

# ДОБЫЧА И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ, ГАЗА И ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

---

УДК 620.197.1

**Д.О. Бартов, Г.Э. Лосев, А.В. Лекомцев**

**D.O. Bartov, G.E. Losev, A.V. Lekomtsev**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Perm National Research Polytechnic University

## ЗАЩИТНОЕ ПОЛИДИМЕТИЛСИЛОКСАНОВОЕ ПОКРЫТИЕ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДА

## PROTECTIVE POLYDIMETHYLSILOXANE COATING OF THE INTERNAL SURFACE OF THE PIPELINE

Рассмотрено комплексное многокомпонентное защитное покрытие внутренней поверхности трубопровода. Представлено описание компонентов, из которых состоит покрытие. Изложены его преимущества, и рассчитана экономическая рентабельность. Приведено сравнение данного покрытия с основными защитными покрытиями для насосно-компрессорных труб.

**Ключевые слова:** полидиметилсилоксан, насосно-компрессорная труба, коррозия, асфальто-смолистые и парафиновые отложения, эпоксидная смола, гидрофобизация поверхности.

In this work a complex multicomponent protective coating of the internal surface of the pipeline was considered. The description of the components that make up the coating is presented. Its advantages are stated and economic profitability is calculated. A comparison of this coating with the main protective coatings for oilwell pipe is given.

**Keywords:** polydimethylsiloxane, oilwell pipe, corrosion, asphaltene deposits, epoxy, hydrofobisation surface.

На данный момент трубопроводный транспорт является самым эффективным способом транспортировки нефти, воды и газа. Российские магистральные трубопроводы занимают 2-е место в мире по протяженности. Но при этом российские магистрали одни из самых изношенных – средний возраст эксплуатации 30 лет. Помимо этого, в России ежегодно на промыслах происходит около 70 тыс. аварий. Каждый год на замену промысловых трубопроводов расходуется около 450 тыс. тонн стали [1]. Основной причиной выхода из эксплуатации является повреждение внутренней поверхности трубопровода.

Для того чтобы вывести срок службы трубопровода на максимальный уровень, нужно решить следующие проблемы:

- коррозионные повреждения;
- механические повреждения;
- воздействие агрессивных сред;
- температурное воздействие;
- высокое давление.

В работе предлагается к рассмотрению метод борьбы с негативными воздействиями на внутреннюю поверхность трубопровода. Идея решения обозначенных проблем заключается в создании комплексного многокомпонентного защитного покрытия поверхности трубопровода. В статье приведены результаты:

- моделирования защитного покрытия и изучения его свойств;
- проведения сравнительного анализа модели покрытия с применяемыми аналогами;
- оценка экономической эффективности.

Модель представляет собой четырёхслойное защитное покрытие (рис. 1–3).

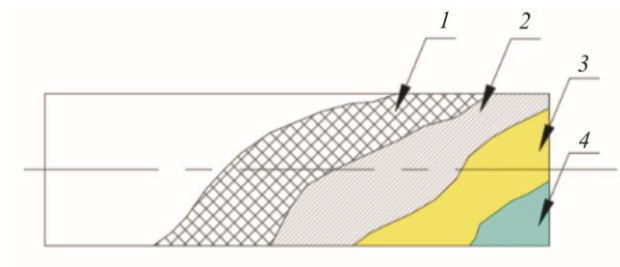


Рис. 1. Модель защитного покрытия трубы

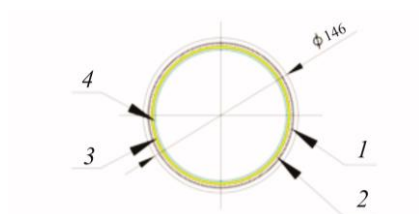


Рис. 2. Поперечный разрез трубы

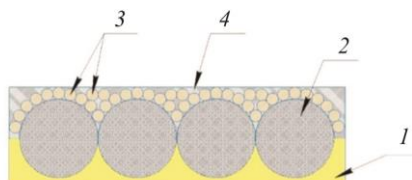


Рис. 3. Структура защитного покрытия

Структура модели включает 4 слоя. Слой 1 – эпоксидное покрытие толщиной 200 мкм. Этот слой нужен для устранения первичной шероховатости трубопровода и образования поверхности, к которой смогут прилипнуть зёрна оксида алюминия. Слой 2 – пескоструйная обработка микрочастицами оксида алюминия  $Al_2O_3$ . Назначение данного слоя – задание прочности покрытию и создание новой микрошероховатости. Толщина слоя составляет 1 мм. Слой 3 – эпоксидная смола с частицами нанокремнезема  $SiO_2$  в отношении 7 к 3 толщиной 0,5 мм. Происходит закрепление  $SiO_2$  на поверхности частиц  $Al_2O_3$ , что способствует образованию многомодальной шероховатости [2]. Механическая прочность структуры и шероховатость – основные факторы для достижения супергидрофобности поверхности [3]. Слой 4 – полидиметилсилоксановое покрытие толщиной 1,5 мм. Данный слой дополнительно модифицирует поверхность нанокремнезема  $SiO_2$ , обеспечивает сопротивление агрессивным средам и образованию АСПО [4,5,6]. В целом данное покрытие способно противостоять многим негативным воздействиям на внутреннюю поверхность трубопровода.

