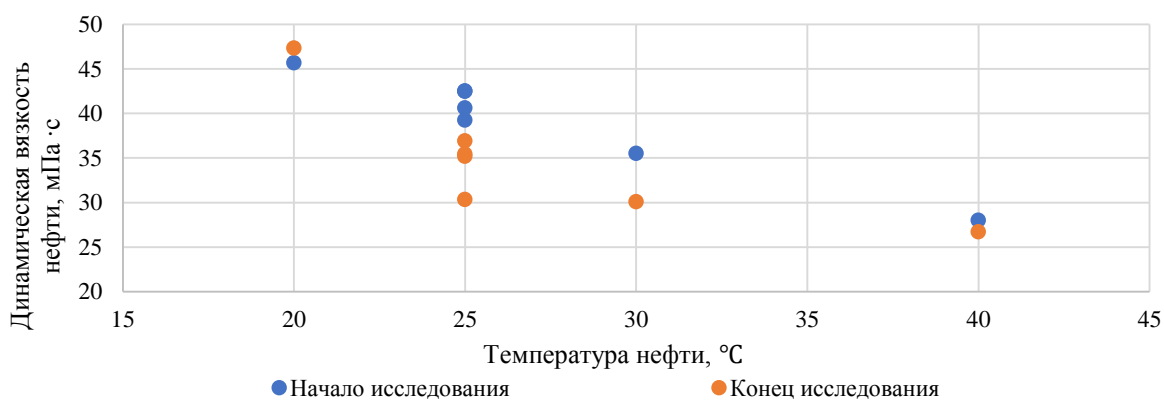


Рис. 5. Динамическая вязкость нефти при различных температурах нефти до и после проведения исследования

Fig. 5. Dynamic oil viscosity at various oil temperatures before and after the study

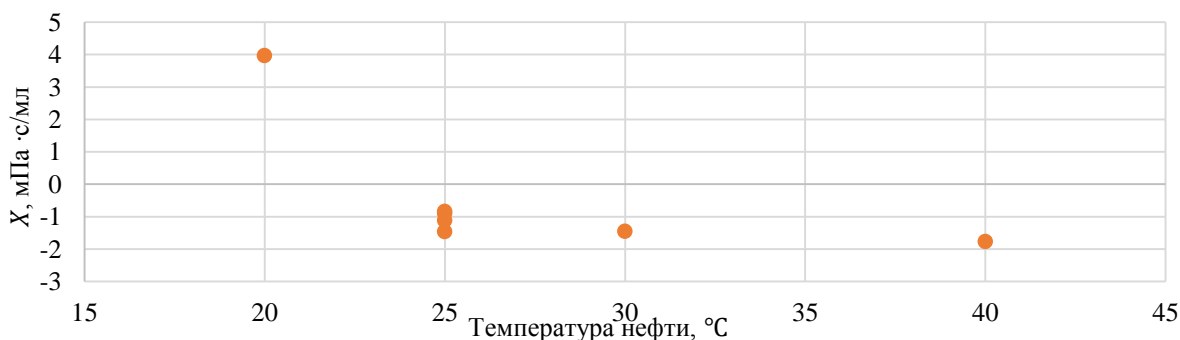


Рис. 6. Изменение параметра X при различных термических условиях исследования нефти

Fig. 6. Change of parameter X under different thermal conditions of the target fluid study



### Заключение

В процессе добычи и транспортировки реологические свойства нефти являются одними из важнейших ввиду их значительного влияния на выбор нефтепромыслового оборудования и способы борьбы с осложнениями. Изменение реологических свойств нефти может быть вызвано как изменением температуры нефти, так и образованием асфальтосмолопарафиновых отложений. Проведенные исследования на установке «Wax Flow Loop» показывают, что при температуре нефти ниже температуры начала кристаллизации парафина вязкость в процессе исследования увеличивается, что объясняется возникновением суспензии «нефть–отложения». При исследовании нефти при температурах выше температуры начала кристаллизации отложений реологические свойства посте-

