Нефтегазовое дело. 2025. Т. 23, № 2. С. 78-90. ISSN 2073-0128 (print)
Petroleum Engineering. 2025. Vol. 23. No. 2. P. 78-90. ISSN 2073-0128 (print)
Научная статья
УДК 620.199/620.169.1
DOI: 10.17122/ngdelo-2025-2-78-90

КОМПЛЕКСНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ВНУТРЕННИХ ПОКРЫТИЙ НЕФТЯНЫХ ТРУБ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ В ОСЛОЖНЕННОМ ФОНДЕ

Павел Евгеньевич Юдин[1,2]

[1]ООО «НПЦ «Самара», Самара, Россия
[2]Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Автор, ответственный за переписку
Юдин Павел Евгеньевич, yudin@npcsamara.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу современных вызовов в нефтедобыче, связанных с разработкой трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ), а также методикам повышения эффективности эксплуатации трубного оборудования в условиях осложнений. Основное внимание уделено внутренним полимерным покрытиям (ВПП), используемым для защиты насосно-компрессорных труб (НКТ) и нефтегазопроводных труб (НГПТ). Рассмотрены основные осложнения, возникающие при добыче нефти: коррозия, асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), высоковязкие нефти и неорганические солеотложения.

Автором предложен комплекс лабораторных методов для оценки эффективности ВПП по защите труб от перечисленных осложнений. Основное место занимают автоклавные испытания, позволяющие моделировать условия эксплуатации, такие как воздействие сероводорода, углекислого газа, высокой температуры и давления. Приведена методика оценки стойкости покрытий к АСПО на испытательных стендах, которая помогает определить эффективность покрытий в сравнении с необработанными трубами, и позволяющая отказаться от длительных и дорогостоящих опытно-промысловых испытаний. Аналогичный подход использован для изучения солеотложений, где разработаны методы определения массы и толщины осаждающегося слоя солей на вращающихся цилиндрических образцах, а получаемые результаты, релевантные с данными, получаемыми на промыслах.

В работе представлены результаты автоклавных и стендовых испытаний ВПП. Показано, как построение зависимостей изменения адгезии покрытий от времени экспозиции, позволяет прогнозировать ресурс покрытия при реальных условиях эксплуатации. Приведены примеры использования предложенных методик в нефтяных компаниях, включая ПАО «НК «Роснефть» и ООО «Иркутская нефтяная компания», где они доказали свою эффективность в сокращении затрат и времени на испытания.

Таким образом, работа акцентирует внимание на важности стандартизации и разработки ускоренных методов испытаний для повышения эксплуатационной надежности трубного оборудования, что имеет большое значение для нефтегазовой отрасли, поскольку позволяет значительно ускорить внедрение эффективных решений на осложненном фонде.

Предложен алгоритм выбора методов контроля в зависимости от типов осложнений, определяющий минимальный набор лабораторных испытаний для оценки свойств покрытий в конкретных условиях эксплуатации.

Ключевые слова

внутренние полимерные покрытия; коррозия; асфальтопарафиновые отложения; отложения неорганических солей; прогнозирование; оценка эффективности; лабораторные стенды

© Юдин П.Е., 2025

Для цитирования
Юдин П.Е. Комплексные испытания внутренних покрытий нефтяных труб, эксплуатирующихся в осложненном фонде // Нефтегазовое дело. 2025. Т. 23, № 2. С. 78-90. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2025-2-78-90.

Original article

COMPLEX TESTS OF INTERNAL COATINGS OF OIL PIPES OPERATED IN COMPLICATED STOCK

Pavel E. Yudin[1,2]

[1]RPC Samara Ltd» LLC, Samara, Russia
[2]Samara State Technical University, Samara, Russia

Corresponding author
Pavel E. Yudin, yudin@npcsamara.ru

Abstract. The article is devoted to the analysis of modern challenges in oil production associated with the development of hard-to-recover oil reserves (HROR), as well as methods for increasing the efficiency of pipe equipment operation in conditions of complications. The focus is on the inner polymer coatings used to protect tubing and oil and gas pipelines. The main complications arising during oil production are considered: corrosion, asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD), high-viscosity oils and inorganic scale deposits.
The author proposed a set of laboratory methods to assess the effectiveness of the runway to protect pipes from the listed complications. The main place is occupied by autoclave tests that allow simulating operating conditions, such as exposure to hydrogen sulfide, carbon dioxide, high temperature and pressure. A methodology for evaluating the ARPD resistance of coatings on test benches is presented, which helps to determine the effectiveness of coatings in comparison with untreated pipes, and allows avoiding lengthy and expensive pilot field tests. A similar approach was used to study scaling, where methods were developed to determine the mass and thickness of the deposited salt layer on rotating cylindrical samples, and the results obtained are relevant to the data obtained in the fields.
The paper presents the results of autoclave and bench tests of the runway. It is shown how construction of dependencies of coating adhesion change on exposure time makes it possible to predict coating service life under real operating conditions. Examples of the use of the proposed methods in oil companies, including PJSC OC Rosneft and Irkutsk Oil Company LLC, where they have proven their effectiveness in reducing costs and time for testing.
Thus, the work emphasizes the importance of standardization and the development of accelerated test methods to improve the operational reliability of pipe equipment, which is of great importance for the oil and gas industry, since it can significantly accelerate the implementation of effective solutions on a complicated stock.
An algorithm for selecting control methods depending on the types of complications is proposed, which determines the minimum set of laboratory tests for assessing the properties of coatings in specific operating conditions.

Keywords

internal polymer coatings; corrosion; asphalt-paraffin deposits; inorganic salt deposits; forecasting; performance evaluation; laboratory stands

For citation
Yudin P.E. Kompleksnye ispytaniya vnutrennih pokrytij neftyanyh trub, ekspluatiruyushchihsya v oslozhnennom fonde // [Complex tests of internal coatings of oil pipes operated in complicated stock] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering,* 2025, Vol. 23, No. 2. pp. 78-90. [in Russian]. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2025-2-78-90.

