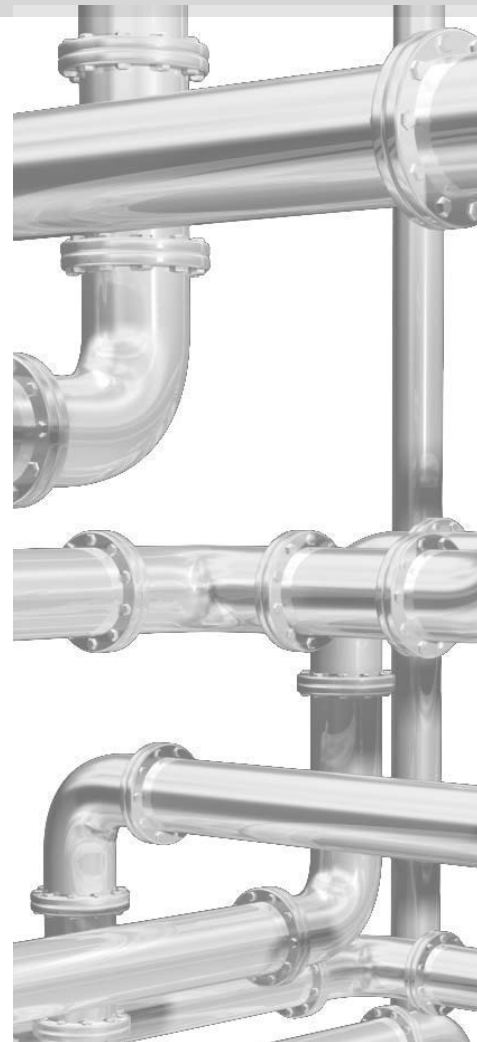


# ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ФОРМИРОВАНИЯ КОНТРОЛИРУЕМОГО СЛОЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЕПРОВОДОВ\*



Р.З. СУНАГАТУЛЛИН, директор центра исследований гидравлики трубопроводного транспорта

ООО «НИИ Транснефть» (Россия, Москва, Севастопольский пр., д. 47а).

М.Е. ДМИТРИЕВ, к.т.н., доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа

Б.Н. МАСТОБАЕВ, д.т.н., проф., завкафедрой транспорта и хранения нефти и газа ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет (Россия, 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1).

E-mail: MDmit@mail.ru

В работе рассмотрены технологические аспекты искусственного создания и поддержания в стабильном состоянии слоя асфальтосмолопарафиновых отложений контролируемой толщины на внутренней поверхности нефтепроводов с целью его использования для защиты внутренней поверхности стенок от коррозии и в качестве теплоизоляционного покрытия. Определены основные направления исследований для создания технологии формирования контролируемого слоя отложений нефти, включая технологические, технические и методологические аспекты, необходимые для создания слоя отложений заданной толщины и обеспечения защитных свойств.

*Ключевые слова:* парафинизация, асфальтосмолопарафиновые отложения, защита от коррозии, теплоизоляция, неизотермический нефтепровод, очистка.

В процессе транспорта нефти по магистральным нефтепроводам на внутренней поверхности стенки трубопровода возникают и накапливаются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). Интенсивность накопления отложений в значительной степени зависит от теплового режима перекачки, на который в первую очередь влияют потери тепла транспортируемой нефти через слой АСПО и стенку трубы в окружающую среду [1, 2]. В связи с истощением существующих и увеличением доли вновь вводимых нефтяных месторождений в составе добываемых нефтей увеличивается содержание тяжелых углеводородов и коррозионно-активных компонентов. В результате этого транспорт такой продукции по магистральным нефтепроводам значительно осложняется. Нефтепроводы проектируются и сооружаются без тепловой изоляции и с отсутствием внутренней защитной оболочки. Для решения указанных проблем с учетом тепловых, прочностных и коррозионных особенностей типичных АСПО возможно использование контролируемого слоя отложений в качестве тепловой изоляции и защитного покрытия от внутренней коррозии [3].

Таким образом, при создании контролируемого слоя АСПО на внутренней поверхности можно решить две актуальные на сегодняшний день задачи (рис. 1).