пенно улучшаются ввиду адгезии отложений на поверхность тестовой секции установки «Wax Flow Loop». Полученные результаты позволяют оценить динамику изменения реологических свойств нефти в процессе адгезии асфальтосмолопарафиновых отложений. Использование данных исследований позволит проводить более точные технологические расчёты за счет учета изменения реологических параметров нефти в процессе адгезии отложений. Дальнейшие исследования в данной области могут быть направлены на изучение изменения реологических свойств нефтей с другим компонентным составом, а также при других температурных режимах.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке Программы стратегического академического лидерства «Приоритет-2030».*

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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. – V. 29. – № 5. – P. 468–483.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. Modeling of paraffin wax deposition process in poorly extractable hydrocarbon stock / A. G. Safiulina, 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.
6. 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.
7. Акрамов Т.Ф., Яркеева Н.Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти // *Нефтегазовое дело*. – 2017. – Т. 15. – № 4. – С. 67–72.
8. Arumugam S., Kasumu A.S., Mehrotra A.K. Modeling of solids deposition from «waxy» mixtures in «hot flow» and «cold flow» regimes in a pipeline operating under turbulent flow // *Energy & Fuels*. – 2013. – V. 27. – № 11. – P. 6477–6490.
9. 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.
10. Critical review on wax deposition in single-phase flow / C. van der Geest, A. Melchuna, L. Bizarre, A.C. Bannwart, V.C. Guersoni // *Fuel*. – 2021. – V. 293. – P. 120358.
11. The influence of operating temperatures on wax deposition during cold flow and hot flow of crude oil / Q. Quan, J. Gong, W. Wang, P. Wang // *Petroleum Science and Technology*. – 2015. – V. 33. – № 3. – P. 272–277.
12. 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.
13. 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.
14. 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.
15. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // *Сетевое издание «Нефтегазовое дело»*. – 2011. – № 1. – С. 268–284.
16. Shahdi A., Panacharoensawad E. SP – Wax: solid–liquid equilibrium thermodynamic modeling software for paraffinic systems // *SoftwareX*. – 2019. – V. 9. – P. 145–153.
17. Struchkov I.A., Rogachev M.K. Risk of wax precipitation in oil well // *Natural Resources Research*. – 2017. – V. 26. – № 1. – P. 67–73.
18. Krivoschekov S.N., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Modeling of asphaltene-resin-wax deposits formation in a string of hollow rods during simultaneous separate operation of two oil reservoirs // *Chemical and Petroleum Engineering*. – 2021. – V. 57. – № 3. – P. 213–219.
19. 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.
20. Ilushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development of a method for estimating thermal conductivity of organic deposits on the Wax Flow Loop laboratory installation // *International Journal of Engineering, Transactions C: Aspects*. – 2022. – V. 35. – № 6. – P. 1178–1185.
21. Ehsani S., Haj-Shafiei S., Mehrotra A.K. Experiments and modeling for investigating the effect of suspended wax crystals on deposition from «waxy» mixtures under cold flow conditions // *Fuel*. – 2019. – V. 243. – P. 610–621.
22. Toward reservoir oil viscosity correlation / A. Hemmati-Sarapardeh, M. Khishvand, A. Naseri, A.H. Mohammadi // *Chemical Engineering Science*. – 2013. – V. 90. – P. 53–68.
23. Modeling viscosity of light and intermediate dead oil systems using advanced computational frameworks and artificial neural networks / E. Khamehchi, M.R. Mahdiani, M.A. Amooie, A. Hemmati-Sarapardeh // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 193. – P. 107388.
24. Prediction of dead oil viscosity: machine learning vs. classical correlations / F. Hadavimoghaddam, M. Ostad Hassan, E. Heidaryan, M.A. Sadri, I. Chapanova, E. Popov, A. Cheremisin, S. Rafiepour // *Energies*. – 2021. – V. 14. – № 4. – P. 930.
25. Dalirzefat R., Feyzi F. A thermodynamic model for wax deposition phenomena // *Fuel*. – 2007. – V. 86. – № 10–11. – P. 1402–1408.
26. Haj-Shafiei S., Serafini D., Mehrotra A.K. A steady-state heat-transfer model for solids deposition from waxy mixtures in a pipeline // *Fuel*. – 2014. – V. 137. – P. 346–359.
27. 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.
28. Experiences in numerical simulation of wax deposition in oil and multiphase pipelines: Theory versus reality / M. Leporini, A. Terenzi, B. Marchetti, G. Giacchetta, F. Corvaro // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 174. – P. 997–1008.
29. Haj-Shafiei S., Mehrotra A.K. Achieving cold flow conditions for «waxy» mixtures with minimum solid deposition // *Fuel*. – 2019. – V. 235. – P. 1092–1099.
30. Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В. Исследование влияния фракционного состава нефти на теплопроводность фор-