Введение

Добыча нефти в настоящее время сталкивается с большими вызовами. Оставляя за скобками данной работы ограничения по добыче, связанные с ОПЕК+ [1] и снижением экспорта нефти в недружественные страны [2], у каждой нефтяной компании (НК) возникает необходимость разработки трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) [3–5]. К наиболее распространенным типам осложнений при добыче такой нефти традиционно относят:

— высокую коррозионную активность добываемых флюидов [6]. Данное осложнение возникает при превышении порога обводненности 50–60 %, когда меняется характер эмульсии с «вода в нефти» на «нефть в воде» [7]. Часто, на этапе проектирования скачкообразный рост коррозионной активности не учитывается, планируется применение всех материалов не в коррозионностойком исполнении, не закладываются пакеры для отсечения наружной части эксплуатационной колонны от добываемого флюида. Наибольшую опасность представляют месторождения, осложненныеналичием сероводорода, поскольку водородное растрескивание (ВР) и сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением (СКРН) приводят к внезапным авариям, сопряженным с обрывом и падением колонны или значительной разгерметизацией трубопровода и катастрофическими выбросами транспортируемого флюида;

— высокое содержание органических асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), которые в ходе подъема добываемой жидкости кристаллизуются в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) с сужением проходного сечения вплоть до полной закупорки [8]. Интенсивность выпадения может быть столь велика, что требуется более 10 операций в сутки очистки от АСПО путем скребкования [9]. Данный вид осложнения не приводит к авариям на трубопроводах, однако, значительно снижает эффективность добычи нефти [10]. Осложнение этого типа в нефтепроводах встречается крайне редко, но характерны для колонн НКТ, что обусловлено термобарическими режимами добычи нефти, при которых кристаллизация всех АСПО происходит в полной мере в верхней части колонны НКТ;

— добыча высоковязких нефтей [11–13]. Не приводит к авариям, однако, требует строительства дополнительной инфраструктуры в виде паронагнетательных скважин. Повышение температуры добываемого флюида ведет к интенсификации всех химических процессов, в т.ч. и коррозионных и делает невозможным применение целого ряда способов защиты (например, часть ингибиторов коррозии при высоких температурах теряют свою эффективность);

— аномально высокая минерализация добываемых флюидов неорганическими солями. Данное осложнение характерно для месторождений Восточной Сибири. Минерализация может достигать значений 300 г/л. Негативным фактором, сопровождающим данный тип осложнения, являются соляные пробки, состоящие чаще всего из гипса ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$) или галита (NaCl) [14]. Отличительной особенностью солеотложений от АСПО является высокая трудоемкость очистки внутренней поверхности труб механическими или химическими методами (которые не всегда оказываются успешными). Эффективными способами являются предотвращение выпадения солей с помощью подмеса пресной воды (хотя данные метод не всегда применим, и в ряде случаев может приводить к противоположному эффекту) или использования ингибиторов [15].

Серьезной вехой в развитие нефтегазовой отрасли РФ стало внедрение внутренних полимерных покрытий (ВПП) как для нефтепроводных, так и для насосно-компрессорных труб. Начало внедрения ВПП для нефтегазопроводных труб (НГПТ) датируется концом 90-х годов прошлого века, а на НКТ только в начале 2010-х. Объем производства НКТ с ВПП на 2024 год насчитывает порядка 200 тыс. тонн НКТ или 20 тыс. км труб. Объем внедрения НКТ с ВПП меньше в процентом соотношении, по сравнению с НГПТ, это обусловлено большим количеством осложнений, встречающихся в скважинах, где вкупе с коррозионными процессами происходят процессы выпадения АСПО и неорганических солей, а температура флюида выше на 20–30 °С.

Крайне актуальной задачей являлась разработка методик прогнозирования защитной способности покрытий НКТ от всех видов осложнений. Забегая вперед, следует отметить, что для НКТ в настоящий момент применяются не просто антикоррозионные покрытия (которые должны обладать свойством гидрофобности), а многофункциональные

покрытия с набором противоположных по своей сути свойств (для защиты от образования АСПО покрытия должны обладать гидрофильными свойствами). Но быстрое внедрение ВПП НКТ ограничивалось длительностью проведения опытно-промысловых испытаний (как правило от 1 года). Столь значимые сроки делали оперативную доработку рецептур покрытий практически невозможными. В связи с этим разработка значительно менее длительных методов лабораторного и стендового моделирования осложнений при добыче нефти являлась приоритетной задачей для материаловедения покрытий в нефтегазовой отрасли. Автором на протяжении последних тринадцати лет проводились активные работы, результатом которых стало формирование комплекса методик автоклавных испытаний, использующихся для оценки антикоррозионных свойств покрытий в среде сероводорода и углекислого газа, солеотложений и АСПО.

Материалы и методы

Методика автоклавных испытаний защитных покрытий. В основу этой методики легли работы [16, 17], методология изложена в Приложении Д ГОСТ 58346-2019 [18]. Испытания проводят в реакторе (рисунок 1) при различных температурах (для покрытий, традиционно, не более 130 °С), парциальных давлениях коррозионно-активных газов (CO_2 до 5 МПа, H_2S до 1 МПа), общем давлении в системе до 10 МПа, которое достигается за счет газообразного азота. На сегодняшний день данные испытания стали рутинными для всех производителей и внедрены во все нормативные документы нефтяных компаний (НК). Сущность метода заключается в выдержки образцов с нанесенным со всех сторон покрытием, либо сегментов труб, с нанесенным на наружную поверхность и торцы компаундом, исключающим контакт металла с агрессивной средой, в испытательном растворе при повышенном давлении и температуре. Важно соблюдать соотношение жидкости (5 % раствор NaCl в дистиллированной воде) и газовой шапки 0,75:0,25, поскольку, значительно смещение данного соотношения будет влиять на изменение концентраций растворенных газов и, как следствие, на результаты эксперимента. Перед подачей коррозионно-активных газов должна осуществляться продувка реактора азотом, для полного вытеснения кислорода (в т.ч. растворенного), поскольку кислород является наиболее агрессивным, и его присутствие в системе сказывается на результатах. Подача сероводорода и углекислого газа происходит, как правило, в несколько итераций, что связано с растворимостью газов в жидкости и падением давления в шапке. Важно добиться равновесного состояния, после чего осуществлять подачу буферного азота, растворимость которого пренебрежительно мала, от этого момента начинается отсчет времени эксперимента. Время выдержки составляет 240 ч. (для моделирования воздействия коррозионно-активной среды, в отличие от испытания на стойкость к взрывной декомпрессии, где продолжительность экспозиции составляет 24 часа), после чего осуществляется медленный (не менее 10 минут) сброс давления. Температуру на протяжении всего эксперимента задают с точностью не менее ±3 °С. Для получения экспериментальных зависимостей возможно варьиро-вание температурой, концентрациями коррозионно-активных газов, общим давлением в системе, добавлением в систему ингибиторов коррозии, либо дополнительных коррозионных агентов, таких как соляная кислота, которая используется для технологических операций на скважинах.

