

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 3. С. 149-160. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 3. P. 149-160. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.692.4.076:620.197.6

DOI: 10.17122/ngdelo-2023-3-149-160

## ПРИМЕНЕНИЕ ВНУТРЕННИХ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ПОКРЫТИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Максим Валерьевич Богатов<sup>1,2</sup>, Павел Евгеньевич Юдин<sup>1,2</sup>,  
Александр Петрович Амосов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «НПЦ «Самара», Самара, Россия

<sup>2</sup>Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

**Автор, ответственный за переписку**

Максим Валерьевич Богатов, bogatov@npcsamara.ru

**Аннотация.** Наряду с коррозионным воздействием на внутрискважинное оборудование, в том числе насосно-компрессорные трубы (НКТ), одним из основных осложняющих факторов при добыче нефти является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности НКТ. Как и в случае защиты от коррозии, среди различных методов предотвращения образования АСПО, применение соответствующих защитных покрытий имеет наибольший потенциал и является ценным методом из-за его простоты, эффективности и долговечности. При этом особенно привлекательно для защиты от АСПО применение выпускаемых антикоррозионных покрытий, то есть, по существу, уже многофункциональных защитных покрытий. Но для этого необходимо знать способность существующих многофункциональных покрытий предотвращать образование АСПО, уметь правильно определять эту способность. В настоящей статье излагаются результаты исследований по влиянию свойств внутренних многофункциональных покрытий насосно-компрессорных труб на образование АСПО из нефтяной среды. При этом рассматриваются как полученные ранее результаты по влиянию свойств покрытий, определенных в статических условиях отсутствия или неподвижной нефтяной среды (шероховатости, адгезии парафина к сухому покрытию, краевых углов смачивания дистиллированной водой на воздухе и нефтью в водной среде), так и новые результаты по исследованию эффективности применения внутренних функциональных покрытий для защиты НКТ от образования АСПО в динамических условиях движущейся нефтяной среды (влияние градиента температуры, скорости потока и длительности нахождения покрытия в нефтяной среде) с применением разработанных при участии авторов статьи лабораторных циркуляционных стендов, позволяющих моделировать процессы выпадения АСПО на внутренней поверхности НКТ в условиях, наиболее приближенных к скважинным. Рассмотрены три выпускаемые промышленно внутренние покрытия на НКТ для защиты от коррозии и АСПО: силикатно-эмалевое покрытие марки МК-5 и наполненные полимерные покрытия марок MPLAG 17 и ГИОТЭК 110 М на основе эпоксидно-фенольных полимеров. Показано, что проведение испытаний на разработанных лабораторных циркуляционных стендах позволяет наиболее достоверно оценить способность внутренних многофункциональных покрытий защитить НКТ от образования АСПО в скважинных условиях.

### Ключевые слова

насосно-компрессорные трубы; внутренние антикоррозионные покрытия; многофункциональные покрытия; асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО); нефтяная среда; градиент температуры; скорость потока; время выдержки

**Для цитирования**

Богатов М.В., Юдин П.Е., Амосов А.П. Применение внутренних многофункциональных покрытий насосно-компрессорных труб для защиты от образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 3. С. 149-160. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-3-149-160>.

Original article

## APPLICATION OF INTERNAL MULTIFUNCTIONAL COATINGS OF TUBING FOR PROTECTION AGAINST FORMATION OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS

Maxim V. Bogatov<sup>1,2</sup>, Pavel E. Yudin<sup>1,2</sup>, Aleksandr P. Amosov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>R&D RPC Samara LLC, Samara, Russia

<sup>2</sup>Samara state technical university, Samara, Russia

**Corresponding author**

Maxim V. Bogatov, bogatov@npcsamara.ru

**Abstract.** Along with the corrosive effect on downhole equipment, including pumping and compressor pipes (tubing), one of the main complicating factors in oil production is the formation of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPDs) on the inner surface of the tubing. As in the case of corrosion protection, among the various methods of preventing the formation of ARPDs, the use of appropriate protective coatings has the greatest potential and is a valuable method because of its simplicity, efficiency and durability. At the same time, the use of manufactured anticorrosive coatings, that is, in essence, multifunctional protective coatings, is especially attractive for protection against ARPDs. But for this it is necessary to know the ability of existing multifunctional coatings to prevent the formation of ARPDs, to be able to correctly determine this ability. This article presents the results of research on the influence of the properties of the internal multifunctional coatings of tubing on the formation of ARPDs from the oil environment. At the same time, both the previously obtained results on the influence of coating properties determined in static conditions of absence or stationary oil medium (roughness, adhesion of paraffin to dry coating, edge angles of wetting with distilled water in air and oil in an aqueous medium) and new results on the study of the effectiveness of the use of internal functional coatings to protect tubing from formation of ARPDs in dynamic conditions of a moving oil medium (influence of the temperature gradient, the flow rate and duration of the coating in the oil environment) using laboratory circulation stands developed with the participation of the authors of the article, which allow modeling the processes of ASF deposition on the inner surface of the tubing in conditions closest to borehole conditions, are considered. Three commercially available internal coatings on tubing for corrosion protection and ARPDs are considered: a silicate-enamel coating of the MK-5 brand and filled polymer coatings of the MPLAG 17 and GIOTEK 110 M brands based on epoxy-phenolic polymers. It is shown that testing on the developed laboratory circulation stands allows the most reliable assessment of the ability of internal multifunctional coatings to protect tubing from the formation of ARPDs in borehole conditions.

**Keywords**

tubing; internal anti-corrosion coatings; multifunctional coatings; properties; asphalt-resin-paraffin deposits (ARPDs); oil medium, temperature gradient; flow rate; holding time

**Для цитирования**

Bogatov M.V., Yudin P.E., Amosov A.P. Primenenie vnutrennih mnogofunkcional'nyh pokrytij nasosno-kompressornykh trub dlya zashchity ot obrazovaniya asfal'tosmoloparafinyovykh otlozhenij [Application of internal multifunctional coatings of tubing for protection against formation of asphalt-resin-paraffin deposits] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 3. pp. 149-160. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-3-149-160>.

