

БЕЗОПАСНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ПРОИЗВОДСТВ

Научная статья

УДК 536-34; DOI: 10.61260/2304-0130-2024-4-23-27

ОЦЕНКА ОБЪЕМА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДАХ

✉ Кузьмин Анатолий Алексеевич;

Романов Николай Николаевич.

Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС России, Санкт-Петербург, Россия.

Скуковский Анатолий Геннадьевич.

Санкт-Петербургская академия Следственного комитета, Санкт-Петербург, Россия

✉ kaa47@mail.ru

Аннотация. Анализ механизма выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений позволил выявить условия их накопления в технологических трубопроводах в ходе перемещения нефтепродуктов. Выявлены связи между интенсивностью теплоплассопереноса и нарастанием толщины асфальтосмолопарафиновых отложений в технологических трубопроводах. Составлено выражение для определения суммарных гидравлических потерь, обусловленных асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Ключевые слова: нефтепродукты, асфальтосмолопарафиновые отложения, газовые гидраты, потери напора, байпасная линия, гидродинамические характеристики, эффективный диаметр, расход жидкости

Для цитирования: Кузьмин А.А., Романов Н.Н., Скуковский А.Г. Оценка объема асфальтосмолопарафиновых отложений в технологических трубопроводах // Надзорная деятельность и судебная экспертиза в системе безопасности. 2024. № 4. С. 23–27. DOI: 10.61260/2304-0130-2024-4-23-27.

Введение

Уровень пожарной безопасности процесса скважинной добычи асфальтосмолопарафиновых (АСП) сортов нефти с ее последующей внутрипромысловой транспортировкой в ходе нефтесбора газонефтедобывающими предприятиями во многом определяется объемом и толщиной различных отложений на внутренних поверхностях таких трубопроводов.

По мере эксплуатации нефтяных месторождений на определенных отрезках трубопроводов накапливаются отложения, содержащие механические примеси, неорганические соли и воды, выпадающие из тяжелых компонентов АСП нефти, что увеличивает риски, связанные с возможными авариями. Это обусловлено возможным уменьшением площади проходного сечения технологических трубопроводов, что приводит к уменьшению расхода перекачиваемого продукта, что требует периодического мониторинга состояния их внутренних поверхностей на предмет наличия асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) для поддержки процесса эффективной эксплуатации [1].

Основная часть

В пласте образуется достаточно гомогенный раствор из нефти и твердых компонентов, способных в дальнейшем образовать АСПО [2].

По мере подъема нефти на поверхность происходит уменьшение давления и температуры, а также возможность растворения АСПО в нефти ухудшается, при этом нефть пресыщается компонентами АСПО с возможной кристаллизацией части этих компонентов. Однако для развития такого процесса необходимо наличие центров кристаллизации, которыми могут быть твердые взвеси в нефтяном потоке, а также элементы местных сопротивлений на внутренней поверхности трубопровода [3].

Образование сплошной пробки из АСПО должно квалифицироваться как опасная аварийная ситуация, в значительной части случаев обусловленная серьезными отступлениями от технологического регламента эксплуатации трубопроводов или с ошибками в ходе принятия проекторочных решений, а также возможными нарушениями в строительстве.

Контроль технического состояния магистральных и распределительных трубопроводов на нефте- или газопромысловых предприятиях включает процедуры обнаружения гидратных отложений, имеющих вид несплошных гидратных пробок, а также измерение их толщины и место расположения на трубопроводе. Весьма важным является также фиксация начала процесса образования АСПО на центрах кристаллизации внутренних поверхностей трубопроводов [4].

Мониторинг процессов формирования отложений газовых гидратов для улучшения эффективности газотранспортной системы, прогнозирования появления возможных аварийных ситуаций необходим, это уменьшает возможный срок безаварийной эксплуатации и увеличивает вероятность прорыва в стенке трубопровода.

Для своевременного профилирования процесса образования АСПО и нейтрализации подобных негативных явлений необходимо своевременно получать объективные сведения.