Следующим этапом развития исследования внутренних полимерных покрытий является построение моделей, позволяющих прогнозировать ресурс ВПП в реальных условиях эксплуатации. Для этого в автоклавном реакторе создаются заведомо более жесткие (на 1–2 порядка) условия, и строится зависимость изменения адгезионной прочности от времени экспозиции. Характер полученной зависимости в дальнейшем сравнивается с изменением адгезии в ходе реальной эксплуатации. Результат одного из экспериментов, где в качестве контрольного рассматривался нефтесборный коллектор, эксплуатирующийся в ООО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь», представлен на рисунке 2. Испытанию подвергались образцы НГПТ Ø 219×8 мм с внутренним покрытием на основе жидкой эпоксидной композиции на основе Бисфенол F без термического отверждения толщиной 400±100 мкм (Образец №1) и двухслойным покрытием, состоящим из слоя праймера Masscopoxy 0245 толщиной 10–20 мкм, и слоя порошкового покрытия ПЭП 585 толщиной 400–700 мкм (Образцы № 2–4) с термическим отвержде-

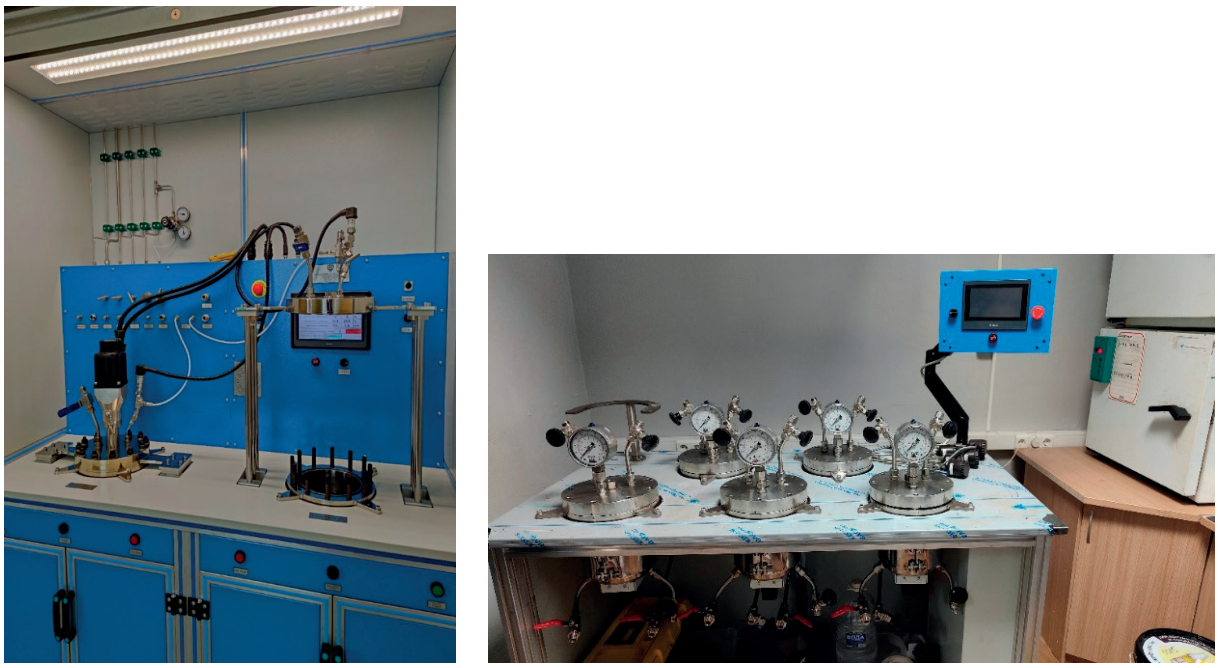


Рисунок 1. Внешний вид автоклавных комплексов

Figure 1. External appearance of autoclave complexes

нием при температуре 200±20 °С в течение 40±5 минут.

Результаты наглядно демонстрируют схожесть трендов изменения адгезии. Так выдержка в автоклаве при температуре 80±3 °С с давлением CO_2 5 МПа для Образца № 1 за 10 суток приводит к образованию вздутий и полной потере адгезии, аналогичная картина наблюдается через год эксплуатации в составе нефтесборного коллектора. Для двухслойных порошковых покрытий наблюдается плавное снижение адгезии в обоих случаях с выходом на прямую с незначительным наклоном относительно оси абсцисс. Можно предположить, что, аппроксимируя данный участок прямой и находя точку пересечения, можно оценить ресурс ВПП, а подбирая режимы экспозиции в автоклаве, можно добиваться идентичных показателей для 10, 20, 30 суток в ходе лабораторных тестов и 1, 2, 3 лет для ОПИ.

Методика оценки эффективности внутренних полимерных покрытий противостоять образованию АСПО на внутренней поверхности НКТ. Методика предназначена для оценки эффективности различных типов внутренних покрытий НКТ сопротивляться выпадению АСПО (следует отметить, что кристаллизация АСПО в объеме в любом случае происходит, эффективность применения покрытий обусловлена значительным снижением усилия тангенциального сдвига, и, как следствие, минимальной скорости потока, при которой происходит срыв отложений). Эффективность покрытий определяется относительно трубы без покрытия путем сравнения количества отложений, удаленных с внутренней поверхности. Испытания проводят на стенде (рисунок 3) [19, 20], варьируя скорость потока (пересчитывается с учетом дебита скважины), температуру нефти, обогащенной АСПО, температуру наружной поверхности НКТ, состав нефти и вводимых в нее отложений, время экспозиции. В качестве испытательных образцов используются фрагменты НКТ Ø 73×5,5 мм с покрытиями и без, проточенные до наружного диаметра 69,3±0,05 мм и имеющие отверстие под датчик температуры. Подготовка испытательной среды, состоящей из нефти и АСПО, отобранных с той же скважины, что и нефть, включает в себя оценку плотности, динамической вязкости и температуры насыщения парафинами (температуры начала кристаллизации парафинов), а также определение процентного содержания компонентов АСПО в соответствии с ГОСТ 11851-2018 «Нефть. Методы измерения парафинов» [21].

Для создания разницы температур на наружной и внутренней поверхности образца используется терморубашка, по которой циркулирует хладагент. Терморубашка подключается к термостату, обеспечивающему