## Введение

Коррозионное воздействие на внутрискважинное оборудование, в том числе насосно-компрессорные трубы (НКТ), по которым добываемый продукт доставляется на поверхность, является одним из основных осложняющих фактором при добыче нефти [1]. Самым оптимальным способом защиты от коррозии НКТ признано применение труб с антикоррозионными покрытиями, и в настоящее время в больших объемах выпускаются НКТ с эпоксидными, силикатно-эмалевыми и термомодифицированными цинковыми покрытиями [2]. Другим наиболее распространенным видом осложнения является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности НКТ [3]. Как и в случае защиты от коррозии, среди различных методов предотвращения образования АСПО, применение соответствующих защитных покрытий имеет наибольший потенциал и является ценным методом из-за его простоты, эффективности и долговечности [4-6]. При этом особенно привлекательно для защиты от АСПО применение выпускаемых антикоррозионных покрытий, то есть, по существу, уже многофункциональных защитных покрытий. Добывающие компании уже применяют на своих месторождениях НКТ с внутренними многофункциональными покрытиями для защиты от АСПО, эффект от применения которых проявляется в сокращении скребковок для очистки труб от АСПО в разы, вплоть до полного отказа от очистки [7-9]. Качественно нанесенное многофункциональное покрытие на внутреннюю часть трубной продукции может быть ключом к решению в совокупности нескольких проблем, которые встречаются при добыче нефти, поэтому будущее в применении защитных покрытий в нефтяной отрасли — за многофункциональными покрытиями [6]. Но для этого необходимо знать способность многофункциональных покрытий предотвращать образование АСПО, уметь правильно определять эту способность. Принятие решения об эффективности конкретного вида покрытия в защите от АСПО осуществляется на основе опытно-промышленных испытаний (ОПИ), которые являются длительными (как правило, год) и дорогостоящими, поскольку необходимо предоставить на безвозмездной основе трубы с внутренним функциональным покрытием [10, 11]. В связи с этим, разработка оборудования и методик

оценки эффективности защиты многофункциональных покрытий от АСПО является актуальной задачей. Однако существующие методы исследований защитных внутренних покрытий, применяемых в нефтяной отрасли, практически ограничиваются антикоррозионными покрытиями.

В настоящей работе излагаются результаты исследований по влиянию свойств внутренних многофункциональных покрытий насосно-компрессорных труб на образование асфальтосмолопарафиновых отложений из нефтяной среды. При этом рассматриваются как полученные ранее результаты по влиянию свойств покрытий, определенных в статических условиях отсутствия или неподвижной нефтяной среды, так и новые результаты по исследованию эффективности применения внутренних функциональных покрытий для защиты НКТ от образования АСПО в динамических условиях движущейся нефтяной среды с применением разработанных при участии авторов статьи лабораторных циркуляционных стенов, позволяющих моделировать процессы выпадения АСПО на внутренней поверхности НКТ в условиях, наиболее приближенных к скважинным [12-16].

## Материалы и методика исследования

В качестве экспериментальных образцов были взяты отрезки (сегменты) серийных НКТ (габариты сегментов: наружный диаметр 73 мм; толщина стенки 5,5 мм; длина 150 мм) с различными внутренними многофункциональными покрытиями, изготавливаемыми из неорганических и органических веществ и применяемыми в нефтяной отрасли для защиты от коррозии и предотвращения образования АСПО: силикатно-эмалевое покрытие (СЭП) марки МК-5 — стеклообразное гладкое покрытие, получаемое обжигом фритты — порошковой смеси силикатов; жидкое наполненное полимерное покрытие марки MPLAG 17 на основе эпоксидно-фенольного полимера; порошковое наполненное полимерное покрытие марки ГИОТЭК 110 М на основе эпоксидно-фенольного покрытия, а также стальной образец (марка стали 35ХМ) без внутреннего покрытия — для сравнения полученных результатов.

Определялись различные свойства этих покрытий в статических условиях отсутствия или неподвижной нефтяной среды: толщина покрытия, шероховатость, диэлектрическая

сплошность, прочность при прямом ударе, адгезионная прочность методом нормального отрыва, адгезия парафина к сухому покрытию, краевой угол смачивания дистиллированной водой, краевой угол смачивания нефтью в водной среде. Исследовалось также влияние различных факторов на способность этих покрытий противостоять образованию АСПО на внутренней поверхности НКТ в динамических условиях движущейся нефтяной среды по результатам испытаний на разработанных оригинальных лабораторных циркуляционных стендах, моделирующих образование АСПО в реальных условиях на малодебитных и высокодебитных скважинах [12, 15].

В основу исследования на этих лабораторных стендах заложено определение зависимости количества АСПО от параметров движущейся нефтяной среды: скорости потока, давления, длительности нахождения покрытия в нефтяной среде, разницы температуры потока нефтяной среды и более низкой температуры наружной поверхности стенки НКТ, создающей градиент температуры, который запускает процесс выпадения АСПО на

внутреннюю стенку трубы. Устройство первого варианта лабораторного стенда и методика работы на нем изложены в работах [12, 13], а его основные характеристики представлены в таблице 1.

В дальнейшем при проведении экспериментов были установлены следующие ограничения в работе этого варианта лабораторного стенда:

- скорость потока недостаточна для срыва образовавшихся отложений на внутренней поверхности испытываемых сегментов труб;
- сечение запорной арматуры установки меньше, чем сегменты серийных НКТ, тем самым создаются застойные зоны, не позволяющие в полной мере воспроизводить условия на реальных месторождениях;
- отсутствует байпасная линия, позволяющая точно производить отсчет начала испытания.

В связи с этим был разработан и реализован модернизированный второй вариант лабораторного циркуляционного стенда [15], основные характеристики которого представлены в таблице 2.

**Таблица 1.** Основные характеристики лабораторного циркуляционного стенда

**Table 1.** Main characteristics of the laboratory circulation stand

Характеристики	Единица измерения	Значения
Габаритные размеры (ДхШхВ)	м	2,2×0,86×1,86
Объем нефтяной среды	л	70±10
Температура нефтяной среды	°С	50–80
Давление в замкнутом контуре	атм	5
Скорость движения нефтяной среды	м/с	от 0,05 до 0,75
Температура охлаждающей жидкости	°С	от минус 30 до плюс 20
Высота сегментов НКТ	мм	от 100 до 300
Диаметр используемых сегментов	мм	от 73 до 114 м

**Таблица 2.** Основные характеристики модернизированного лабораторного циркуляционного стенда

**Table 2.** Main characteristics of the upgraded laboratory circulation stand

Характеристики	Единица измерения	Значения
Габаритные размеры (ДхШхВ)	м	6,3×1,7×2,93
Объем нефтяной среды	л	250±10
Температура среды	°С	40–90
Давление в замкнутом контуре	атм	6
Скорость движения среды	м/с	от 0,5 до 4
Температура охлаждающей среды	°С	от минус 40 до плюс 60
Высота образцов НКТ	мм	от 100 до 300
Диаметр используемых сегментов	мм	от 73 до 114 м

В качестве испытательной среды применялась нефтяная среда с Орьебашского месторождения. Для этой нефти температура начала кристаллизации АСПО равна 39 °С. Состав смол, асфальтенов и парафинов определялся по ГОСТ 11851-85 и ГОСТ 11858-66 и составил соответственно 17,86; 6,54 и 7,23 % (без указания содержания воды и растворенных в ней минеральных солей).

