

- временные профили температуры в заданной точке внешней поверхности.
- таблицы температур на поверхности трубопровода.

После задания условий программа по команде производит расчет.

Полученные результаты выводятся в виде термограммы, пространственного профиля температуры, временного профиля температуры и таблицы температур.

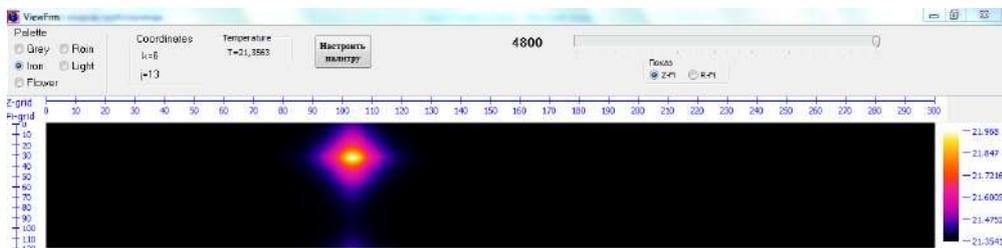


Рис.1 Термограмма трубопровода по длине

Термограммы позволяют найти температуру в любой точке трубопровода. На рисунке 1 всплеск показывает место дефекта.

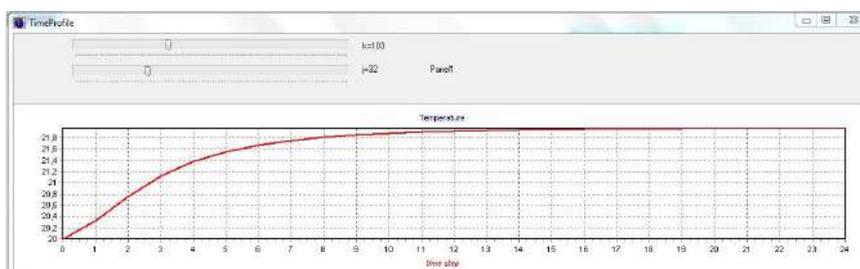


Рис.2 Временной профиль температуры

С помощью временного профиля температуры (рис.2) можно в определенной точке посмотреть изменение температуры во времени, и момент, когда температура установится и станет стационарной.

Диагностика трубопроводов тепловым методом с применением моделирования позволяет в короткие сроки и с небольшими затратами определить место образования дефекта и необходимость его срочного устранения. Для этого перед непосредственными замерами тепловизором проводится расчет дефекта в программном комплексе с построением термограмм и профилей температуры. Затем полученная при измерениях термограмма сравнивается с модельной и делается вывод о размерах и критичности дефекта.

Данный метод не требует снятия изоляции, что значительно сокращает время проведения диагностики. Также, кроме тепловизора и моделирующей программы, практически не требуется дополнительного оборудования.

Достоинства этой методики контроля позволяют рекомендовать ее к использованию во многих сферах деятельности, и прежде всего, в нефтегазовом деле.

Литература

1. Инфракрасная термография и тепловой контроль: научное издание/ Вавилов В. П.; редактор Клейзер В. П. – Москва: ИД Спектр, 2013. – 27, 91-93, 179 с.
2. Самарский А.А. Теория разностных схем. –М.: «Наука», 1989.
3. Chandler H.W., Macphree D.E. A model for the flow of cement pastes//Cement and Concrete Research. – 2003. – № 33 (2). – P. 265 – 270.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ НЕФТЕПРОВОДА В РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРНЫХ УСЛОВИЯХ

Т. И. Смагин, М.С. Александров

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффект Томса был открыт более 70 лет назад, однако до сих пор методы, основанные на данном эффекте, находят широкое применение в энергетической отрасли. На современном этапе множество предприятий, занимающиеся транспортировкой углеводородов, обратили свое внимание на использование противотурбулентных присадок (ПТП), поскольку при введении ПТП в поток транспортируемой жидкости происходит снижения гидродинамического сопротивления. Данный факт позволяет увеличить пропускную

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

способность трубопровода и снизить входное давление, что, в свою очередь, повышает надежность трубопровода и снижает удельные затраты мощности на перекачку нефти и нефтепродуктов. В данной работе объектом исследования являются ПТП различных марок.

Цель работы – определение эффективности применения противотурбулентной присадки марки FLO MXA для снижения гидродинамического сопротивления нефтепровода в различных температурных условиях.

ПТП представляют собой углеводородные полимеры высокой молекулярной массы. Из широкого круга нефтерастворимых полимеров высшие поли- α -олефины получили наибольшее распространение в качестве агентов в связи с возможностью создания длинной цепочки (для увеличения молекулярной массы) и относительной дешевизны производства.