Для определения основных технологических аспектов создания контролируемого слоя АСПО на внутренней поверхности трубопровода проводятся исследования в следующих направлениях:

## ■ Рис. 1.

### 1. Снижение интенсивности парафинизации

Вследствие теплоизоляционного эффекта от слоя АСПО температура нефти становится равномерной по длине трубопровода, в результате чего снижается интенсивность образования отложений

### 2. Защита внутренней стенки труб от коррозии

Заполняющие шероховатости и коррозионные повреждения внутренней поверхности труб отложения являются коррозионно-защитным покрытием внутренней поверхности труб, изолируя контакт нефти с внутренней поверхностью трубопровода

- исследование компонентного состава, коррозионной активности и теплофизических свойств АСПО;
- исследование условий образования и влияния различных факторов на процесс формирования отложений на внутренней поверхности нефтепроводов;
- исследование прочностных свойств образовавшихся отложений на внутренней поверхности нефтепроводов;
- разработка специальных технических средств очистки нефтепроводов для создания и поддержания контролируемого слоя АСПО на внутренней стенке труб.

Исследования компонентного состава типичных для трубопроводного транспорта АСПО показывают, что состав образующихся пристенных отложений и внутренних

\* Исследования выполнены при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 17-48-020721 p\_a.

скоплений отличается в зависимости от особенностей физико-химических свойств нефти и сроков эксплуатации нефтепровода.

Обычно в состав отложений на внутренних стенках нефтепровода входят: парафиносмолистые вещества, масла, механические примеси (частицы глины и песка, известковые включения, продукты коррозионных процессов).

В меньших количествах в отложениях содержатся естественные поверхностно-активные вещества (ПАВ), в том числе низкомолекулярные смолы, нафтенаты и другие полярные соединения нефти, а также поверхностно-активные вещества – деэмульгаторы, перешедшие в нефтяную фазу при подготовке нефти, которые вызывают (при наличии воды) эмульгирование внешнего слоя отложений.

Кроме того, в трубопроводах происходит накопление воды, которая служит средой для развития бактерий и способствует коррозии. Продуктами жизнедеятельности бактерий являются сероводород, активизирующий коррозионные процессы, а также слизь и твердые частицы, образующие основу трубопроводных пробок.

Для количественных оценок использования контролируемого слоя АСПО необходимо проведение лабораторных исследований теплофизических свойств и определение компонентного состава отложений. Использование контролируемого слоя АСПО в качестве антикоррозионного покрытия внутренней поверхности трубопровода требует исследования коррозионной активности по отношению к стали отдельных компонентов и их количественной доли в общем объеме образующихся отложений.

На действующих нефтепроводах из линейной части было отобрано пять проб отложений. Отбор выполнялся из камер приема средств очистки и диагностики и с катушек труб в местах их вырезки при ремонтных работах. Пробы герметично упаковывались и затем направлялись на исследование группового химического состава и определение количества парафинов.

Определение группового химического состава проводилось по методике определения группового состава тяжелых нефтепродуктов на жидкостном хроматографе «Градиент». Методика основана на принципах жидкостно-адсорбционной хроматографии с градиентным вытеснением и предназначена для определения грунтового состава тяжелых

нефтепродуктов, выкипающих при температуре выше 300 °С, с разделением на семь групп углеводородов: парафино-нафтеновые; легкие; средние; тяжелые ароматические; смолы I; смолы II; асфальтены.

Результаты анализов группового химического состава и определение количества парафинов в отложениях представлены в табл. 1.

Проведенные исследования показали, что значительную долю в общем балансе АСПО составляют парафино-нафтеновые углеводороды и парафины. Именно они в большей степени отвечают за теплоизоляционный эффект. Для обеспечения прочностных показателей контролируемого слоя необходимо присутствие смол и асфальтенов в отложениях, что подтверждено лабораторными исследованиями. Таким образом, в АСПО присутствуют все необходимые компоненты для возможного использования контролируемого слоя отложений для тепловой изоляции и защиты от внутренней коррозии.

Следует отметить, что формирование АСПО является сложным многофакторным процессом, о направлении и интенсивности которого можно дать обоснованное заключение только на основании анализа всего комплекса взаимодействующих и непрерывно изменяющихся в реальных условиях факторов [1]. На процесс формирования отложений влияют такие факторы, как продолжительность парафинизации, содержание в перекачиваемой нефти парафинов, смол, асфальтенов, механических примесей; немалое влияние оказывает режим перекачки, а также тепловые параметры нефти и трубопроводной системы в целом [2].