**Результаты и их обсуждение**

Согласно ГОСТ Р 58346-2019, основными параметрами внутренних защитных покрытий, являются: толщина покрытия, диэлектрическая сплошность, прочность при прямом ударе, адгезионная прочность, определяемая методом отрыва грибка. Результаты нашего определения более широкого круга физико-механических и физико-химических свойств рассматриваемых многофункциональных по-

крытий в статических условиях отсутствия или покоящейся нефтяной среды приведены в таблице 3 [14, 16].

Одним из свойств, влияющих на процесс формирования АСПО, является шероховатость внутренней поверхности, так как неровности холодной поверхности могут вызывать торможение потока нефти и играть роль центров кристаллизации АСПО, поэтому, чем меньше шероховатость поверхности, тем меньше должны быть отложения на ней [5, 6]. Исходя из представленных в таблице 3 результатов, наименьшей шероховатостью  $R_a=0,05$  мкм обладает гладкое стекловидное покрытие марки МК-5 силикатно-эмалевого класса. Полимерные покрытия MPLAG 17 и ГИОТЭК 110 М обладают шероховатостью  $R_a=0,20$  и  $0,26$  мкм соответственно, что является тоже достаточно низким показателем по сравнению с  $2,26$  мкм сегмента стальной

**Таблица 3.** Физико-механические и физико-химические свойства внутренних покрытий НКТ

**Table 3.** Physical, mechanical and physical and chemical properties of internal tubing coatings

Наименование показателя	Покрытие марки MPLAG 17	Покрытие марки ГИОТЭК 110 М	Покрытие марки МК-5	Стальная труба (35ХМ) без покрытия	Метод испытания
Толщина покрытия, мкм	200-260	600-790	460-540	-	ГОСТ 31993-2013
Диэлектрическая сплошность	Пробой при напряжении $U_n=5$ кВ/мм не обнаружен	Пробой при напряжении $U_n=5$ кВ/мм не обнаружен	Пробой при напряжении $U_n=1$ кВ/мм не обнаружен	-	ASTM G62-14, етод В
Прочность при прямом ударе, Дж	15	15	2	-	ГОСТ Р 53007-2008
Адгезионная прочность методом нормального отрыва, МПа	20	18	6	-	ГОСТ 32299-2013 (ISO 4624:2016)
Адгезия парафина к сухому покрытию, МПа	0,34	0,22	0,08	0,05	Внутренняя методика ООО «НПЦ Самара»
Шероховатость $R_a$ , мкм	0,20	0,26	0,05	2,26	ГОСТ 2789-73
Краевой угол смачивания дистиллированной водой сухой поверхности, °	73,8±1,8	73,5±2,0	23,7±2,4	65,3±3,1	Внутренняя методика ООО «НПЦ Самара»
Краевой угол смачивания дистиллированной водой в среде гексана, °	104,3±2,3	113,2±1,1	34,9±1,2	111,5±5,1	Внутренняя методика ООО «НПЦ Самара»
Краевой угол смачивания нефтью сухой поверхности, °	1,9±1,2	24,3±1,3	14,4±1,3	10,1±1,5	Внутренняя методика ООО «НПЦ Самара»
Краевой угол смачивания нефтью в водной среде, °	85,6±0,8	73,0±2,0	121,5±1,6	91,4±1,9	Внутренняя методика ООО «НПЦ Самара»

*Примечание:* Покрытия ГИОТЭК 110 М и МК-5 представлены в работах [14, 16] под названиями ПЭП-585 и Гиотэк-24 соответственно

*Note:* GIOTEK 110 M and MK-5 coatings are presented in works [14, 16] under the names PEP-585 and Giotek-24, respectively

трубы без покрытия. Такие показатели шероховатости не полностью соответствуют результатам опытно-промышленных испытаний и представленным в таблице 4 данным, полученным на лабораторном циркуляционном стенде в режиме: температура нефтяной среды 30 °С, температура охлажденных стенок сегмента 20 °С, продолжительность 24 часа, скорость нефтяного потока 0,5 м/с [14].

У стального образца без покрытия с наибольшей шероховатостью количество отложений было наибольшим, а у силикатно-эмалевого покрытия с наименьшей шероховатостью — наименьшим, но для покрытий MPLAG 17 и ГИОТЭК 110М такого соответствия не было.

Другое свойство — адгезия парафина к сухой поверхности (таблица 3) показало еще большее несоответствие с образованием АСПО на лабораторном стенде. Так, самая низкая адгезия наблюдается для стальной поверхности без покрытия, которая наиболее подвержена образованию отложений. Хотя для сегментов с покрытиями есть такая корреляция: чем больше адгезия парафина к сухому покрытию, тем больше количество отложения на нем.

Согласно результатам исследования большинства авторов, поверхность должна обладать низкой поверхностной энергией для минимизации процессов нежелательных отложений [5, 6]. Наиболее высокая поверхностная энергия (более 500 мДж/м<sup>2</sup>) присуща металлам, их окислам, сульфидам, нитридам, стеклам и другим материалам, а для полимеров характерна низкая поверхностная энергия (18 — 60 мДж/м<sup>2</sup>) [5]. В связи с этим полимерные покрытия получили наибольшее распространение в нефтяной отрасли для защиты от АСПО, однако не всегда низкая поверхностная энергия покрытия гарантирует такую защиту. Например, наименьшей свободной поверхностной энергией (18,5 мДж/м<sup>2</sup>) обладают покрытия из фторопласта, но на них АСПО образуются интенсивнее чем на стали, уровень свободной поверхностной энергии

которой выше в несколько раз [5]. В последние годы больше внимания стало уделяться смачиваемости поверхности раздела между покрытиями и сырой нефтью. Исследователи применили идеи бионики и создали новые функциональные покрытия, гидрофильные на воздухе и олеофобные в водной среде [6]. Благодаря смачиваемости поверхности покрытия водой, на ней образуется устойчивая водяная пленка с хорошей адгезией к покрытию, а благодаря олеофобности покрытия в воде, капли нефти не смачиваются, имеют низкую адгезию, что затрудняет образование АСПО и приводит к их легкому вымыванию потоком нефтяной среды.