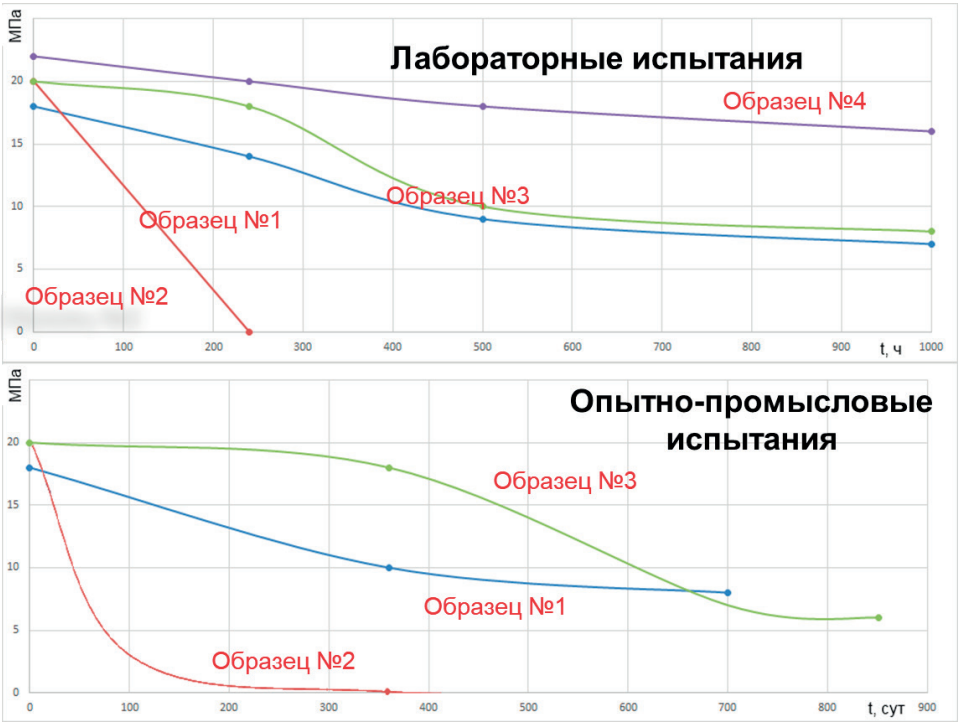
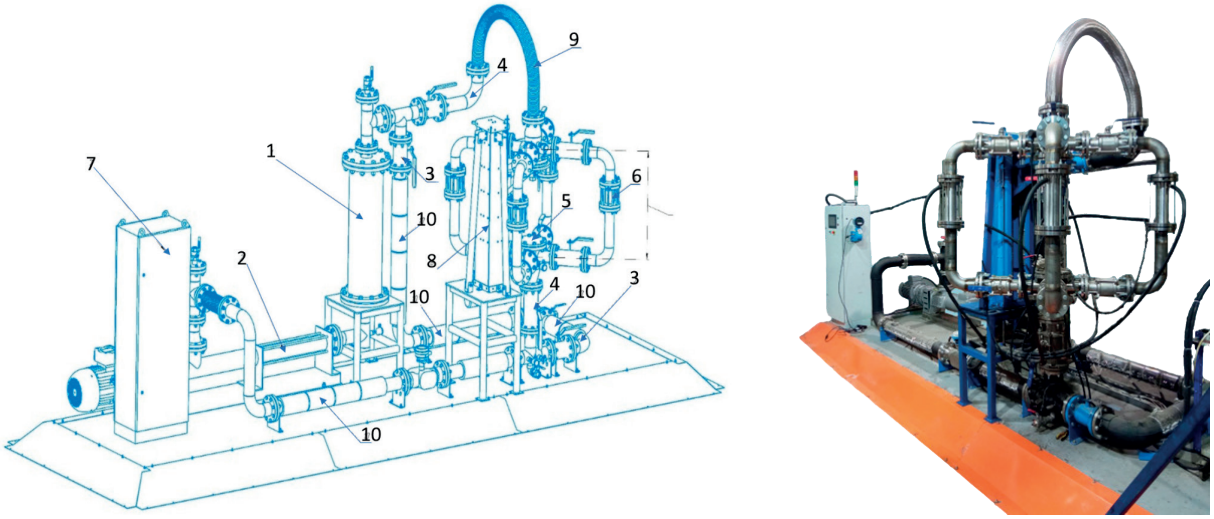


Рисунок 2. Зависимости падения адгезионной прочности при автоклавных испытаниях и в ходе опытно-промысловых испытаний

Figure 2. Dependencies of the decrease in adhesive strength during autoclave tests and during pilot tests



а) б)

а) принципиальная схема: 1 — буферная емкость с нефтью; 2 — винтовой насос; 3 — байпасный контур, использующийся на первой стадии испытаний; 4 — основной контур с исследуемыми образцами; 5 — испытательная секция с четырьмя образцами; 6 — испытательный сегмент НКТ внутри охлаждающей терморубашки; 7 — шкаф управления; 8 — подъемный механизм; 9 — гибкий металлорукав; 10 — электронагреватели; б) фотография испытательного стенда

a) principal schematic diagram: 1 — buffer tank with oil; 2 — screw pump; 3 — bypass circuit used during the initial testing stage; 4 — main circuit with the tested samples; 5 — testing section with four samples; 6 — test tubing segment inside the cooling jacket; 7 — control cabinet; 8 — lifting mechanism; 9 — flexible metal hose; 10 — electric heaters; b) photograph of the test bench.

Рисунок 3. Стенд для оценки эффективности внутренних покрытий НКТ противостоять образованию АСПО

Figure 3. Test bench for evaluating the effectiveness of internal tubing coatings in resisting the formation of asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD)

должную производительность с учетом высокой мощности нагревательных элементов, повышающих температуру нефти. Выход на стационарный режим после включения подогрева нефти и насоса осуществляется по байпасной линии, что исключает вклад начальных процессов, в которых полное растворение АСПО еще не произошло. За старт испытаний принимается время начала циркуляции испытательной среды через образцы.

После испытаний оценивается внешний вид образцов (рисунок 4) и количественный критерий эффективности покрытия, который определяется по формуле (1):

$$Эф.(\%) = \frac{m_1 - m2}{m_1} \cdot 100\ \% \cdot \qquad (1)$$

где m_1 — масса АСПО, на внутренней поверхности образца-свидетеля (без защитного покрытия); m_2 — масса АСПО, на внутренней поверхности образца НКТ с защитным покрытием.

Результаты

Описываемая методика позволяет найти рациональные методы защиты внутренней поверхности НКТ от АСПО для различных условий эксплуатации.

Методика прогнозирования эффективности защиты от АСПО [22] внедрена в ПАО «НК «Роснефть» [23]. На основании стендовых испытаний принимается решение об эффективности покрытий для различных кластеров АСПО. Традиционно осложнения АСПО разделяют на три типа, в зависимости от соотношения содержания смол/асфальтенов/парафинов в пробе:

— смолисто-асфальтеновый — П/(С+А) <0,9;

— смешанный — П/(С+А) ≈ 0,9−1,1;

— парафиновый — П/(С+А)> 1,1.

Типовые требования компании ПАО «НК «Роснефть» [23] также дают дополнительную градацию, в зависимости от концентрации содержания компонентов АСПО, на основание которой формируются укрупненные кластеры по всему Обществу (таблица 1).

Методика оценки эффективности ВПП против отложений неорганических солей [24, 25] была внедрена в ООО «Иркутская нефтяная компания». Следует отметить, что непосредственно покрытия сами по себе не показывают эффективности для полной защиты от данного типа осложнений, однако, снижают дозировку ингибитора в среднем в 4 раза. Методика позволяет оценивать не только эффективность ВПП, но и ингибиторов солеотложения и технологии подмеса пресной воды, что позволяет выбирать наиболее эффективную и выгодную технологию для каждой группы скважин в зависимости от типа добываемой жидкости, сложности логистики пресной воды и ингибитора.

Суть метода заключается в определении массы и толщины слоя осаждающихся солей на вращающихся цилиндрических образцах, погруженных в солеобразующую среду. В качестве образцов используются цилиндры Ø 21±0,1 мм с нанесенным на наружную поверхность покрытием, аналогичным покрытию НКТ, технологические режимы нанесения также идентичны. Вращение образца в испытательной среде моделирует течение жидкости относительно испытуемого покрытия (рисунок 5), учет критериев подобия позволяет добиться характеристик потока, близких к реальным условиям эксплуатации.

