

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДА ПОД ВЛИЯНИЕМ КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА

Т. Ю. Баклушин, А.О. Шамурадов

Научный руководитель доцент, кандидат химических наук Н.В Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основной проблемой промысловых трубопроводов, независимо от способа их прокладки, является их малый срок эксплуатации, который связан с агрессивностью транспортируемой среды. Эта агрессивность определяется наличием в составе флюида пластовой воды (растворенных в ней солей), попутного нефтяного газа и механических примесей. Поэтому, основной проблемой, связанной с эксплуатацией таких систем, является чрезвычайно быстрый коррозионный износ внутренней стенки трубопровода. Так, по оценке современных исследователей [6], на большинстве месторождений промысловые трубопроводы не выдерживают и 5-летнего срока эксплуатации, что требует дополнительных затрат предприятия и применения новых современных технологий, позволяющих продлить «жизненный» ресурс указанных технических объектов.

Основным шагом для решения задачи по выбору эффективного комплекса защитных мероприятий, является определение причин коррозионного износа трубопровода с выявлением основных факторов влияния на скорость коррозии и определение изменения его напряженно-деформированного состояния (НДС) в процессе эксплуатации. Поэтому работы, посвященные указанной тематике, являются актуальными.

Цель работы: сравнение изменения напряженно-деформированного состояния участка промыслового нефтепровода за 10 месяцев эксплуатации с учетом изменения его толщины стенки из-за дефекта.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи: 1) Выбрать необходимый объект исследования; 2) Определить срок исследования и способ измерения скорости коррозии; 3) Построить исследуемый участок в программном комплексе ANSYS, сравнить результаты, сделать выводы.

Объект исследования: участок промыслового нефтепровода «К11- К11А» (далее ПН «К11-К11А») Южно-Приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» (Ханты-Мансийский автономный округ). Его характеристики: 1) трубопровод предназначен для транспорта сырой нефти (таблица 1); 2) протяженность исследуемого участка составляет 12 км; 3) диаметр трубопровода - 426 мм; 4) исходная толщина стенки - 9 мм; 5) трубопровод изготовлена из стали СТ20 с исходными характеристиками, в соответствии с ГОСТ 1050-88 [8] (предел прочности $\sigma_b = 471$ МПа, предел текучести $\sigma_t = 265$ МПа).

Таблица 1

Характеристика сырой нефти и пластовой воды

Плотность нефти, кг/м ³	Вязкость нефти, мПа·с	Содержание в нефти, %		Минерализация воды, г/л карбонатных солей	Содержание CO ₂ , м ³ /т
		серы	пластовой воды		
0,86	1,44	1,35	26,0	11,23	2,74

Для оценки влияния скорости коррозии на изменение толщины стенки ПН «К11- К11А» с августа 2015 года по май 2016 года были проведены исследования с использованием стандартного измерительного прибора Microcorr в соответствии с методикой [7] и гравиметрического метода контроля при помощи образцов-свидетелей, согласно ГОСТ 9.506-87[9]. Результаты измерения проведены при условии: n=3, P≥0,9 (таблица 2).

Таблица 2

Скорость коррозии и потеря металла на участке ПН «К11- К11А» за 10 месяцев эксплуатации

Дата контроля	Средняя скорость коррозии, 10 ⁻² мм/год*		Потеря металла, 10 ⁻² %	
	прибор Microcorr	гравиметрический метод	по данным прибора Microcorr	по данным гравиметрического метода
Август 2015	1,68	2,69	0,21	0,22
Сентябрь 2015	2,50	1,36	0,20	0,19
Октябрь 2015	3,56	7,08	0,19	0,91
Ноябрь 2015	1,73	3,94	0,34	1,21
Декабрь 2015	2,95	3,03	0,51	0,52
Январь 2016	6,05	1,59	0,89	5,23
Февраль 2016	6,48	1,43	0,38	0,21
Март 2016	7,83	2,95	2,05	0,51
Апрель 2016	8,48	4,64	3,00	0,38
Май 2016	9,1	4,22	4,15	0,95
Ср. значение	6,23	4,50	1,41	1,05

*Скорость коррозии определяли без ввода ингибитора.

Согласно представленным данным, максимальное значение средней скорости коррозии за указанный период эксплуатации ПН «К11-К11А» получены в результате приборного измерения и составляют 6,23·10⁻² мм/год. Поэтому, для исследования изменения НДС за исходные характеристики были взяты указанные показания. Кроме этого, для исходных данных была рассчитана, в соответствии с [4] распределенная нагрузка от веса трубы q_m и перекачиваемого продукта q_n без коррозионного износа ПН:

$$q_m = n_{ев} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = 1,1 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,426^2 - 0,408^2) = 1017 \text{ Н/м}^2,$$

где $n_{ев} = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

γ_m – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали $\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$;

D_n – наружный диаметр трубы;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы.

$$q_n = \rho \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 850 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,408^2}{4} = 1089 \text{ Н/м}^2,$$

где ρ – плотность нефти;

$g = 9,81$ – ускорение свободного падения.