В связи с изложенным в предыдущих работах [14, 16] исследовалась смачиваемость покрытий водой и нефтью, определялись соответствующие краевые углы смачивания. Используемые схемы измерения краевого угла смачивания исследуемых покрытий и материалов дистиллированной водой и нефтью в различных средах (воздух, гексан и вода) представлены на рисунке 1.

Результаты измерения краевого угла смачивания представлены в таблице 3. В эксперименте с каплей дистиллированной воды на сухой поверхности на открытом воздухе (рисунок 1, а), установлено, что наименьшим краевым углом смачивания 23,7° (таблица 3), то есть лучшими гидрофильными свойствами, обладает силикатно-эмалевое покрытие МК-5. Худшие гидрофильные свойства (73,5 и 73,8°) показывают полимерные покрытия ГИОТЭК 110 М и MPLAG 17, причем эти свойства хуже, чем у стальной поверхности (65,3°). Такие результаты тоже не дают однозначного соответствия между краевым углом смачивания сухого покрытия дистиллированной водой и количеством отложений на покрытии в лабораторном стенде (таблица 4).

Схема с каплей дистиллированной воды на поверхности в среде гексана (рисунок 1, б) выбрана для моделирования поведения капли воды в среде нефти. Нефть непрозрачна, поэтому капля воды в ней не видна, что затруд-

**Таблица 4.** Количество отложений на сегментах с внутренними multifunctional покрытиями и без них в лабораторном циркуляционном стенде

**Table 4.** Number of deposits on segments with and without internal multifunctional coatings in the laboratory circulation bench

Покрытие	MPLAG 17	ГИОТЭК 110М	МК-5	Сталь 35ХМ
Количество отложений, г	81,2±1,8	77,0±1,0	37,0±3,4	104,0±5,0



а) вода на воздухе; б) вода в гексане; в) нефть на воздухе; г) нефть в воде

a) water in air; b) water in hexane; c) oil in air; d) oil in water

**Рисунок 1.** Схемы измерения краевого угла смачивания дистиллированной водой и нефтью исследуемых поверхностей в различных средах

**Figure 1.** Diagrams of measuring the contact angle of wetting with distilled water and oil of the investigated surfaces in different media

няет измерение краевого угла. Гексан — прозрачный насыщенный углеводород  $C_6H_{14}$ , который является составной частью нефти, нерастворим в воде и не смешивается с ней. Капля воды образует в гексане сферическую частицу эмульсии, которая видна в прозрачном гексане и позволяет измерить краевой угол смачивания водой поверхности в среде гексана, налитого на исследуемую поверхность в кювете (рисунок 1, б). Результаты измерений (таблица 3) показывают, что все поверхности, за исключением покрытия МК-5, если они смочены гексаном, становятся гидрофобными, так как краевой угол у них становится больше  $90^\circ$ , и только покрытие МК-5 сохраняет свою гидрофильность ( $34,9^\circ$ ), в чем заключается его уникальность.

В эксперименте с каплей нефти на поверхности в воздушной среде (рисунок 1, в) происходило полное растекание нефти по всем поверхностям с очень малыми краевыми углами от  $1,9$  до  $24,3^\circ$  (таблица 3), что свидетельствует о сильной олеофильности сухих поверхностей всех покрытий и стальной поверхности.

Так как плотность нефти меньше плотности воды, и капля нефти всплывает в воде, не касаясь поверхности под водой, то для определения краевого угла смачивания поверхности нефтью в водной среде использовался оригинальный метод, представленный на рисунке 1, г. Плоский образец с исследуемым покрытием погружался в кювету с водой «поверхностью вниз», далее в области между образцом с покрытием и дном кюветы с использованием шприца помещалась капля нефти, которая в виде сферической частицы эмульсии всплывала к поверхности покрытия, после чего производили определение краевого угла. Результаты проведения данных испытаний приведены в таблице 3. Из них видно, что

наибольшим краевым углом смачивания нефти в водной среде  $121,5^\circ$  обладает силикатно-эмалевое покрытие марки МК-5. Заметное превышение  $90^\circ$  на  $31,5^\circ$  свидетельствует о заметной олеофобности этого покрытия в водной среде. Значение краевого угла для стального образца (без покрытия) составляет  $91,4^\circ$ , что практически совпадает с  $90^\circ$  и не позволяет отнести стальную поверхность в воде к олеофильной или олеофобной. У полимерных покрытий MPLAG 17 и ГИОТЭК 110 М краевой угол составляет  $85,6$  и  $73,0^\circ$  соответственно, что несколько меньше  $90^\circ$  и свидетельствует о слабой олеофильности этих покрытий. Такая последовательность расположения покрытий по уменьшающейся величине краевого угла не соответствует последовательности расположения покрытий по увеличивающемуся количеству отложений на покрытии в лабораторном стенде (таблица 4), особенно для стальной поверхности без покрытия.