Как показали лабораторные и промышленные исследования [1, 2], тепловой эффект прослеживается и при анализе интенсивности распределения отложений на внутренней поверхности нефтепроводов по длине трубопровода. Данный факт подтвержден многочисленными исследователями в разное время и при разных условиях.

Основываясь на указанных убеждениях, предполагается с помощью манипуляций температурой закачки нефти в нефтепровод регулировать положения максимума отложений путем смещения зоны максимального количества отложений от начала нефтепровода (при более низкой температуре закачки) к конечному пункту нефтепровода (увеличивая температуру закачки). Следует отметить, что

**Таблица 1**

Показатели, %	Образцы				
	1.	2. Труба НКК, 1239 км	3. Труба УБКУА, 1010 км	4. Труба ТОН1, 480 км	5. Труба ТОН3, 120 км
Парафиново-нафтеновые углеводороды	48,8	41,1	39,2	48,7	34,5
Легкие ароматические углеводороды	12,6	25,4	17,1	12,2	9,0
Средние ароматические углеводороды	6,2	10,9	11,2	7,3	8,2
Тяжелые ароматические углеводороды	14,0	10,7	14,7	13,9	16,0
Смолы I	4,4	3,4	5,6	5,6	6,6
Смолы II	8,8	6,4	10,8	8,3	17,2
Асфальтены	5,2	2,1	1,4	4,0	8,5
Парафины	34,4	6,3	14,6	18,3	7,7

немаловажную роль в сдвиге максимума отложений играет теплоизоляционный слой уже сформированных отложений начального участка нефтепровода. После каждого этапа запарафинивания предполагается производить периодические очистки поршнями и скребками специальных конструкций для поддержания слоя АСПО заданной толщины.

Следует отметить, что для обеспечения положительного эффекта от использования АСПО на внутренней поверхности труб необходимо разработать программу формирования контролируемого слоя отложений.

Поскольку процесс образования отложений определяется большим количеством факторов, необходимо обработать определенный объем эксплуатационной информации, а именно режимы эксплуатации, конструктивные особенности трубопровода, влияние окружающей среды, состав и содержание отложений и их физико-механические, а также тепловые характеристики трубопроводной системы. Кроме того, для правильного подбора технологии формирования слоя необходимо знать свойства перекачиваемой нефти и ее групповой состав. Немаловажной информацией является начальная степень загрязненности внутренней поверхности труб.

Для формирования контролируемого слоя АСПО предлагается следующая программа:

- этап подготовки нефтепровода к формированию контролируемого слоя АСПО;
- этап установления параметров по технологии формирования контролируемого слоя АСПО;
- этап формирования контролируемого слоя АСПО (теплотехническое моделирование, закачка подогретой нефти, использование специальных средств и т.д.);
- разработка и выбор специальных средств очистки;
- мероприятия по поддержанию сформированного слоя АСПО в процессе эксплуатации;
- новые подходы к проведению диагностики, в том числе очистка и подготовка к ультразвуковой диагностике либо другие методы диагностики.
- контроль слоя АСПО, в том числе параметрические данные по производительности перекачки нефти или с помощью специальных шаблонов (профилемерах).

На стадии подготовки выполняются следующие операции: анализ сведений о свойствах перекачиваемой нефти; отбор проб АСПО из эксплуатируемого участка с целью определения компонентного состава; расчет тепловых характеристик предполагаемого слоя АСПО (определение теплопроводности); оценка коррозионной активности компонентов АСПО; оценка прочностных свойств АСПО – способности сохранять стабильность при перекачке; определение необходимой толщины слоя АСПО.

На стадии установления параметров слоя АСПО определяется цель и разрабатывается система параметров для получения необходимого результата, а именно какой тепловой эффект предполагается получить при определенной толщине слоя, а также способность выполнять антикоррозионные функции полученного контролируемого слоя АСПО.