В работе [5] предлагается метод нахождения объема отложений в газопроводах, предполагающий пристыковку к проблемному участку трубопровода байпасной магистрали с измерителем объемного расхода газа и получении результатов измерений посредством дифференциального манометра.

Первый показатель может быть получен из анализа конструкторской документации, а второй определяется при закачке в исследуемый участок трубопровода жидкости плотностью, большей, чем плотность перекачиваемого продукта, при этом необходимо предусмотреть разделение жидкостей.

Недостатком этого способа является отсутствие информации по локализации АСПО по длине исследуемого отрезка трубопровода, и решением этой проблемы является создание процедуры нахождения объема адгезионной компоненты АСПО.

Возможный способ измерения объема АСПО в трубопроводе предполагает передвижение жидких сред разной плотности, обладающего возможностью проходить участки сужения в трубопроводе.

Поддержка постоянного расхода вводимой в трубопровод жидкости при наличии разделителя на начальном участке трубопровода позволяет измерить значения давления на входе и выходе исследуемого участка трубопровода, используя размещенные там дифференциальные манометры.

Таким образом, значение перепада давлений позволяет сформировать картину распределения АСПО:

$$V_{oml} = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot l}{4} - Q \cdot (t_2 - t_1) , \quad (1)$$

где V_{oml} – объем АСПО, располагающихся на внутренней поверхности трубопровода; l – расстояние между двумя дифференциальными манометрами на входе и выходе исследуемого участка трубопровода; D – внутренний диаметр незагрязненного участка трубопровода; Q – объемный расход жидкости по трубопроводу, поддерживается постоянной величиной в течение процедуры оценки объема отложений; t_1 – момент первого скачка давления в зоне

дифференциального манометра, размещенного на начальном участке трубопровода при прохождении разделителя жидкостей; t_2 – момент скачка давления в зоне дифференциального манометра, размещенного на конечном участке трубопровода при прохождении разделителя жидкостей.

Из основных положений гидравлики [6] и газодинамики [7] следует, что значение местных потерь напора $h_{мс}$ или перепад давления $P_{мс}$ перемещающейся по трубопроводу жидкости определяются, в том числе, и местными сопротивлениями внутренней поверхности, которые можно вычислить по формуле:

$$h_{мс} = \xi \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g} \quad \text{или} \quad P_{мс} = \xi \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g} , \quad (2)$$

где w – средняя по сечению потока скорость движения жидкости; ρ – плотность жидкости, которую в ходе процедуры измерения можно считать величиной постоянной; ξ – коэффициент местного сопротивления, численные значения в зависимости от состояния внутренней поверхности стенок трубопровода приведены в работе [8].

В работе [9] для разделения жидкости предлагается применять магнитогелиевый состав, который загружается на исследуемый участок трубопровода и удобен тем, что не существует проблемы его дальнейшего извлечения по завершению процедуры измерения. В противном случае необходимо извлекать такой разделитель при помощи специального приемного устройства [9].

Схема участка трубопровода с оборудованием, позволяющим реализовать описанный способ, представлена на рис. 1.

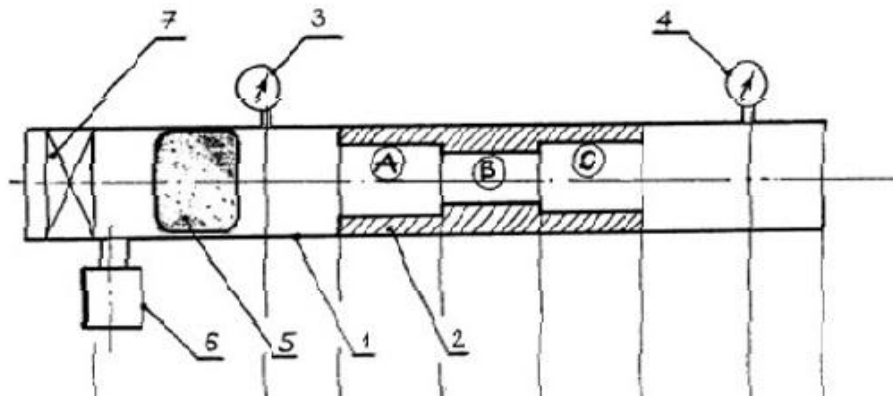


Рис. 1. Схема измерения толщины отложений в трубопроводе:

- 1 – исследуемый участок трубопровода; 2 – участок трубопровода с АСПО и сужением его проходного сечения; 3 – дифференциальный манометр на начальном участке трубопровода; 4 – дифференциальный манометр на конечном участке трубопровода; 5 – разделитель жидкостей, эмулирующий местное сопротивление; 6 – мобильный насос, используемый для перекачки жидкости; 7 – задвижка в закрытом положении

При использовании представленной схемы давление в зоне измерения дифференциального манометра (рис. 1) можно представить как сумму трех давлений:

$$P_1 = P_2 + P_{труб} + P_{разд} , \quad (3)$$

где P_1 – давление, измеренное первым манометром на начальном участке трубопровода; P_2 – давление, измеренное вторым манометром на конечном участке трубопровода; $P_{тр\text{уб}}$ – потеря давления на местное трение на участке между двумя дифференциальными манометрами в случае отсутствия в трубопроводе разделителя жидкости, которое находится при помощи уравнения Дарси-Вейсбаха [10]; $P_{разд}$ – суммарные дополнительные потери давления за счет местного сопротивления разделителя жидкости.

Используя формулу (3), можно построить графики изменения давлений P_1 и P_2 во времени (рис. 2), анализируя этапы движение разделителя жидкости от начального участка трубопровода к конечному.

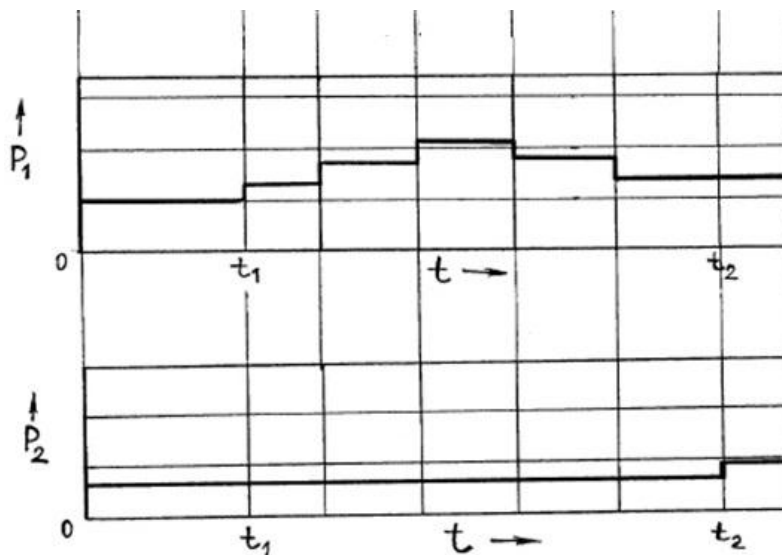


Рис. 2. Графики изменения давлений в начале трубопровода P_1 и в конце трубопровода P_2 во времени

До момента, когда разделитель 5 не переместится в зону размещения дифференциального манометра 4 (рис. 1), значение измеряемого им давления P_2 можно выразить, исходя из уравнения (3):

$$P_2 = P_1 - P_{тр\text{уб}} - P_{разд} . \quad (4)$$

Составляющие уравнения (4): давление на входе трубопровода P_1 и дополнительная потеря давления на трение в районе перемещения разделителя жидкости $P_{разд}$ синхронно увеличиваются или падают на одно и то же значение, поэтому давление на выходе трубопровода P_2 остается величиной постоянной до момента перемещения разделителя жидкостей 5 (рис. 1) в конец исследуемого участка трубопровода.