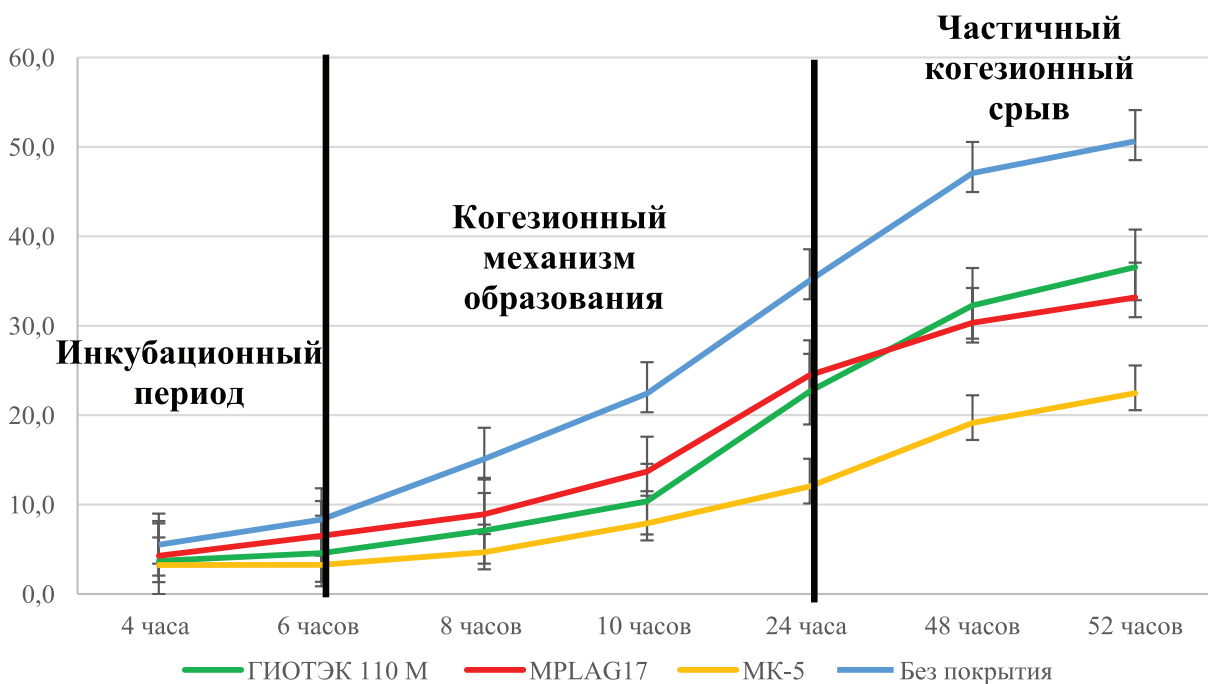
Таким образом, полученные совокупные результаты определения краевых углов смачивания исследованных многофункциональных покрытий дистиллированной водой и нефтью в различных средах (воздух, гексан и вода) позволяют отнести однозначно только силикатно-эмалевое покрытие МК-5 к покрытиям, гидрофильным и олеофобным в водной среде, что определяет уникальность этого покрытия и его наибольшую эффективность в защите от АСПО. Полимерные покрытия MPLAG 17 и ГИОТЭК 110 М гидрофильны на воздухе и слабо олеофильны, то есть близки к олеофобным, в водной среде, что определяет их меньшую эффективность в защите от образования АСПО. При этом результаты определения краевых углов полимерных покрытий и стальной поверхности без покрытия не дают одинаковой последовательности расположения по ве-

личинам углов в различных средах и не полностью соответствуют последовательности расположения покрытий по количеству отложений в лабораторном стенде (таблица 4). Тем не менее, совокупные результаты определения краевых углов смачивания покрытий водой и нефтью в воде могут быть рекомендованы для первичной, качественной оценки способности покрытия предотвращать выпадение АСПО.

Перейдем к результатам исследования образования АСПО на изучаемых многофункциональных покрытиях в динамических условиях движущейся нефтяной среды в разработанных лабораторных циркуляционных стендах. В работе [13] были представлены результаты испытания в стенде первого варианта с малой скоростью движения нефтяной среды двух сегментов НКТ, один из которых был с внутренним полимерным покрытием ГИОТЭК 110М, а другой сегмент — из марки стали 35ХМ без покрытия. В ходе эксперимента оценивалось количество выпавших АСПО при различных температурах охлаждения сегментов от 0 до 25 °С с шагом в 5 °С, параметры скорости, температуры нефтяной среды и времени были постоянными и составляли 0,09 м/с, 25 °С, 15 ч соответственно. Было показано, что при уменьшении температуры охлаждения наружной стенки сегмента

НКТ происходит увеличение количества отложений на внутренней поверхности трубы, причем практически одинаково для сегментов с внутренним полимерным покрытием и без него. Последнее обстоятельство прямо противоречит результатам опытно-промысловых испытаний и обусловлено очень малыми значениями скорости нефтяной среды (0,09 м/с) и касательного напряжения воздействия сдвигом на слой АСПО от напора нефтяного потока.

В данной статье представлены результаты новых экспериментов по определению зависимостей количества выпавшего АСПО от таких параметров как время выдержки образцов на модернизированном стенде и скорость потока нефтяной среды при существенно больших значениях этих параметров. Для достоверности результатов проводились по 3 эксперимента для каждого из режимов. При исследовании влияния времени выдержки режимов, при которых проводили эксперимент, были следующие: температура нефти 40 °С, температура рубашки охлаждения 15 °С, скорость потока была постоянной и составляла 0,5 м/с, время выдержки для каждого эксперимента было разное: 4, 6, 8, 10, 24, 48, 52 часа, результаты представлены на рисунке 2.



**Рисунок 2.** Зависимость массы выпадения АСПО от времени проведения эксперимента на различных внутренних поверхностях НКТ

**Figure 2.** Dependence of the ARPD precipitation mass on the time of the experiment on various internal tubing surfaces



Из рисунка 2 видно, что при времени выдержки образцов от начала проведения испытания до 6 часов существует малая разница во влиянии внутренней поверхности функциональных покрытий на выпадение АСПО (инкубационный период). На данном этапе, при искусственном создании градиента температуры, происходит образование начального слоя АСПО на внутренней поверхности трубы вне зависимости от типа поверхности. Затем при увеличении времени выдержки от 6 до 48 часов происходит рост массы АСПО за счет нарастания слоя вследствие когезионного механизма, то есть поэтапного гомогенного формирования слоя отложения на внутренней поверхности НКТ до определенной толщины слоя в зависимости от типа поверхности. После 48 часов и далее формируется толстый слой, который из-за низкой теплопроводности АСПО является тепловым барьером с повышенной температурой, близкой к температуре нефтяной среды, у части слоя у поверхности, контактирующей с нефтяной среды. Это приводит к уменьшению когезионной прочности части слоя у этой поверхности и к когезионному отрыву этой части слоя отложений касательным напряжением воздействия сдвигом на слой АСПО движущейся нефтяной среды. Таким образом, происходит частичный когезионный срыв слоя АСПО, когда сдвиговое воздействие потока становится достаточным для того, чтобы срывать часть образовавшегося

слоя и уносить его вместе с потоком нефти, в связи с чем увеличение толщины слоя во времени значительно замедляется и может прекратиться совсем.

При проведении эксперимента по определению зависимости массы АСПО от скорости потока нефти режимы были следующими: скорость потока принимала значения 0,5; 1; 1,5; 2; 2,5; 4 м/с, температура нефти 40 °С, температура рубашки охлаждения 15 °С, время выдержки образцов составляло 48 часов. Результат испытаний представлен на рисунке 3.