В результате расчетов получено: $q_m = 1017 \text{ Н/м}^2$, для $q_n = 1089 \text{ Н/м}^2$, $\Sigma q_m + q_n = 2106 \text{ Н/м}^2$. И на основе представленных данных, в программном комплексе ANSYS Workbench были далее построены 2 модели ПН в соответствии с методикой [1]: 1 модель – ПН без учета влияния коррозии на стенку трубы (за исходный принимаем трубопровод введенный в эксплуатацию); 2 модель – ПН через 10 месяцев эксплуатации при транспорте агрессивной среды (нефть, содержащая пластовую воду и растворенный газ). Результаты расчета представлены на рисунках 1, 2.

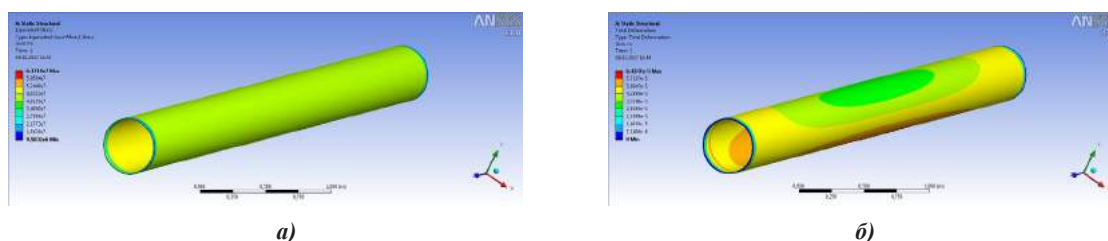


Рис. 1. Расчет нагрузок на ПН без учета коррозионного воздействия на тело трубы: а) эквивалентные напряжения; б) общая деформация

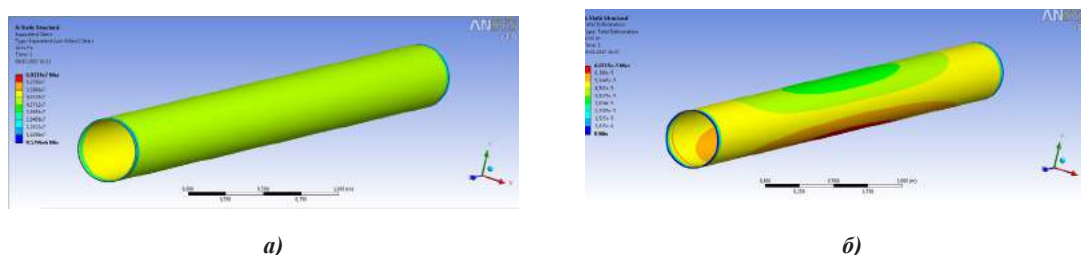


Рис. 2. Расчет нагрузок на ПН с учетом коррозионного воздействия на тело трубы: а) эквивалентные напряжения; б) общая деформация

Из рис.1 и 2 следует, что при моделировании ПН без дефекта (модель 1) максимальные эквивалентные напряжения находятся в пределах не превышающих 64,7 МПа, что находится в допустимом интервале, не влияющем на режим эксплуатации. Для модели 2 за рассматриваемый период утонение стенки составило 0,5023 мм, а максимальные эквивалентные напряжения изменились на 4,5 МПа, что соответствует конечному значению 69,2 МПа. Полученные данные, согласно [8], также не превышают предела прочности и текучести стали. Это указывает на то, что при дальнейшей эксплуатации ПН при скорости коррозии = const, не произойдет его недопустимого утонения (впоследствии разрушения), согласно табличным данным [10], в период не более трех лет. При увеличении срока эксплуатации эквивалентные напряжения, соответствующие пределу текучести стали выйдут за граничные значения (265 МПа).

Для сравнения данных по максимальной деформации ПН, за исходное значение было принято значение, полученное в результате расчетов для модели 1 (0,0643 мм). Для модели 2 получено 0,0687 мм, что не превысило допустимый уровень, находящийся в пределах 6 %, в соответствии с требованиями [10]. Дальнейшая безопасная эксплуатация трубопровода под воздействием агрессивной среды также не превышает 3-х лет эксплуатации.

Выводы: 1) Средняя скорость коррозии на исследуемом участке ПН «К11- К11А» за 9 месяцев эксплуатации при транспорте флюида с содержанием пластовой воды 26 % и содержанием растворенного CO_2 2,74 м³/т находится в пределах $4,50 \cdot 10^{-2}$ - $6,23 \cdot 10^{-2}$ мм/год. 2) При таких условиях эксплуатации, для модели 2 значения максимальных эквивалентных напряжения составляют 69,2 МПа. 3) Полученные данные (при условии сохранения скорости коррозии = const) позволяют спрогнозировать безаварийный срок эксплуатации реального ПН, который не превышает периода трех лет.