Таким образом, на основе показаний двух дифференциальных манометров можно определить продолжительность перемещения разделителя жидкости $\Delta t = t_2 - t_1$ по исследуемому участку трубопровода, что позволяет использовать уравнение (1) для оценки значения объема АСПО, находящихся в адгезионной форме на внутренней поверхности исследуемого участка трубопровода.

Заключение

В заключение можно отметить, что при эксплуатации нефтяных месторождений на определенных отрезках трубопроводов накапливаются отложения, выпадающие из тяжелых компонентов АСП нефти, что может привести к возможному уменьшению

площади проходного сечения технологических трубопроводов и увеличить риски, связанные с возможными авариями. Периодический мониторинг состояния внутренних поверхностей трубопроводов на предмет наличия отложений поддерживает процесс эффективной эксплуатации нефтяных месторождений. Пожарная безопасность скважинной добычи АСП сортов нефти с ее последующей транспортировкой во многом определяется объемом и толщиной различных отложений на внутренних поверхностях трубопроводов.

Список источников

1. Белкина С.А., Нагаева С.Н. Причины Образования асфальтосмолопарафиновых отложений в НКТ // Вестник Югорского государственного университета. 2016. Вып. 3 (42). С. 46–51.
2. Горабченко В.С., Демьяненко Н.А. Рассмотрение процесса образования и исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. 2016. № 3. С. 17–23.
3. Федоров В.Т. О влиянии АСПО на работу «горячего нефтепровода» // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. Уфа, 2018. С. 180–182.
4. Литвинец И.В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: дис. ... канд. хим. наук. Томск, 2015. 181 с.
5. Султанов Р.Г., Мухаметшин С.М. Способ определения объема отложений в газопроводах // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: сб. тезисов конференции. Уфа: ГУП «ИПТЭР», 2012. С. 405–406.
6. Соу С. Гидродинамика многофазных систем. М.: Наука, 1971. 456 с.
7. Теплофизические закономерности развития пожарной опасности на промышленных предприятиях и нефтегазовых объектах: монография / Д.Ю. Минкин [и др.]. СПб.: С.-Петербург. ун-т ГПС МЧС России, 2018. 464 с.
8. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М.: Альянс, 2014. 320 с.
9. Физико-химический состав при подготовке нефти, газа и воды в промысловых условиях. / В.В. Шайдаков [и др.]. Уфа: ООО «Монография», 2017. 164 с.
10. Кудашева Ф.Х., Ширяева Р.Н., Таулбаева А.Я. Определение эффективности растворения асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) // Технические науки в России и за рубежом: материалы II Междунар. науч. конф. М.: Буки-Веди, 2018. С. 147–150. URL: <https://moluch.ru/conf/tech/archive/55/2980/> (дата обращения: 20.11.2024).

Информация о статье: статья поступила в редакцию: 20.10.2024; принята к публикации: 29.11.2024

Информация об авторах:

Кузьмин Анатолий Алексеевич, доцент кафедры физико-технических основ обеспечения пожарной безопасности Санкт-Петербургского университета ГПС МЧС России (196105, Санкт-Петербург, Московский пр., д. 149), кандидат педагогических наук, доцент, e-mail: kaa47@mail.ru, SPIN-код: 3604-7853

Романов Николай Николаевич, доцент кафедры физико-технических основ обеспечения пожарной безопасности Санкт-Петербургского университета ГПС МЧС России (196105, Санкт-Петербург, Московский пр., д. 149), кандидат технических наук, доцент, e-mail: nik57nik@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8254-9424>, SPIN-код: 4828-4313

Скуковский Анатолий Геннадьевич, старший преподаватель кафедры судебно-экспертной и оперативно-розыскной деятельности факультета подготовки криминалистов Санкт-Петербургской академии Следственного комитета (190000, Санкт-Петербург, наб. р. Мойки, д. 96), e-mail: vivo76@bk.ru