Выбор условий испытаний зависит от условий в скважине, выпадение солей в которой должно быть смоделировано. При помощи блока управления варьируется скорость подачи жидкостей в реактор (производительность перистальтических насосов), температура испытательной среды и скорость вращения образцов. Испытательной средой служит



Рисунок 4. АСПО на внутренней поверхности образцов после испытания на циркуляционном стенде

Figure 4. ARPD on the inner surface of the samples after testing on the circulation stand

Таблица 1. Разделения фонда, осложненного АСПО, на кластеры в ПАО «НК «Роснефть»

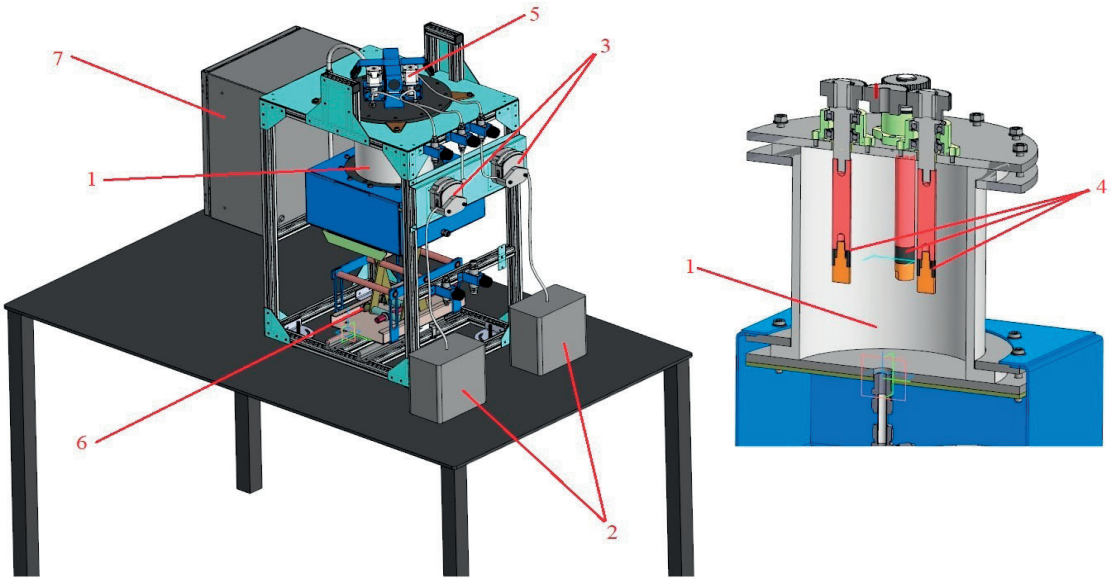
Table 1. Division of the fund complicated by APRD into clusters in OC Rosneft PJSC

	Тип отложений		
Концентрация АСПО, %	смолисто-асфальтеновый	смешанный	парафиновый
	0-10	0-10	0-10
	11-20	11-20	11-20
	≥21	≥21	21-40
			≥41

минерализованная вода, содержащая солеобразующие компоненты. Особенностью данной установки является непрерывная подача воды с солеобразующими компонентами, это необходимо для обеспечения непрерывного процесса солеотложения. Таким образом, осуществляется моделирование смешения вод из разных пластов (одна из причин солеобразования в скважине).

После окончания экспозиции определяется масса слоя солеотложения на внешней поверхности испытуемого цилиндрического образца (рисунок 6). С использованием оптического микроскопа измеряется толщина образованного слоя солеотложения. Оценка эффективности ингибиторов солеотложений осуществляется путем их подачи, с учетом пересчета рекомендуемых производителем дозировок.

Обобщая основные возможные виды осложнений на нефтяных месторождениях, можно предложить алгоритм выбора методов лабораторных испытаний для оценки качества и эффективности ВПП (рисунок 7). Следует оговориться, что представленный алгоритм характерен для внутренней поверхности НКТ, однако, критерии выбора покрытий НГПТ принципиально не меняются, однако, необходимо применение других методик испытаний, отличающихся режимами, без внесения конструктивных изменений в оборудование.



1 — рабочая камера; 2 — ёмкости с подготовленными растворами солей; 3 — перистальтические насосы; 4 — испытуемые образцы; 5 — привод для вращения образцов; 6 — подъемный механизм; 7 — блок управления

1 — working chamber; 2 — tanks with prepared salt solutions; 3 — peristaltic pumps; 4 — test samples; 5 — drive for rotating samples; 6 lifting mechanism; 7 — controlunit

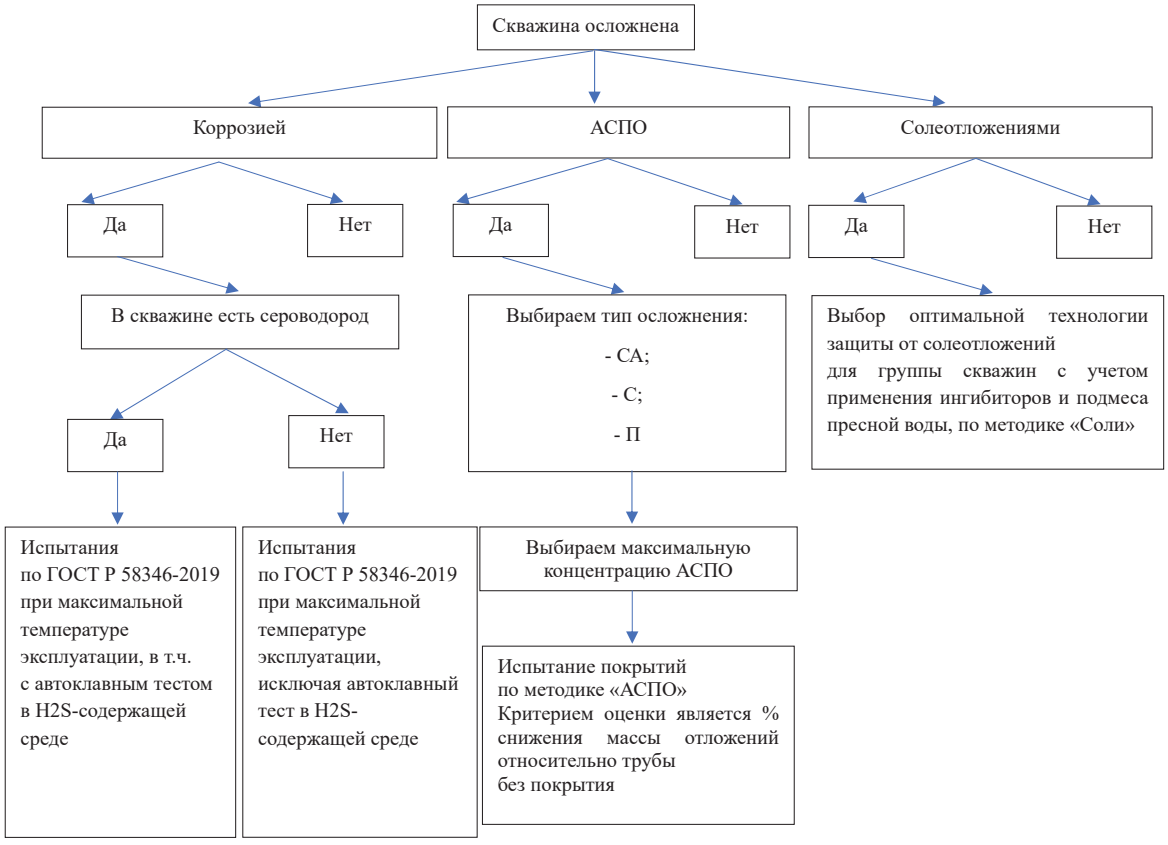
Рисунок 5. Схема установки для испытания защитных покрытий на стойкость к солеотложению