На данный момент самыми актуальными защитными покрытиями являются диффузионное цинковое покрытие, бакелитовый лак, силикатно-эмалевое покрытие, эпоксидное покрытие [7]. В таблице приведено сравнение данных защитных покрытий с комплексным многокомпонентным покрытием.

Сравнение защитных покрытий внутренней поверхности НКТ

Покрытие	Сопротивление АСПО	Сопротивление коррозии	Сопротивление агрессивным средам	Сопротивление механическим повреждениям	Термическая устойчивость	Гидрофобизация поверхности
Диффузионное цинковое покрытие	–	+	–	+	до 450	–
Бакелитовый лак	+	+	–	–	От –30 до 50	–
Силикатно-эмалевое покрытие	+	+	+	–	От –60 до +350	–
Эпоксидное покрытие	+	+	+	–	От –60 до +150	+
Комплексное многокомпонентное покрытие	+	+	+	+	От –60 до +150	+

Исходя из сравнительного анализа данных покрытий можно сделать вывод о том, что модель сложного покрытия обладает рядом преимуществ над другими покрытиями.

Проведено экономическое сравнение двух скважин диаметром 146 мм, глубиной 2000 м, с постоянным дебитом 30 т/сут за период эксплуатации 1 год.

В первом примере скважина не имеет защитного покрытия. На ней производятся следующие плановые операции: промывка горячей нефтью – 4 раза в год, продолжительностью 6 ч и стоимостью 30 тыс. руб.; промывка растворителем – 1 раз в год, продолжительностью 6 ч; стоимостью 320 тыс. руб.; закачка ингибиторов – на 1 т нефти 50 г, стоимость ингибиторов – 150 тыс. руб. за тонну; текущий ремонт скважины (ТРС) – 1 раз в год, продолжительностью 2 сут; стоимость – 400 тыс. руб. В течение года скважина с учетом промывок будет работать 361,75 сут. За это время она добудет 10852,5 т нефти. На такое количество нефти нужно закачать 542 625 г ингибитора, или 0,542 625 т, что составляет 81 393,75 руб. Суммарные затраты на технологические операции проведенных за год будут равны 840 000 руб. Скважина не работала 3,25 сут. За это время она могла добыть 97,5 т, что равно 714,8 баррелей. Стоимость простоя составляет 1 950 000 руб. Суммарная стоимость необходимых операций и простоя составляет 2 790 000 руб.

Во втором примере скважина имеет сложное защитное покрытие. На ней производится следующая операция: промывка растворителем – 1 раз в год. Себестоимость 1 м защитного покрытия для трубы диаметром 146 мм составляет 573,75 руб. Для всей скважины – 1 147 500 руб. Простой скважины составит 6 ч, что составляет 7,5 т нефти равной 150 000 руб. Суммарные затраты на применение модели покрытия и технологических операций составят 1 617 500 руб.

По результатам исследований можно сделать вывод о том, что скважина со сложным комплексным покрытием экономически рентабельнее, чем без него. Данное покрытие обеспечивает защиту от коррозии и защиту от механических повреждений, что не требует закачки ингибиторов и проведения ТРС. В целях профилактики стоит проводить 1 раз в год промывку растворителем.

В рамках данной работы построена модель комплексного многокомпонентного полидиметилсилоксанового покрытия и определены его свойства. Авторами было проведено сравнение свойств сложного покрытия с современными аналогами. При реализации данной модели можно увеличить срок службы трубопровода, а также уменьшить затраты на технологически необходимые операции по работе со скважинами.

### Список литературы

1. Оборудование, трубы, материалы для нефти и газа [Электронный ресурс] // Добыча нефти и газа. – URL: <http://oilloot.ru>. (дата обращения: 04.08.2020).

2. Бойнович Л.Б. Гидрофобные материалы и покрытия: принципы создания, свойства и применение // Успехи химии. – 2008. – № 77. – С. 631.

3. Deepak Kumar. Scale Inhibition using Nano-silica Particles // SPE. – 2012. – No 149321. – P. 3–5.

4. Ситников Н.Н. Самовосстанавливающиеся материалы: обзор механизмов самовосстановления и их применений // Видеонаука. – 2018. – № 1 (9). – С. 1.

5. Вяткин К.А., Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А. Оценка эффективности очистки насоснокомпрессорных труб от асфальтено-смолопарафиновых отложений тепловым методом // Экология урбанизированных территорий. – 2014. – № 4. – С. 97.

6. Вяткин К.А., Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А. Технология отчистки НКТ от асфальтосмолопарафиновых отложений с последующей их утилизацией // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №3. – С. 37.

7. Вакуленко А. Влияние внутреннего покрытия труб на эксплуатацию НКТ // Студенческий научный форум. – 2017. – С. 2–3.

Получено 09.09.2020

**Бартов Дмитрий Олегович** – студент, горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: bartov1999@mail.ru.

**Лосев Глеб Эдуардович** – студент, горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: lossev.gleb82@gmail.com.

**Лекомцев Александр Викторович** – кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтегазовые технологии», Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: alex.lekomtsev@mail.ru.