На этапе формирования разрабатывается технология создания контролируемого слоя отложений в зависимости от полученных на предыдущих этапах результатов. Процесс формирования контролируемого слоя АСПО на внутренней стенке нефтепровода можно представить следующим

образом. На первом этапе предполагается осуществить запарафинивание начального участка нефтепровода, для этого необходимо снизить температуру закачки до величины, близкой к температуре массовой кристаллизации парафина. После того как отложения сформировались до установленной величины на начальном участке трубопровода необходимо произвести запуск специального очистного устройства, конструкция которого позволяет при очистке оставить за собой условно постоянный по длине и сечению слой АСПО. На последующих этапах при увеличении температуры закачки с учетом особенностей теплоизоляционных свойств сформированного слоя АСПО положение максимума отложений будет смещаться к конечному пункту. При этом после каждого этапа запарафинивания необходимо контролировать толщину слоя АСПО и периодически пропускать специальные очистные устройства. Количество этапов определяется в зависимости от длины перегона запарафинивания, особенностей перекачиваемой нефти, температурного режима перекачки и условий эксплуатации нефтепровода.

Неотъемлемой частью технологии является использование специальных очистных устройств, применение которых позволит производить периодическую очистку внутренней полости трубопровода и создавать после пропуска на внутренней поверхности нефтепровода контролируемый слой (определенной толщины) стабильный как по длине нефтепровода, так и по сечению трубы.

При разработке специального технического средства (скребка, очистного устройства) для создания контролируемого слоя АСПО на внутренней стенке трубы проведены исследования по следующим направлениям: 1) анализ конструкторской и нормативной документации технических средств очистки нефтепроводов; 2) исследование материалов для изготовления манжет скребков (в том числе прочностные характеристики и износостойкость материалов); 3) обеспечение центрирования скребка внутри трубы; 4) чистящая способность очистных устройств; 5) способность скребком преодолевать повороты линейной части трубопровода.

В результате проведенной работы было создано очистное устройство для создания контролируемого слоя АСПО на внутренней поверхности нефтепровода, состоящее из следующих основных элементов: корпуса, направляющих манжет с центрирующими рычажками, чистящих манжет, уплотняющих манжет и бампера. Особенностью разработанного средства очистки является то, что в устройстве применяются манжеты специальной конусной конструкции с центрирующими рычажками, выполняющие одновременно четыре функции: приведение в движение устройства, очистка до определенного уровня от отложений, уплотнение отложений и центрирование скребка. Манжеты позволяют создать после себя необходимый слой АСПО, однако при их движении образуются канавки в сформированном слое от центрирующих рычажков. Поэтому устройство оснащено в задней части конусной манжетой большего диаметра, чем предыдущие, с целью заполнить канавки и уплотнить сформированный слой отложений. В результате прогона такого устройства по нефтепроводу с имеющимися отложениями возможно создать, уплотнить и поддерживать на заданном уровне слой АСПО в процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов.

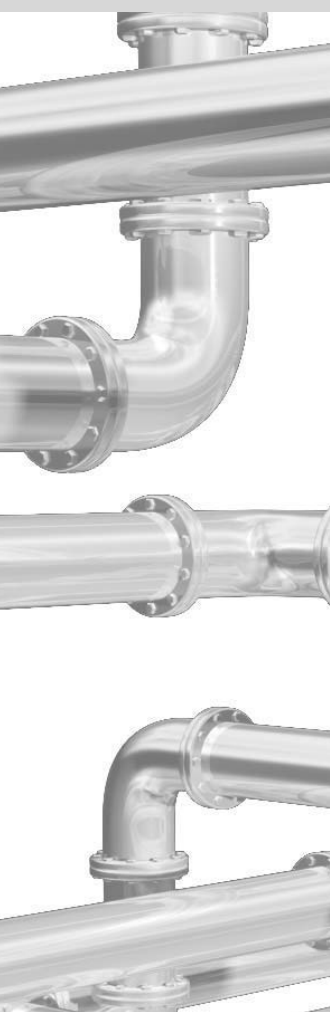
Мероприятия по поддержанию сформированного слоя АСПО предусматривают непрерывный мониторинг основных параметров, от которых зависит процесс парафинизации, а именно: температурный режим трубопровода (температура окружающей среды, температура закачиваемой нефти, изменение температуры по длине трубопровода); контроль пропускной способности нефтепровода (изменение производительности и распределение давления в трубопроводе по длине); периодические прогоны специальных очистных устройств; поддержание оптимального режима эксплуатации участка нефтепровода.