Литература

1. Бруйка В.А., Фокин В.Г. Инженерный анализ в ANSYS Workbench: Учеб. пособ. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 271 с.: ил.
2. Курочкин В.В. Прогнозирование ресурса и ремонта магистрального нефтепровода, Москва, 2000, с. 26.
3. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. Учебно-практическое пособие. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 928 с.
4. ГОСТ 31447-2012 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия (с Поправкой). – Москва: Изд-во стандартов, 2012.
5. СП 36.13330.2012: Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
6. Иношин Н.В., Шайдаков В.В., Емельянов А.В., Чернова К.В. Осложнения при эксплуатации промысловых нефтепроводов.// Нефтегазовое дело [www: ogbus.net](http://www.ogbus.net) (authors). shai 3.pdf, 2002.
7. СК-01.04.04. Управление целостностью промысловых трубопроводов
8. ГОСТ 1050-88. Прокат сортовой, калиброванный, со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. – Москва: Изд-во стандартов, 1988.
9. ГОСТ 9.506-87. Единая система защиты от коррозии и старения. – Москва: Изд-во стандартов, 1987.
10. СП 33.13330.2012. Расчет на прочность стальных трубопроводов – Москва: Изд-во стандартов, 2012.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ОТСТОЙНИКА НЕФТИ ПЕРЕЛИВНЫМИ ПЕРЕГОРОДКАМИ

А. В. Банин

Научный руководитель доцент Е. Н. Пашков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Подготовка нефти на промыслах является одной из главных составляющих добычи нефти. Для дальнейшего транспортирования нефти по трубопроводу на нефтеперерабатывающие заводы от установки подготовки нефти, необходимо производить подготовку нефти до товарного состояния, соответствующего качества. Высокие требования к качеству нефти, актуальны в современных условиях и требует совершенствования процессов их переработки. От высококачественной нефти напрямую зависят эффективность и надежность работы внутри промысловых и магистральных трубопроводов, стабильная работа нефтеперерабатывающих заводов, качество полученных из нее продуктов.

На установках подготовки нефти используемых на месторождениях Томской области проводится предварительная дегазация нефти, сепарация и отделение пластовой воды, глубокое обезвоживание и обессоливание нефти. Готовой продукцией является подготовленная нефть до требований ГОСТ Р 51858-2002. Извлекаемая из скважин нефть, содержит в себе попутный газ, механические неорганические примеси, механические твердые частицы и пластовую воду. В воде растворены соли, чаще всего это хлориды натрия, кальция и магния, реже карбонаты и сульфаты.

В начальный период эксплуатации месторождений нефть обычно бывает безводная или с малым содержанием воды. При более длительной эксплуатации обводненность увеличивается и со временем достигает более 90%.

Такую грязную и сырую нефть, содержащую в себе газы (метан, этан, пропан, бутан и их соединения), а также неорганические компоненты (H₂S, CO₂) без предварительной подготовки нельзя транспортировать, для этих целей существует промысловая подготовка нефти.

Наличие пластовой воды в нефти удорожает ее транспортировку по трубопроводам и переработку. Перекачка балластовой воды ведет к росту транспортных расходов, что по сути бессмысленно (пластовая вода нужна для поддержания пластового давления в системе ППД) кроме того увеличивается вязкость нефти, образующая с пластовой водой эмульсию.

Одним из устройств подготовки нефти является отстойник нефти. Отстойники нефти горизонтальные с перегородками, установленные на установках подготовки нефти предназначены для обезвоживания нефти с сепарацией газа, оставшегося в нефтяной эмульсии, рассчитанные на условное давление от 1,0 до 2,5 МПа и с температурой рабочей среды не более 100°С. В основном используются отстойники нефти без перегородок, полые.

Такие отстойники справляются с задачей подготовки нефти на начальных этапах разработки месторождений, когда низкая обводненность нефти. Но с увеличением срока эксплуатации месторождений, растет и процент обводненности нефти, полый отстойник нефти без перегородок не может справляться с задачей подготовки нефти до нужных параметров обводненности (0,5%). Проблему уменьшения обводненности нефти можно решить разными способами, такими как установка дополнительного отстойника, или модернизация уже имеющего.

Основной способ модернизации отстойника установка в его рабочей полости переливных перегородок. Которые позволяют улучшить разделение газонефтяноводяной эмульсии на межфазные составляющие. Устанавливать перегородки можно двумя способами на одном уровне, либо ступеньками.

С учетом требований практики рекомендовано использовать отстойник с системой перегородок оборудованных в зоне отстоя жидкости внутри аппарата Перегородки размещаются поперек отстойника, при этом перегородки сверху и снизу не доходят до стенки емкости. Нефтяная фаза движется вверх перегородок, а водная соответственно ниже перегородок.