Современные суспензионные ПТП содержат до 30 % активного полимера, что позволяет увеличить пропускную способность нефтепроводов до 25 %. Ведущими производителями на рынке ПТП, обеспечивающими почти все объекты транспорта нефти, являются «Baker Hughes» и «ConocoPhillips».

При использовании ПТП необходимо учитывать факторы, напрямую влияющие на эффективность применения той или иной марки ПТП. К таким факторам относятся: молекулярная масса активного полимера; концентрация ПТП; скорость, температура, вязкость перекачиваемого нефтепродукта и диаметра трубопровода. Установление степени влияния тех или иных параметров осуществляется лишь опытным путем.

Опытно-промышленные испытания различных марок ПТП успешно проводятся как в России, так и за рубежом. Так, известно о использовании ПТП в Ираке на месторождении Каркук [1]; испытание ПТП марок Necadd-547 и Necadd-447 в ОАО «Юго-Запад транснефтепродукт» [4]; введение ПТП марки FLO MXA компанией ЗАО «Ванкорнефть» в магистральный нефтепровод (МН) Ванкорское месторождение–Пурпе, пролегающий в условиях Крайнего Севера [6]. Во всех случаях эффективность ПТП была более 30 %.

Оценка эффективности присадки (ψ) производится путем сравнения коэффициентов гидравлических сопротивлений нефтепровода, которые были вычислены на основе промышленных испытаний до и после ввода присадки в нефтепровод по формуле (1):

$$\psi = \frac{\lambda_0 - \lambda_f}{\lambda_0} \cdot 100\%; \quad (1)$$

где λ_0 – коэффициент гидравлического сопротивления потока нефти при отсутствии ПТП в потоке; λ_f – коэффициент гидравлического сопротивления при введении ПТП в нефтепровод [4].

При использовании формулы Дарси-Вейсбаха для расчета коэффициентов гидравлического сопротивления λ_0 и λ_f и подстановки в формулу (1) получим уравнение для расчета эффективности ПТП на контролируемом участке нефтепровода (2):

$$\psi = \left(1 - \frac{\Delta P_f \cdot Q_0^2}{\Delta P_0 \cdot Q_f^2} \right) \cdot 100\%; \quad (2)$$

где ΔP_f , ΔP_0 – перепады давления на участке нефтепровода при течении нефти с ПТП и без присадки соответственно, Па; Q_f , Q_0 – объемные расходы нефти с ПТП и без присадки соответственно, м³/ч.

Перепад давления ΔP между началом и концом участка нефтепровода вычислим по формуле (3):

$$\Delta P = (P_{\text{нач}} - P_{\text{кон}}) + \rho \cdot g \cdot \Delta z; \quad (3)$$

где $P_{\text{нач}}$ – давление в трубопроводе на станции, расположенной в начале участка нефтепровода, Па; $P_{\text{кон}}$ – давление в трубопроводе на станции, расположенной в конце участка нефтепровода, Па; g – ускорение свободного падения, м/с²; Δz – разность геодезических отметок конца и начала участка нефтепровода, м [3].

Расчет эффективности ПТП марки был проведен на основе данных об испытаниях ПТП марки FLO MXA компании «Baker Hughes» с концентрациями 5, 7 и 10 г/т на участке Грязовец – Ярославль с внутренним диаметром 800 мм и протяженностью 176,41 км МН Ухта–Ярославль в теплое (+15,4 °С) и холодное (+8,3 °С) время года. Результаты расчета представлены в таблице 1 [2].

Таблица 1

Расчет эффективности применения присадок марки FLO MXA

Сить, г/т	$P_{\text{нач}}$, МПа		$P_{\text{кон}}$, МПа		Q , м ³ /ч		ψ , %	
	тепл.	хол.	тепл.	хол.	тепл.	хол.	тепл.	хол.
0	4,89	5,82	0,39	0,38	2664	2664	0	0
5	4,36	5,63	0,39	0,39	2776	2671	18,3	4,0
7	4,17	5,45	0,39	0,41	2800	2697	23,3	8,0
10	3,97	5,21	0,39	0,41	2784	2686	26,3	12,7

Согласно таблицы 1 были построены графики, характеризующие влияние концентрации, температуры и расстояния трубопровода на эффективность применения ПТП (рис. 1 и 2).