- мируемых органических отложений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 2. – С. 90–97.
31. Методика оценки теплопроводности органических отложений на лабораторной установке Wax Flow Loop / П.Ю. Илюшин, К.А. Вяткин, А.В. Козлов, А.О. Вотинова // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11. – № 6. – С. 622–629.
  32. Experimental investigation of wax deposition in Kermanshah crude oil through a monitored flow loop apparatus / M. Lashkarbolooki, A. Seyfaee, F. Esmailzadeh, D. Mowla // Energy & fuels. – 2010. – V. 24. – № 2. – P. 1234–1241.
  33. Petukhov B.S. Heat transfer and friction in turbulent pipe flow with variable physical properties // Advances in heat transfer. Elsevier, 1970. – С. 503–564.
  34. Рабинович Г.Г., Рябых П.М., Хохряков П.А. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: справочник. – М.: Химия, 1979. – 568 с.
  35. Сунагатулли Р.З., Несын Г.В., Хасбиуллин И.И. Методы измерения температуры начала кристаллизации парафинов в нефти и дизельном топливе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Т. 8. – № 1. – С. 21–29. DOI: 10.28999/2541-9595-2018-8-1-21-29.
  36. 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. DOI: 10.28999/2221-2701-7-6-28-35
  37. Investigations of temperature and dilution effect on rheological properties of waxy crude oil / I.A. Struchkov, P.V. Roschin, V.T. Litvin, V.A. Ol'hovskaya, E.S. Kalinin // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – V. 10. – № 2. – P. 755–767. DOI: 10.1007/s13202-019-00779-2
  38. Experimental investigation of the live oil-water relative permeability and displacement efficiency on Kingfisher waxy oil reservoir / L. Wang, Y. He, H. Chen, Z. Meng, Z. Wang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 178. – P. 1029–1043. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.027

Поступила 26.05.2022 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

## INVESTIGATION OF RHEOLOGICAL PROPERTIES OF OIL DURING THE FORMATION OF WAX DEPOSITS

**Pavel Yu. Ilyushin**<sup>1</sup>,  
ilushin-pavel@yandex.ru

**Kirill A. Vyatkin**<sup>1</sup>,  
kirill.vyatkin@girngm.ru

**Anton V. Kozlov**<sup>1</sup>,  
anton.kozlov@girngm.ru

<sup>1</sup> Perm National Research Polytechnic University,  
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

**The relevance** of the research consists in the need to assess changes in the rheological properties of oil during the formation of wax deposits. The existing correlations make it possible to determine the viscosity of oil at known temperature and density, but their application is possible only for oils of a specific region and a constant component composition. However, in the process of its extraction, the problem of the formation of wax deposits often arises, which directly affects its component composition. In the case when the oil temperature is higher than the temperature of the beginning of paraffin crystallization, the deposits adhere to the cold surface of the elevator column or oilfield equipment, which leads to a change in oil component composition and improvement in its rheological properties. If the oil temperature is lower than the temperature of the beginning of paraffin crystallization, these deposits form in the volume of oil with the formation of «oil–deposits» suspension and significant deterioration of its rheological properties. The study of changes of oil rheological properties during the formation of wax deposits is necessary for a more correct modeling of its transportation, as well as the design of the application of modern methods for preventing the formation of these deposits.