Figure 5. Schematic diagram of the setup for testing protective coatings for resistance to salt deposition



Рисунок 6. Образцы в момент завершения экспозиции на установке для испытания защитных покрытий на стойкость к солеотложению

Figure 6. Samples at the moment of exposure completion on the setup for testing protective coatings for resistance to salt deposition



В случае трех «нет» применение внутренних покрытий не целесообразно.

В случае двух или трех «да» необходимо применение многофункциональных покрытий.

Рисунок 7. Схема выборов испытания внутренних покрытий труб при различных видах осложнений

Figure 7. Scheme of selection of tests of internal coatings of pipes for different types of complications

Выводы

Таким образом, разработан комплекс лабораторных (стендовых) методик испытаний внутренних покрытий насосно-компрессорных и нефтепроводных промысловых труб для оценки эффективности покрытий в защите этих труб от различных осложняющих факторов: коррозии, АСПО и неорганических солеотложений. Эти методики значительно менее длительные и дорогие, чем соответствующие опытно-промысловые испытания.

Методики автоклавных испытаний внутренних полимерных покрытий, представлены в ГОСТ Р 58235-2901 и позволяют определять качество покрытий. Автоклавные тесты имеют потенциал для создания методики прогнозирования ресурса внутренних покрытий труб в конкретных, в т.ч. изменяющихся условиях эксплуатации.

Методика оценки эффективности применения защитных покрытий против отложений АСПО показала свою высокую эффективность и в ряде нефтяных компаний позволила отказаться от длительных и дорогостоящих опытно-промысловых испытаний.

Методика оценки эффективности внутренних полимерных покрытий труб против неорганических солей применяется в компаниях, добывающих нефть в Восточной Сибири, для подбора наиболее экономически эффективного метода защиты внутренней поверхности колонны НКТ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Страны ОПЕК+ решили не повышать добычу нефти до конца года // Сообщения и материалы сетевого издания «РБК». URL: https://www.rbc.ru/economics/03/11/2024/6727a8049a79471fd08e86e8 (дата обращения: 02.12.2024).

2. Оценка добычи нефти в РФ в 2024 г. снижена до 521,3 млн т, оценка ее экспорта сохранена // Сетевое издание «Интерфакс.ру». URL: https://www.interfax.ru/business/984427 (дата обращения: 02.12.2024).

3. Костоустова Е.В., Шардина И.В., Ридель Л.Н., Дубровская Т.В. Об инвестициях в трудноизвлекаемые запасы // Наука и бизнес: пути развития. 2023. № 3 (141). С. 113-114. EDN: DIWVTI.

4. Мингазов А.Н., Миннуллин А.Г., Хисамутдинов Н.И., Шарифгалеев А.Р. Перспективы развития технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Нефтепромысловое дело. 2023. № 5 (653). С. 38-43. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-5(653)-38-43. EDN: TYFQLX.

5. Гнеушев М.С. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Проблемы и состояние в России // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2022: Матер. VI Междунар. науч.-практ. конф. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. С. 52-55. EDN: VSHEHI.

6. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Особенности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях высокой коррозионной агрессии // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2022. № 2. С. 155-170. EDN: RDSULS.

7. Насыров В.А., Шляпников Ю.В., Насыров А.М. Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2011. № 2. С. 14-17. EDN: NYCUKZ.

8. Ливинцев П.Н., Дитрих А.В. Технология борьбы с АСПО на оборудовании месторождений Белый Тигр // Институт нефти и газа. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: Матер. всеросс. науч.-практ. конф. Ставрополь: ООО ИД «ТЭСЭРА». 2017. С. 220.

9. Гумеров Р.Р., Рахимов М.Н., Рагулин В.В. Сравнительный анализ технологий по предупреждению и удалению АСПО и матрица их применения на месторождениях ОАО «Газпром нефть» // Нефтегазовое дело. Т. 9. № 2. 2011. EDN: PASCSL.

10. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М: Недра-Бизнесцентр, 2000. 653 с.

11. Боровых Е.А., Малышев А.А., Боткин И.О. Проблемы разработки нефтяных месторождений высоковязких нефтей в России // Сб. тез. XII Междунар. науч.-практ. конф. Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2022. С. 35-38. EDN: BKERWZ.

12. Башкирцева Н.Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти // Вестник Казанского технологического университета. 2014. Т. 17. № 19. С. 296-299. EDN: SYAFXJ.

13. Материалы Международной научно-практической конференции «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений» / науч. ред. Р.Х. Муслимов Казань: ФЭН, 2012. 380 с.

14. Гамолин О.Е., Канзафаров Ф.Я., Джабарова Р.Г. Предотвращение галитных солеотложений из высокоминерализованных пластовых вод Иркутской области // Химия нефти и газа: Матер. IX Междунар. конф. Томск: Институт оптики атмосферы им. В.Е. Зуева СО РАН. 2015. С. 362-367. EDN: ALYFVU.

15. Кадыров Р.Р., Хамидуллина Э.Р., Жиркеев А.С., Сахапова А.К., Хасанова Д.К. Некоторые технологические особенности методов по удалению и предотвращению солеотложений и оценка их технологической эффективности // Технологии нефти и газа. 2012. № 6. С. 39-44. EDN: RUKORV.

16. Александров Е.В., Юдин П.Е., Князева Ж.В. Новая методика автоклавного теста для экспресс-анализа антикоррозионных покрытий // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2015. № 3 (49). С. 3-11. EDN: UHCFNH.

17. Юдин П.Е., Князева Ж.В. Оценка барьерных свойств внутренних антикоррозионных покрытий нефтепроводных и насосно-компрессорных труб с помощью автоклавного теста // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2016. № 1 (53). С. 3-8. EDN: VLKGKB.

18. ГОСТ Р 58346-2019. Трубы и соединительные детали стальные для нефтяной промышленности. Покрытия защитные лакокрасочные внутренней поверхности. Общие технические требования. М.: Стандартинформ, 2019. 23 с.