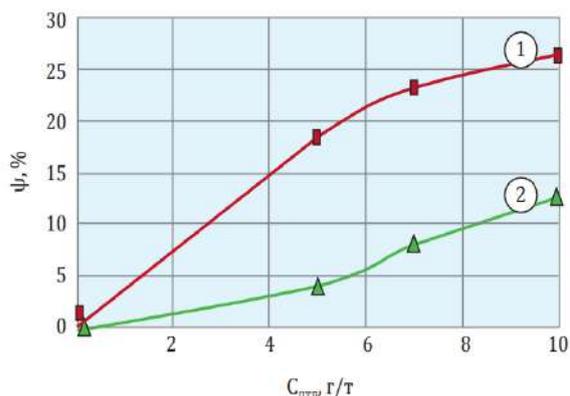


Рис.1 График зависимости эффективности FLO МХА от концентрации в теплое (1) и холодное (2) время года [2]

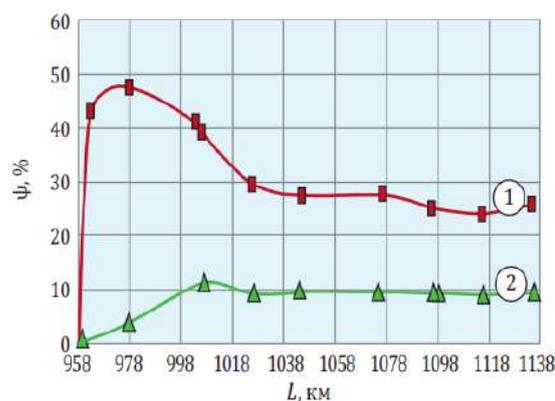


Рис.2 Распределение эффективности ПТП по длине исследуемого участка нефтепровода при концентрации 10 г/тв теплое (1) и холодное (2) время года [2]

На основании рис. 1 и 2 можно сделать вывод, при снижении температуры перекачиваемого продукта эффективность присадок снижается более чем в 2 раза. Такое падение скорее всего обусловлено кристаллизацией твердых компонентов нефти (парафинов, асфальтенов, смол) при ее охлаждении и с сокристаллизацией с ними поли- α -олефинов (активного компонента ПТП), которые по своей химической природе близки к парафинам, что приводит к ухудшению их растворимости в жидкой фазе. Согласно данным графика, изображенного на рисунке 1, повышение концентрации ПТП способствует увеличению эффективности FLO МХА. Однако до начала проведения испытаний необходимо учитывать высокую стоимость данной ПТП и рационально выбирать концентрацию ПТП. На рис. 2 представлено распределение эффективности ПТП по длине исследуемого участка нефтепровода, которое демонстрирует стремительный рост эффективности FLO МХА и последующее снижение, которое связано с деструкцией активных полимеров присадки. В среднем, эффективность снижения гидравлического сопротивления нефтепровода в теплое время года составила 26,3 %, в холодное время года – 12,7 %.

В заключении стоит сказать, что использование ПТП предприятиями транспорта углеводородного сырья дает возможность экономить значительные средства, затрачиваемые на перекачку нефти и продуктов переработки, путем снижения гидродинамического сопротивления. Однако эффективность ПТП зависит от ряда факторов, характеризующих природу активного полимера, режим течения продукта, технологии ввода присадок, термобарические условия, которые необходимо учитывать до проведения опытно-промышленных испытаний для получения максимального эффекта.

Литература

1. Ali A. Abdul-Hadi and Anees A. Khadom, "Studying the Effect of Some Surfactants on Drag Reduction of Crude Oil low," Chinese Journal of Engineering, vol. 2013, p. 6, 2013.
2. Валиев М.И., Хасбиуллин И.И., Казаков В.В. Особенности применения противотурбулентных присадок на основе полиальфаолефинов при различной температуре нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 5 (25). С. 32-37.
3. Гольянов А.И., Жолобов В.В., Несын Г.В., Семин С.Л., Ширяев А.М. Снижение гидродинамического сопротивления при течении углеводородных жидкостей в трубах противотурбулентными присадками. Научный обзор истории вопроса // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 2. С. 80-87.
4. Иваненков В.В., Подливахин И.В. Опыт использования противотурбулентных присадок в ОАО "Юго-Запад транснефтепродукт" // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 4 (8). С. 36-39.
5. Коршак А.А., Хусейн М.Н. Условия эффективного применения противотурбулентной присадки при решении задачи увеличения производительности нефтепровода // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. Уфа, 2008. Вып. 1 (71). С. 41-45.
6. Теплоухова А. В. Опыт применения противотурбулентных присадок в ЗАО «Ванкорнефть» // Технологии добычи и использования углеводородов. 2015. № 1. С. 1–2.