**The aim:** to evaluate the nature and degree of influence of the formation of wax deposits in the test section of the «Wax Flow Loop» installation on the studied oil rheological properties under various thermal conditions.

**Methods:** conducting laboratory studies of oil at the «Wax Flow Loop» installation, determining the thickness of wax deposits in the test section by manometric and thermometric methods.

**Results.** A number of laboratory studies have been carried out at various oil temperatures. According to the results of these studies, it was found that its rheological properties deteriorate with a decrease in its temperature. Due to the different dynamics of the formation of wax deposits, a parameter of specific viscosity change was introduced, equal to the change in oil viscosity during the study to the volume of formed deposits. Analyzing this parameter for the conducted studies, it becomes obvious that at oil temperature from 25 to 40 °C, it takes negative values, rheological properties improve during the formation of deposits, and the specific change in viscosity, on average, is 1,25 MPa s/ml. When studying oil at 20 °C the specific change in viscosity is positive, which indicates the formation of deposits in its volume and significant deterioration in rheological properties.

**Conclusion.** The experimental results obtained allow us to consider the dynamics of changes in oil rheological properties during the formation of wax deposits. The parameter of the specific change in dynamic viscosity under various thermal conditions of the formation of wax deposits is given. It is found that its rheological properties change in different ways under different temperature conditions. The use of laboratory research data will increase the accuracy of modeling oil production and transportation, as well as evaluate the technological effectiveness of some methods of combating wax deposits.

### Key words:

Viscosity, organic deposits, oil production, rheological properties, laboratory research.

*The research was carried out with the financial support of the Strategic Academic Leadership Program «Priority-2030».*

### REFERENCES

1. 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.
2. Vyatkin K., Mordvinov V., Ilyushin 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.
3. 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.
4. 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.
5. Safiulina 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.
6. 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.
7. 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.
8. Arumugam S., Kasumu A.S., Mehrotra A.K. Modeling of solids deposition from «waxy» mixtures in «hot flow» and «cold flow» regimes in a pipeline operating under turbulent flow. *Energy & fuels*, 2013, vol. 27, no. 11, pp. 6477–6490.
9. 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.