19. Пат. RU 2 802 764 C1 РФ. Лабораторный испытательный стенд для воспроизведения эксплуатационных условий внутри погруженной в нефтяную скважину колонны насосно-компрессорных труб при испытаниях различных методов противодействия коррозии и седиментации / А.В. Максимук, П.Е. Юдин, А.Г. Веревкин, М.В. Желдак, М.В. Богатов, Д.В. Берков, Д.А. Крысина, Д.С. Вязгин, А.В. Иванов. 2022134462, Заявлено 26.12.2022; Опубл.01.09.2023. Бюл. 25.

20. 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. EDN: LVGYDQ.

21. ГОСТ 11851-2018. Нефть. Методы определения парафинов. М.: Стандартинформ, 2018. 15 с.

22. Богатов М.В. Влияние состава, структуры и свойств внутренних многофункциональных покрытий насосно-компрессорных нефтепромысловых труб на образование асфальтосмолопарафиновых отложений: дис. … канд. техн. наук. Самара, 2023. 162 с.

23. Типовые требования Компании. Применение и эксплуатация насосно-компрессорных труб. № П1-01.05 ТТР-0002 Версия 3. М: ПАО «НК «Роснефть», 2024. 75 с.

24. Пат. RU 2825169 C1 РФ. Лабораторный исследовательский стенд для оценки стойкости внутренних покрытий нефтепромысловых труб к неорганическим солеотложениям / А.В. Максимук, П.Е. Юдин, А.Г. Веревкин, М.В. Желдак, И.И. Костюк, Д.В. Берков. 2023115483, Заявлено 13.06.2023; Опубл. 21.08.2024. Бюл. 24.

25. Берков Д.В., Костюк И.И., Юдин П.Е., Веревкин А.Г. Применение защитных покрытий НКТ и ингибиторов солеотложения для предотвращения образования солеотложений // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22. № 5. С. 113-126. DOI: 10.17122/ngdelo-2024-5-113-126. EDN: GCUWCI.

REFERENCES

1. Strany OPEK+ reshili ne povyshat' dobychu nefti do konca goda [OPEC + Countries Decided Not to Increase Oil Production Until the End of the Year]. *Soobshcheniya i materialy setevogo izdaniya «RBK».* Available at: https://www.rbc.ru/economics/03/11/2024/6727a8049a79471fd08e86e8 (accessed 02.12.2024). [in Russian].

2. Ocenka dobychi nefti v RF v 2024 g. snizhena do 521,3 mln t, ocenka ee eksporta sohranena [The Estimate of Oil Production in the Russian Federation in 2024 Was Reduced to 521.3 Million Tons, the Estimate of its Export Was Preserved]. *Setevoe izdanie «Interfaks.ru»*. Available at: https://www.interfax.ru/business/984427 (accessed 02.12.2024). [in Russian].

3. Kostoustova E.V., Shadrina I.V., Ridel L.N., Dubrovskaya T.V. Ob investiciyah v trudnoizvlekaemye zapasy [On Investments in Hard-To-Recover Reserves]. *Nauka i biznes: puti razvitiya — Science and Business: Ways of Development*, 2023, No. 3 (141), pp. 113-114. EDN: DIWVTI. [in Russian].

4. Mingazov A.N., Minnullin A.G., Khisamutdinov N.I., Sharifgaleev A.R. Perspektivy razvitiya tekhnologij razrabotki trudnoizvlekaemyh zapasov nefti [Prospects for the Development of Technologies of Hard-To-Recover Oil Reserves]. *Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 2023, No. 5 (653), pp. 38-43. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-5(653)-38-43. EDN: TYFQLX. [in Russian].

5. Gneushev M.S. Trudnoizvlekaemye zapasy nefti. Problemy i sostoyanie v Rossii [Hard-To-Recover Oil Reserves. Problems and Condition in Russia]. Materialy VI *Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii «Aktual'nye problemy nauchnogo znaniya. Novye tekhnologii TEK-2022»* [Materials of the VI International Scientific and Practical Conference «Actual Problems of Scientific Knowledge. New Technologies TEK-2022»]. Tyumen, Tyumen Industrial University Publ., 2022. pp. 52-55. EDN: VSHEHI. [in Russian].

6. Savenok O.V., Gorpinchenko A.N. Osobennosti ekspluatacii neftyanyh i gazovyh skvazhin v usloviyah vysokoj korrozionnoj agressii [Features of Operation of Oil and Gas Wells Under High Corrosion Aggression]. *Nauka. Tekhnika. Tekhnologii (politekhnicheskij vestnik) — Science. Technology. Technology (Polytechnic Bulletin)*, 2022, No. 2, pp. 155-170. EDN: RDSULS. [in Russian].

7. Nasyrov V.A., Shlyapnikov Yu.V., Nasyrov A.M. Obvodnennost' produkcii skvazhin i vliyanie ee na oslozhnyayushchie faktory v dobyche nefti [Water Cut of Well Production and its Impact On Complicating Factors in Oil Production]. *Ekspoziciya Neft'Gaz — Exposure Oil Gas*, 2011, No. 2, pp. 14-17. EDN: NYCUKZ. [in Russian].

8. Livintsev P.N., Dietrich A.V. Tekhnologiya bor'by s ASPO na oborudovanii mestorozhdenij Belyj Tigr [Technology for Combating ASPO on the Equipment of the White Tiger Deposits]. *Materialy vserossijskoj nauchno-prakticheskoj konferencii «Institut nefti i gaza. Innovacionnye tekhnologii v neftegazovoj otrasli»* [Materials of the All-Russian Scientific and Practical Conference «Institute of Oil and Gas. Innovative Technologies in the Oil and Gas Industry»]. Stavropol, LLC ID «TESERA» Publ., 2017. pp. 220. [in Russian].

9. Gumerov R.R., Rakhimov M.N., Ragulin V.V. Sravnitel'nyj analiz tekhnologij po preduprezhdeniyu i udaleniyu ASPO i matrica ih primeneniya na mestorozhdeniyah OAO «Gazprom neft'» [Comparative Analysis of Technologies for the Prevention and Removal Asphaltic Resinous Paraffine Sediments (ARPS) and Matrix of Their Application in the Fields of the JSC Gazprom Neft]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, Vol. 9, No. 2, 2011. EDN: PASCSL. [in Russian].

10. Persiyantsev M.N. Dobycha nefti v oslozhnennyh usloviyah [Oil Production Under Difficult Conditions]. Moscow, Nedra-Business Center Publ., 2000. 653 p. [in Russian].

11. Borovykh E.A., Malyshev A.A., Botkin I.O. Problemy razrabotki neftyanyh mestorozhdenij vysokovyazkih neftej v Rossii [Problems of Development of Oil Fields of High-Viscosity Oils in Russia]. *Sbornik tezisov XII mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii* [Collection of Abstracts of The XII International Scientific and Practical Conference]. Izhevsk, Izhevskij

institut komp'yuternyh issledovanij, 2022. pp. 35-38. EDN: BKERWZ. [in Russian].