В результате исследований влияния АСПО на ультразвуковую дефектоскопию установлено, что значительная часть информации искажается или происходит полная потеря данных о состоянии тела трубы запарафиненного участка трубопровода. А так как ультразвуковая внутритрубная дефектоскопия является составляющей комплексной системы диагностики нефтепроводов, данное обстоятельство необходимо учитывать при разработке технологии формирования слоя АСПО и определения его оптимальной толщины с учетом необходимого уровня потери ультразвукового сигнала в слое АСПО. Если не представляется

возможным проведение ультразвуковой внутритрубной дефектоскопии, необходимо предусматривать другие методы, например метод магнитной дефектоскопии, магнито-резонансные исследования, на результат которых не влияет слой АСПО.

Система контроля (мониторинг) слоя АСПО должна быть основана на принципах математического прогнозирования, параметрических измерений работы участка нефтепровода, расчете теплогидравлических характеристик нефтепровода. Также должны быть использованы специальные внутритрубные приборы (профилемеры), позволяющие измерять толщину и состояние слоя АСПО как по длине так и по сечению трубы.

При реализации вышеизложенных этапов возможно использование контролируемого слоя отложений на внутренней стенке трубы с положительным эффектом в виде защиты от коррозии внутренней поверхности труб при перекачке сернистой нефти по магистральным и промышленным нефтепроводам, а также использование слоя АСПО в качестве тепловой изоляции. Данные направления требуют детальных исследований, которые будут проводиться в ближайшее время.



**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Дмитриев М.Е., Хасанова К.И., Мастобаев Б.Н. Экспериментальные исследования процесса парафинизации континентальных нефтепроводов // *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*. 2011. № 1. С. 12–15.
2. Дмитриев М.Е., Хасанова К.И., Мастобаев Б.Н. Анализ результатов экспериментальных исследований по влиянию различных факторов на процесс парафинизации магистральных нефтепроводов // *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*. 2011. № 2. С. 10–14.
3. Гильмутдинов Н.Р., Дмитриев М.Е., Мастобаев Б.Н. Новые направления использования асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе трубопроводного транспорта нефти // *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*, 2015. № 2. С. 8–12.

**TECHNOLOGICAL ASPECTS OF CONTROL THE ARTIFICIALLY CREATED LAYER OF PARAFFIN DEPOSITS IN NON-ISOTHERMAL OIL PIPELINES**

SUNAGATULLIN R.Z., Director of the center

The Pipeline Transport Institute, LLC (47a, Sevastopolskiy Av., 117186, Moscow, Russia).

DMITRIEV M.E., Cand. Sci. (Tech.), Associate Prof. of Department of Transport and Storage of Oil and Gas

MASTOBAEV B.N., Dr. Sci. (Tech.), Prof., Head of Department of Transport and Storage of Oil and Gas

Ufa State Petroleum Technical University (USPTU) (1, Kosmonavtov St., 450062, Ufa, Republic of

Bashkortostan, Russia).

E-mail: MDmit@mail.ru

**ABSTRACT**

The paper deals with the technological aspects of the way of control the artificially created layer of paraffin deposits in non-isothermal oil pipelines for the purpose of using it to protect the inner wall surface from the corrosion and as well as a way of thermal isolation. The main directions of perspective research for the creation of technology for control the artificially created layer of deposits are given, including technological, technical and methodological aspects to make possible of creating the effective deposition layer of required thickness providing its protective properties.

*Keywords:* waxing, asphalt and resin paraffin deposits, corrosion protection, thermal insulation, non-isothermal oil pipeline, pigging.

**REFERENCES**

1. Dmitriev M. E., Hasanova K. I., Mastobaev B. N. Experimental studies of continental oil pipeline wax depositions. *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*, 2011, no. 1, pp. 12–15 (In Russian).
2. Dmitriev M. E., Hasanova K. I., Mastobaev B. N. Analysis of the results of experimental research on the influence of various factors on the process of waxing main oil pipelines. *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*, 2011, no. 2, pp. 10–14 (In Russian).
3. Gil'mutdinov N.R., Dmitriev M. E., Mastobaev B. N. New directions of using asphalt resin paraffin deposits in oil pipeline transportation. *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*, 2015, no. 2, pp. 8–12 (In Russian).