10. Van der Geest C., Melchuna A., Bizarre L., Bannwart A.C., Guerisoni V.C. Critical review on wax deposition in single-phase flow. *Fuel*, 2021, vol. 293, pp. 120358.
11. Quan Q., Gong J., Wang W., Wang P. The influence of operating temperatures on wax deposition during cold flow and hot flow of crude oil. *Petroleum Science and Technology*, 2015, vol. 33, no. 3, pp. 272–277.
12. 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.
13. 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.
14. 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.
15. Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asfaltosmoloparaffinovy otlozheniya v protsessakh dobychi, transporta i khraneniya [Asphalt-resin-paraffin deposits in the processes of production, transport and storage]. *Petroleum engineering*, 2011, no. 1, pp. 268–284.
16. Shahdi A., Panacharoensawad E. SP – wax: solid–liquid equilibrium thermodynamic modeling software for paraffinic systems. *SoftwareX*, 2019, vol. 9, pp. 145–153.
17. Struchkov I.A., Rogachev M.K. Risk of wax precipitation in oil well. *Natural Resources Research*, 2017, vol. 26, no. 1, pp. 67–73.
18. Krivoschekov S.N., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Modeling of asphaltene-resin-wax deposits formation in a string of hollow rods during simultaneous separate operation of two oil reservoirs. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2021, vol. 57, no. 3, pp. 213–219.
19. 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.
20. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development of a method for estimating thermal conductivity of organic deposits on the Wax Flow Loop laboratory installation. *International Journal of Engineering, Transactions C: Aspects*, 2022, vol. 35, no. 6, pp. 1178–1185.
21. Ehsani S., Haj-Shafiei S., Mehrotra A. K. Experiments and modeling for investigating the effect of suspended wax crystals on deposition from «waxy» mixtures under cold flow conditions. *Fuel*, 2019, vol. 243, pp. 610–621.
22. Hemmati-Sarapardeh A., Khishvand M., Naseri A., Mohammadi A.H. Toward reservoir oil viscosity correlation. *Chemical Engineering Science*, 2013, vol. 90, pp. 53–68.
23. Khamehchi E., Mahdiani M.R., Amooie M.A., Hemmati-Sarapardeh A. Modeling viscosity of light and intermediate dead oil systems using advanced computational frameworks and artificial neural networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 193, pp. 107388.
24. Hadavimoghaddam F., Ostadhassan M., Heidaryan E., Sadri M.A., Chapanova I., Popov E., Cheremisin A., Rafieepour S. Prediction of dead oil viscosity: Machine learning vs. classical correlations. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 4, pp. 930.
25. Dalirshafat R., Feyzi F. A thermodynamic model for wax deposition phenomena. *Fuel*, 2007, vol. 86, no. 10–11, pp. 1402–1408.
26. Haj-Shafiei S., Serafini D., Mehrotra A. K. A steady-state heat-transfer model for solids deposition from waxy mixtures in a pipeline. *Fuel*, 2014, vol. 137, pp. 346–359.
27. 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.
28. Leporini M., Terenzi A., Marchetti B., Giacchetta G., Corvaro F. Experiences in numerical simulation of wax deposition in oil and multiphase pipelines: theory versus reality. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 997–1008.
29. Haj-Shafiei S., Mehrotra A. K. Achieving cold flow conditions for «waxy» mixtures with minimum solid deposition. *Fuel*, 2019, vol. 235, pp. 1092–1099.
30. Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Oil component composition influence on thermal conductivity of formed organic deposits. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no.2, pp. 90–97. In Rus.
31. 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.
32. Lashkarbolooki M., Seyfaee A., Esmaeilzadeh F., Mowla D. Experimental investigation of wax deposition in Kermanshah crude oil through a monitored flow loop apparatus. *Energy & fuels*, 2010, vol. 24, no. 2, pp. 1234–1241.
33. Petukhov B.S. Heat transfer and friction in turbulent pipe flow with variable physical properties. *Advances in heat transfer*. Elsevier, 1970. pp. 503–564.
34. Rabinovich G.G., Ryabykh P.M., Khokhryakov P.A. *Raschety osnovnykh protsessov i apparatov neftepererabotki: spravochnik* [Calculations of the main processes and devices of oil refining: Reference]. Moscow, Khimiya Publ., 1979. 568 p.
35. Sunagatullin R.Z., Nesyn G.V., Khasbiullin I.I. Methods of measuring the temperature of the beginning of crystallization of paraffins in oil and diesel fuel. *Science and technology of pipeline transport of oil and petroleum products*, 2018, vol. 8, no. 1, pp. 21–29. DOI: 10.28999/2541-95-2018-8-1-21-29.
36. 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 petroleum products*, 2017, vol. 7, no. 6, pp. 28–35. DOI: 10.28999/2221-2701-7-6-28-35
37. Struchkov I.A., Roschin P.V., Litvin V.T., Ol'hovskaya V.A., Kalinin E.S. Investigations of temperature and dilution effect on rheological properties of waxy crude oil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, no. 2, pp. 755–767. DOI: 10.1007/s13202-019-00779-2
38. Wang L., He Y., Chen H., Meng Z., Wang Z. Experimental investigation of the live oil-water relative permeability and displacement efficiency on Kingfisher waxy oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 178, pp. 1029–1043. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.027

Received: 26 May 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.