Из рисунка 3 видно, что при увеличении скорости потока наблюдается заметное снижение количества нежелательных отложений на полимерных и силикатно-эмалевом покрытиях, но в случае сегмента трубы без покрытия не наблюдается такой заметной разницы в уменьшении количества АСПО. При увеличении скорости потока ключевую роль начинают играть параметры когезионной и адгезионной прочности отложений на поверхности внутреннего покрытия трубы. Чем выше скорость потока, тем выше напряжение сдвигового воздействия на слой АСПО движущегося потока. Чем толще слой АСПО, тем ближе к повышенной температуре нефтяной среды температура части слоя у поверхности, контактирующей с нефтяной средой, тем меньше когезионная прочность у этой части слоя. В связи с этим, чем выше скорость потока и напряжение сдвига, тем при меньшей толщине

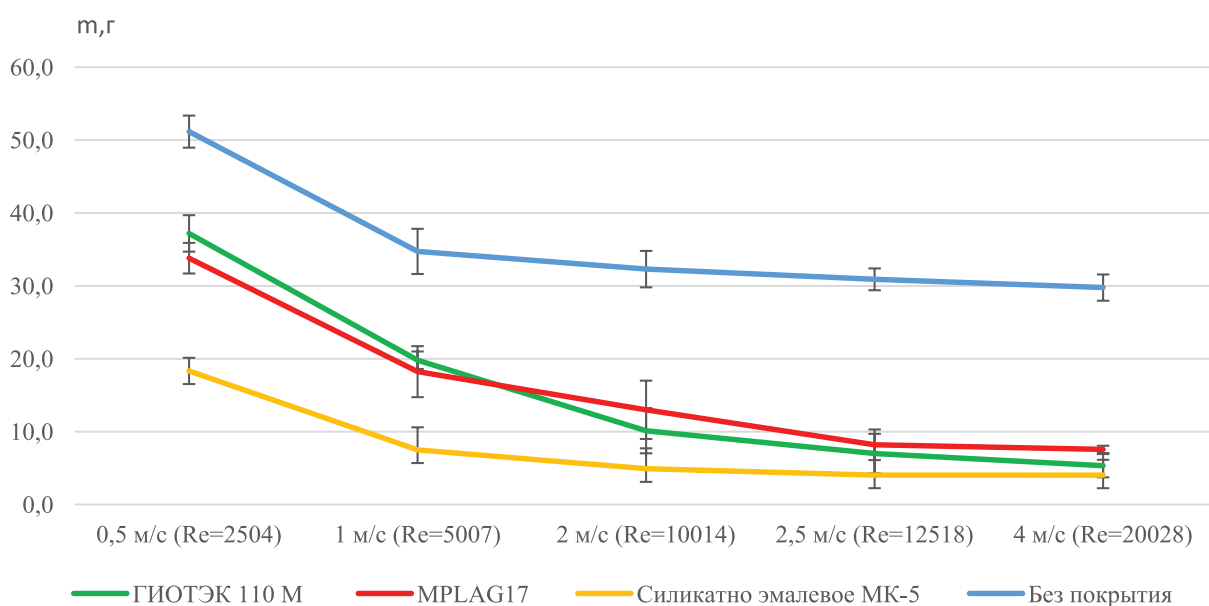


Рисунок 3. Зависимость массы выпадения АСПО от скорости потока нефтяной среды на различных внутренних поверхностях НКТ

Figure 3. Dependence of the mass of ARPD precipitation on the flow rate of the oil medium on various internal tubing surfaces

слоя это напряжение сдвига превышает когезионную прочность нагретой части слоя и приводит к отрыву этой части слоя и сохранению у холодной поверхности покрытия другой части слоя АСПО все меньшей толщины. Конечно, толщина сохраняющейся части слоя АСПО зависит также и от величин адгезии и смачиваемости поверхности покрытия слоем АСПО и возрастает с увеличением этих величин. При наличии покрытий скорость 2,5–4,0 м/с достаточна для того, чтобы срывать образовавшиеся отложения и уносить их потоком нефти в циркуляционном стенде с сохранением слоя АСПО незначительной толщины. (Отметим, что при данных скоростях проведения испытания в стенде критерий Рейнольдса  $Re$  становится таким большим, что создается турбулентный поток.) На образце без покрытия при увеличении скорости потока масса отложений незначительно уменьшается и скорость недостаточна для того, чтобы срывать и уносить отложения с потоком нефти. Таким образом, образцы с внутренним многофункциональным покрытием показывают эффективность предотвращения образования АСПО с увеличением скорости течения нефти (при увеличении дебита скважины) и их эффективность может не наблюдаться на скважинах, эксплуатирующихся в смешанном цикле (при разных скоростях, в том числе небольших, работы скважинного насоса).

Исходя из приведенных экспериментальных данных, можно заключить, что существует следующая градация внутренних поверхностей НКТ по способности противостоять АСПО (по мере ее уменьшения): силикатно-эмалевое покрытие → полимерные покрытия → стальной образец без покрытия, которая соответствует данным опытно-промисловых испытаний.

### Выводы

Разработаны два оригинальных лабораторных циркуляционных стенда (патент РФ на

полезную модель 202556 и заявка на патент РФ на изобретение 2022134462), позволяющие моделировать образование слоя АСПО на внутренней поверхности серийных НКТ в динамических условиях движущейся нефтяной среды с параметрами, максимально приближенными к эксплуатационным параметрам как в малодебитных, так и в высокодебитных скважинах.

Распространенные внутренние антикоррозионные покрытия МК-5 MPLAG 17 и ГИОТЭК 110 М могут рассматриваться в качестве многофункциональных покрытий НКТ и для предотвращения образования АСПО.

Показано, что такие, определенные в статических условиях отсутствия нефтяной среды свойства поверхностей покрытий как шероховатость, адгезия парафина к сухой поверхности, угол смачивания сухой поверхности дистиллированной водой в отдельности не отражают в полной мере способность поверхностей сопротивляться образованию АСПО в динамических условиях движущейся нефтяной среды.

В результате исследования краевого угла смачивания покрытий дистиллированной водой и нефтью в различных средах (воздух, гексан и вода) подтверждено, что для противодействия образованию АСПО поверхность покрытия должна быть одновременно гидрофильной и олеофобной для нефти в воде. Совокупные результаты определения краевых углов смачивания покрытий водой и нефтью в воде в статических условиях неподвижной нефтяной среды могут быть рекомендованы для первичной, качественной оценки способности покрытия предотвращать выпадение АСПО.