12. Bashkirtseva N.Yu. Vysokovyazkie nefti i prirodnye nefti [Highly Viscous Oils and Natural Oils]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta — Bulletin of Kazan Technological University*, 2014, Vol. 17, No. 19, pp. 296-299. EDN: SYAFXJ. [in Russian].

13. *Materialy Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii «Vysokovyazkie nefti i prirodnye bitumy: problemy i povyshenie effektivnosti razvedki i razrabotki mestorozhdenij»* [Materials of the International Scientific and Practical Conference «Highly Viscous Oils and Natural Bitumen: Problems and Increasing the Efficiency of Field Exploration and Development»]. Sci. Ed. by R.Kh. Muslimov. Kazan, FEN Publ., 2012. 380 p. [in Russian].

14. Gamolin O.E., Kanzafarov F.Ya., Dzhabarova R.G. Predotvrashchenie galitnyh soleotlozhenij iz vysokomineralizovannyh plastovyh vod Irkutskoj oblasti [Prevention of Halite Deposits from Highly Mineralized Formation Waters of the Irkutsk Region]. *Materialy IX Mezhdunarodnoj konferencii «Himiya nefti i gaza»* [Materials of the IX International Conference «Oil and Gas Chemistry»]. Tomsk, Institute of Atmospheric Optics named after V.E. Zuev SB RAS Publ., 2015. pp. 362-367. EDN: ALYFVU. [in Russian].

15. Kadyrov R.R., Khamidullina E.R., Zhirkeyev A.S., Sakhapova A.K., Khasanova D.K. Nekotorye tekhnologicheskie osobennosti metodov po udaleniyu i predotvrashcheniyu soleotlozhenij i ocenka ih tekhnologicheskoj effektivnosti [Some Technological Characteristics and Efficiency Estimation of Scale Control and Removal Techniques]. *Tekhnologii nefti i gaza — Oil and Gas Technologies*, 2012, No. 6, pp. 39-44. EDN: RUKORV. [in Russian].

16. Aleksandrov E.V., Yudin P.Y., Knyazeva J.V. Novaya metodika avtoklavnogo testa dlya ekspress-analiza antikorrozionnyh pokrytij [The New Technique of Autoclave Test for The Rapid Analysis of Anticorrosion Coatings]. *Truboprovodnyj transport: teoriya i praktika — Pipeline Transport: Theory and Practice*, 2015, No. 3 (49), pp. 3-11. EDN: UHCFNH. [in Russian].

17. Yudin P.E., Knyazeva Zh.V. Ocenka bar'ernyh svojstv vnutrennih antikorrozionnyh pokrytij nefteprovodnyh i nasosno-kompressornyh trub s pomoshch'yu avtoklavnogo testa [Evaluation of The Barrier Properties of the Oil Pipeline of Internal Anticorrosive Coatings and Tubing Using Autoclave Test]. *Truboprovodnyj transport: teoriya i praktika — Pipeline Transport: Theory and Practice*, 2016, No. 1 (53), pp. 3-8. EDN: VLKGKB. [in Russian].

18. *GOST R 58346-2019. Truby i soedinitel'nye detali stal'nye dlya neftyanoj promyshlennosti. Pokrytiya zashchitnye lakokrasochnye vnutrennej poverhnosti* [State Standard R 58346-2019 Steel Pipes and Fittings for Oil Industry. Inner Surface Protective Paint Coatings. General Technical Requirements]. Moscow, Standartinform Publ., 2019. 23 p. [in Russian].

19. 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. *Laboratornyj ispytatel'nyj stend dlya vosproizvedeniya ekspluatacionnyh uslovij vnutri pogruzhennoj v neftyanuyu skvazhinu kolonny nasosno-kompressornyh trub pri ispytaniyah razlichnyh metodov protivodejstviya korrozii i sedimentacii* [Laboratory Test Bench for Reproducing Operating Conditions Inside a Tubing String Submerged in an Oil Well During Testing Various Methods to Counter Corrosion and Sedimentation]. Patent RF, No. 2 802 764. 2023. [in Russian].

20. Yudin P.E., Bogatov M.V. Modelirovanie processa vypadeniya asfal'tosmoloparafinovyh veshchestv na vnutrennej poverhnosti nasosno-kompressornyh trub s pokrytiem i bez na laboratornom cirkulyacionnom stende [Modeling of Asphalt-Resin-Paraffin Deposition on the Inner Surface of Tubing Pipes with and Without Coating at a Laboratory Circulation Bench]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, No. 2, pp. 97–103. DOI: 10.17122/ngdelo-2021-2-97-103. EDN: LVGYDQ. [in Russian].

21. *GOST 11851-2018. Neft'. Metody opredeleniya parafinov* [State Standard 11851-2018. Petroleum. Methods of Paraffin Determination]. Moscow, Standartinform Publ., 2018. 15 p. [in Russian].

22. Bogatov M.V. *Vliyanie sostava, struktury i svojstv vnutrennih mnogofunkcional'nyh pokrytij nasosno-kompressornyh neftepromyslovyh trub na obrazovanie asfal'tosmoloparafinovyh otlozhenij: dis. kand. tekhn. nauk.* [Influence of composition, structure and properties of internal multifunctional coatings of oil field tubing on formation of asphalt-resin-paraffin deposits: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Samara, 2023. 162 p. [in Russian].

23. *Tipovye trebovaniya Kompanii. Primenenie i ekspluataciya nasosno-kompressornyh trub. № P1-01.05 TTR-0002 Versiya 3* [Company standard requirements. Use and operation of tubing. No. P1-01.05 TTR-0002 Version 3]. Moscow, PJSC NK Rosneft Publ., 2024. 75 p. [in Russian].

24. Maksimuk A.V., Yudin P.E., Verevkin A.G., Zheldak M.V., Kostyuk I.I., Berkov D.V. *Laboratornyj issledovatel'skij stend dlya ocenki stojkosti vnutrennih pokrytij neftepromyslovyh trub k neorganicheskim soleotlozheniyam* [Laboratory Research Stand Forevaluation Ofresistance of Internalcoatings of Oil-Field Pipes to Inorganic Salt Deposits]. Patent RF, No. 2825169. 2024. [in Russian].

25. Berkov D.V., Kostyuk I.I., Yudin P.E., Verevkin A.G. Primenenie zashchitnyh pokrytij NKT i ingibitorov soleotlozheniya dlya predotvrashcheniya obrazovaniya soleotlozhenij [Use of Tubing Coatings and Scale Inhibitors to Prevent Scaling]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2024, Vol. 22, No. 5, pp. 113-126. DOI: 10.17122/ngdelo-2024-5-113-126. EDN: GCUWCI. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ
INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

***Юдин Павел Евгеньевич**, 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 Ltd» LLC, Samara, Russia; associate professor, Metallurgy, powder metallurgy, nanomaterials department, Samara state technical university, Samara, Russia*

Статья поступила в редакцию 11.11.2024; одобрена после рецензирования 05.12.2024; принята к публикации 30.03.2025.

The article was submitted 11.11.2024; approved after reviewing 05.12.2024; accepted for publication 30.03.2025.