Проведение испытаний на лабораторных циркуляционных стендах в динамических условиях движущихся нефтяных сред позволяет наиболее достоверно оценить способность внутренних многофункциональных покрытий защитить НКТ от образования АСПО в условиях, наиболее близких к скважинным.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Митрошин А.В., Дубовцев А.С., Дулесова Л.Г. Анализ осложняющих факторов в процессе механизированной добычи нефти на предприятиях ПАО «ЛУКОЙЛ» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 6. С. 57-60. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-57-60.
2. Юдин П.Е., Петров С.С., Максимук А.В., Князева Ж.В., Прокудин А.В. Особенности эксплуата-

ции насосно-компрессорных труб в условиях скважин коррозионного фонда // КОРРОЗИЯ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕГАЗ. 2018. №2. С. 50-54.

3. 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. pp. 2091–2107. DOI: 10.1007/s13202-019-0609-x.

4. Протасов В.Н. Теория и практика применения полимерных покрытий в оборудовании и сооружениях нефтегазовой отрасли. М.: Недра, 2007. 374 с.

5. Протасов В.Н., Мурадов А.В. Методологические основы выбора материалов для предотвращения образования значительных отложений парафинов и минеральных солей // Территория Нефтегаз. 2008. № 3. С. 36-43.

6. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines // Petroleum Science Journal. 2019. Vol. 16. P. 619–631. DOI: 10.1007/s12182-019-0309-7

7. Садыков Р.Р., Семенов В.А., Разумов А.И. Опыт применения НКТ с внутренним защитным покрытием для защиты скважин от АСПО в НГДУ «Сургутнефтегаз» // Инженерная практика. 2019. № 5. С. 10-16.

8. Ахмадиев И.А. Особенности эксплуатации осложненного АСПО фонда скважин Пяяхинского НГКМ // Инженерная практика. 2020. № 8. С. 12-18.

9. Шафиков А.Б. Применение труб с внутренним защитным покрытием MajorpackMplag 17T для предотвращения образования АСПО на Русскинском месторождении // Международный научный журнал «ВЕСТНИК НАУКИ». 2020. № 6. С. 256-259.

10. Саидов У.А. Опыт-промысловые испытания НКТ с внутренним покрытием для защиты от АСПО // Инженерная практика. 2019. № 11-12. С. 38-41.

11. Емельянов И.В. Оптимизация процесса защиты скважин от АСПО в условиях Верхнеконского НГКМ // Инженерная практика. 2019. № 7. С. 39-42.

12. Пат. 202556 РФ, МПК F 17 D 3/16. Лабораторно-исследовательский циркуляционный стенд для испытаний методов противодействия процессам седиментации и коррозии в колонне насосно-компрессорных труб / Н.А. Баранов, М.В. Желдак, Е.А. Макаров, П.Е. Юдин, А.В. Максимук, С.С. Петров, И.С. Трофимов, М.В. Богатов. 2020112059, Заявлено 23.03.2020; Опубл. 24.02.2021. Бюл. 6.

13. Богатов М.В., Юдин П.Е. Моделирование процесса выпадения асфальтосмолопарафиновых веществ на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб с покрытием и без на лабораторном циркуляционном стенде // Нефтегазовое дело. 2021. № 2. С. 97–103. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-2-97-103.

14. Богатов М.В., Юдин П.Е., Веревкин А.Г., Берков Д.В. Предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности насосно-компрессорных труб путем нанесения внутренних покрытий // Нефтегазовое дело. 2022. № 1. С. 74–81. DOI: 10.17122/ngdelo-2022-1-74-81.

15. Максимук А.В., Юдин П.Е., Веревкин А.Г., Желдак М.В., Богатов М.В., Берков Д.В., Крысина Д.А., Вязгин Д.С., Иванов А.В. Лабораторный испытательный стенд для воспроизведения эксплуатационных условий внутри погруженной в нефтяную скважину колонны насосно-компрессорных труб при испытаниях различных методов противодействия коррозии и седиментации. Заявка № 2022134462 на патент РФ на изобретение. Зарегистрирована в Роспатенте «26» декабря 2022. (не уверена за оформление, это не опубликованный патент, а только заявленный как я поняла).

16. Богатов М.В., Юдин П.Е., Веревкин А.Г., Берков Д.В. Влияние гидрофильности, олеофобности на образование асфальтосмолопарафиновых отложений //

Нефтегазовое дело. 2022. № 6. С. 114–123.с. DOI: 10.17122/ngdelo-2022-6-114-123.

## REFERENCES

1. Mitroshin A.V., Dubovtsev A.S., Dulesova L.G. Analiz oslozhnyayushchih faktorov v processe mekhanizirovannoy dobychi nefiti na predpriyatiyah PAO «LUKOIL» [Analysis of complicating factors during mechanized oil production at PJSC “Lukoil” Enterprises]. *Geologiya, geofizika, i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii — Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2019, No. 6, pp. 57-60. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-57-60. [in Russian].

2. Yudin P.E., Petrov S.S., Maksimuk A.V., Knyazeva Zh.V., Prokudin A.V. Osobennosti ekspluatatsii nasosno-kompressornykh trub v usloviyah skvazhin korrozionnogo fonda [Features of operation of pumping and compressor pipes in conditions of wells of corrosion fund]. *Korroziya territorii neftegaz — Corrosion of the territory of neftegaz*, 2018, No. 2, pp. 50-54. [in Russian].

3. 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, pp. 2091–2107. DOI: 10.1007/s13202-019-0609-x.

4. Protasov V.N. *Teoriya i praktika primeneniya polimernykh pokrytij v oborudovanii i sooruzheniyah neftegazovoj otrasli* [Theory and practice of using polymer coatings in equipment and facilities of the oil and gas industry]. М.: Nedra, 2007. 374 p. [in Russian].

5. Protasov V.N., Muradov A.V. Metodologicheskie osnovy vybora materialov dlya predotvrashcheniya obrazovaniya znachitel'nykh otlozhenij parafinov i mineral'nykh solej [Methodological basis for the choice of materials to prevent the formation of significant deposits of paraffins and mineral salts]. *Territoriya Neftegaz — Territory of Neftegaz*, 2008, No. 3, pp. 36-43. [in Russian].

6. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines. *Petroleum Science Journal*, 2019, Vol. 16, pp. 619–631. DOI: 10.1007/s12182-019-0309-7.

7. Sadykov R.R., Semenov V.A., Razumov A.I. Opyt primeneniya NKT s vnutrennim zashchitnym pokrytiem dlya zashchity skvazhin ot ASPO v NГДУ «Surgutneftegaz» [Experience in the use of tubing with an internal protective coating to protect wells from ASPO in OPGD Surgutneftegaz]. *Inzhenernaya praktika — Engineering Practice*, 2019, No. 5, pp. 10-16. [in Russian].

8. Akhmadiev I.A. Osobennosti ekspluatatsii oslozhnennogo ASPO fonda skvazhin Pyakyahinskogo NGKM [Peculiarities of operation of the complicated ARFS of the well stock of the Pyakyahinskoye oil and gas condensate field]. *Inzhenernaya praktika — Engineering practice*, 2020, No. 8, pp. 12-18. [in Russian].

9. Shafikov A.B. Primenenie trub s vnutrennim zashchitnym pokrytiem MajorpackMplag 17T dlya predotvrashcheniya obrazovaniya ASPO na Russkinkom mestorozhdenii [The use of pipes with an internal protective coating Majorpack Mplag 17T to prevent the formation of ASPO at the Russkinkoye field]. *Meshdunarodnyi nauchnyi shurnal «Vestnik nauki» — international scientific journal «bulletin of science»*, 2020, No. 6, pp. 256-259. [in Russian].

10. Saidov U.A. Opytno-promyslovye ispytaniya NKT s vnutrennim pokrytiem dlya zashchity ot ASPO [Pilot field testing of tubing with an internal coating for protection against ARPD]. *Inzhenernaya praktika — Engineering Practice*, 2019, No. 11-12, pp. 38-41. [in Russian].

11. Emelyanov I.V. Optimizatsiya processa zashchity skvazhin ot ASPO v usloviyah Verkhnechonskogo NGKM [Optimization of the process of protecting wells from paraffin deposits in the conditions of the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field]. *Inzhenernaya praktika — Engineering practice*, 2019, No. 07, pp. 39-42. [in Russian].

12. Baranov N.A., Zheldak M.V., Makarov E.A., Yudin P.E., Maksimuk A.V., Petrov S.S., Trofimov I.S., Bogatov M.V. *Laboratorno-issledovatel'skiy cirkulyatsionnyy stend dlya ispytaniy metodov protivodejstviya processam sedimentatsii i korrozii v kolonne nasosno-kompressornykh trub* [Laboratory and Research Circulating Stand for Testing Methods to Counter Sedimentation and Corrosion Processes in the Tubing String]. Patent RF, No. 202556, 2021. [in Russian].

13. Bogatov M.V., Yudin P.E. Modelirovanie processa vypadeniya asfal'tosmoloparafimovykh veshchestv na vnutrennej poverhnosti nasosno-kompressornykh trub s pokrytiem i bez na laboratornom cirkulyatsionnom stende [Simulation of the process of precipitation of asphalt, resin and paraffin substances on the inner surface of tubing with and without coating on a laboratory circulation stand]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, No. 2, pp. 97-103. [in Russian]. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-2-97-103.

14. Bogatov M.V., Yudin P.E., Verevkin A.G., Berkov D.V. Predotvrashchenie obrazovaniya asfal'tosmoloparafimovykh otlozhenij na poverhnosti nasosno-kompressornykh trub putem naneseniya vnutrennih pokrytij [Prevention of Asphalt Resin Paraffin Deposition on Pump and Compressor Pipe Surfaces by Internal Coating Application]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2022, Vol. 20, No. 1, pp. 74-81. DOI: 10.17122/ngdelo-2022-1-74-81. [in Russian].

15. Maksimuk A.V., Yudin P.E., Verevkin A.G., Zheldak M.V., Bogatov M.V., Berkov D.V., Krysina D.A., Vyazgin D.S., Ivanov A.V. *Laboratornyy ispytatel'nyy stend dlya vosproizvedeniya ekspluatatsionnykh uslovij vnutri pogruzhennoj v neftyanuyu skvazhinu kolonny nasosno-kompressornykh trub pri ispytaniyah razlichnykh metodov protivodejstviya korrozii i sedimentatsii*. [Laboratory test stand for reproducing operational conditions inside a pump and compressor pipe column immersed in an oil well during testing of various methods of corrosion and sedimentation resistance]. Application No. 2022134462 for a patent of the Russian Federation for an invention. Registered with Rospatent «26» december 2022. [in Russian].

16. Bogatov M.V., Yudin P.E., Verevkin A.G., Berkov D.V. Vliyanie gidrofil'nosti, oleofobnosti na obrazovanie asfal'tosmoloparafimovykh otlozhenij [Effect of hydrophilicity, olefocity on formation of asphalt resin paraffin deposits]. *Neftegazovo edelo — Petroleum Engineering*, 2022, No. 6, pp. 114-123. [in Russian]. DOI: 10.17122/ngdelo-2022-6-114-123.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Максим Валерьевич Богатов**, инженер первой категории испытательной лаборатории, ООО «НПЦ «Самара», Самара, Россия;

аспирант кафедры «Металловедение, порошковая металлургия, наноматериалы», Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

**Maksim V. Bogatov**, engineer of the 1-st category, testing laboratory, RPC Samara LLC, Samara, Russia;

postgraduate student, Metallurgy, powder metallurgy, nanomaterials department, Samara state technical university, Samara, Russia

bogatov@npcsamara.ru

**Павел Евгеньевич Юдин**, кандидат технических наук, директор по науке, ООО «НПЦ «Самара»;

доцент кафедры «Металловедение, порошковая металлургия, наноматериалы», Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

**Pavel E. Yudin**, candidate of technical sciences, science director, RPC Samara LLC, Samara, Russia;

associate professor, Metallurgy, powder metallurgy, nanomaterials department, Samara state technical university, Samara, Russia

**Александр Петрович Амосов**, доктор физико-математических наук, заведующий кафедрой «Металловедение, порошковая металлургия, наноматериалы», Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

**Aleksandr P. Amosov**, doctor of physico-mathematical sciences, head of Metallurgy, powder metallurgy, nanomaterials department, Samara state technical university, Samara, Russia

Статья поступила в редакцию 15.05.2023; одобрена после рецензирования 20.05.2023; принята к публикации 30.05.2023.

The article was submitted 15.05.2023; approved after reviewing 20.05.2023; accepted for publication 30.05.2023.