

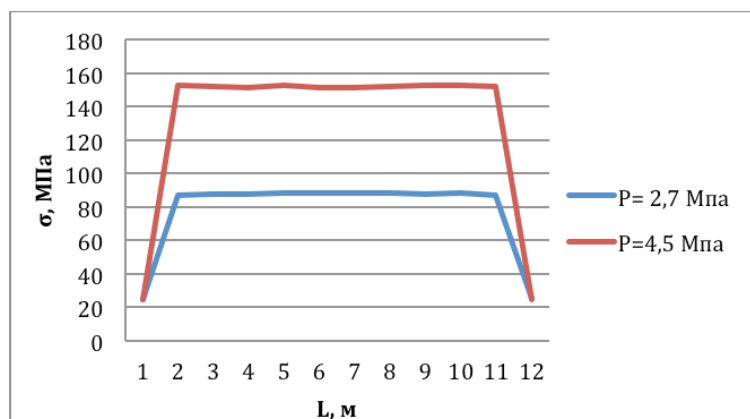


Рис. 5 Распределение напряжений (σ) по длине (L) нефтепроводов

На графиках представлено снижение напряжений возникающих в трубопроводе под действием давления.

Снижение давления в трубопроводе связано с двумя свойствами присадок: очищающим действием, за счёт которого она смывает смолисто-парафиновые отложения, образовавшиеся на внутренней стенке трубы, увеличивая её пропускной диаметр; уменьшением динамической вязкости нефти, благодаря чему её сопротивление перекачке снижается. Уменьшение гидравлического сопротивления в трубопроводе способствует: уменьшению и предотвращению появления и роста трещин, препятствует ухудшению механических свойств металла, уменьшению рисков связанных с работами при высоком давлении, уменьшению экономических затрат на перекачку нефти.

Литература

1. Локтев С.М. Проблемы переработки тяжелых нефтей.- Алма-Ата: Наука, 1989. - С.20-25.
2. Надиров Н.К. Трубопроводный транспорт вязких нефтей/Н.К. Надиров, П.И. Тугунов, Р.А. Брот, Б.У. Уразгалиев. – Алма-Ата: Наука, 1985. - 264 с.
3. Бурков П.В. Исследование напряженно-деформированного состояния участка магистрального нефтепровода "Александровское – Анжеро-судженск" методом конечных элементов // Вестник КузГТУ, 2013. – № 4. – С. 22-26.

РАСЧЕТ НЕФТЕСБОРНОГО КОЛЛЕКТОРА С КОРРОЗИОННЫМ ДЕФЕКТОМ В ПРОГРАММНОЙ СРЕДЕ ANSYS

Е. В. Тишкина

Научный руководитель профессор П. В.Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для расчетов был выбран нефтесборный коллектор, с различными эксплуатационными характеристиками (таблица 1), на которых при проведении технического диагностирования в 2004 году были выявлены области с явно выраженной канавочной (ручейковой) коррозией по нижней образующей трубы.

Общие сведения

Наименование трубопровода: Водовод высокого давления Врезка куста 18-куст 18 “

Владелец: ОАО «Томскнефть» ВНК

Местонахождение: ЦЭРЛАТ-2, Первомайское месторождение

Результаты проведенного в 2004 году технического диагностирования нефтесборного коллектора

Техническое диагностирование нефтесборного коллектора проводилось экспертной организацией в соответствии с требованиями «Правил по эксплуатации, ревизии, ремонту, и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. РД 39-132-94» и как часть обследования включало в себя измерительный контроль осадочной толщины стенки труб линейной части и узлов арматуры трубопроводов.

Результаты измерения толщины стенок труб

Техническое обследование нефтепромыслового трубопровода (нефтесборный коллектор) «Врезка куста 22-гребенка УПСВ - Центр первомайского месторождения» проведено в 17-ти контрольных участках(шурфах), расположенных примерно через 500 м друг от друга. По результатам, проведенных в шурфах измерений толщины стенок труб линейной части трубопровода, установлено:

1. Минимальная обнаруженная остаточная толщина стенок труб составляет 5,2 мм (47,3 %от номинальной толщины стенки трубы 11,0 мм)
2. Максимальная величина коррозионного износа составляет 5,8 мм (52,7 % от номинальной толщины стенки трубы 11,0 мм)
3. Максимальная величина скорости коррозионного износа составляет 2,9 мм/год

Таблица 1

Проектно-технические характеристики трубопровода

Наименование трубопровода	Категория трубопровода	Длина, (м)	Год ввода в эксплуатацию	Рабочее давление, (МПа)	Марка стали	Диаметр, (мм)	Толщина стенки, (мм)	Тип изоляции
Врезка куста 22-гребенка УПСВ-Центр Первомайского месторождения	III	8850	2002	2,5	20	168	11,0	Лента ПВХ

На всех контрольных участках по нижней образующей трубопровода была обнаружена речейковая коррозия с постепенно уменьшающейся глубиной коррозионного повреждения по ходу течения технологической жидкости от кустовых площадок в сторону УПСВ. Максимальная глубина речейковой коррозии (в начале трубопровода, около кустовых площадок) составляет 5,8 мм, минимальная обнаруженная глубина (в конце трубопровода, район УПСВ) 0,8 мм, ширина поврежденной зоны труб находится в диапазоне 5,0-21,0 мм. Расчетный остаточный ресурс работоспособности нефтесборного коллектора, с учетом скорости коррозии металла трубы, составил менее 1 года.

Расчет речейковой коррозии в программе ANSYS

За основу для расчетов возьмем реальные данные по глубине и ширине коррозионного повреждения (речейковой коррозии) из заключений по результатам технического диагностирования нефтесборного коллектора. Исходные данные для построения и расчета модели трубы с коррозией, нефтесборный коллектор «Врезка куста 22-гребенка УПСВ - Центр Первомайского месторождения»: рабочее давление-2,5 МПа; диаметр трубы-168 мм; толщина стенки трубы-11,0 мм; марка стали трубы - сталь 20; максимальная глубина речейковой коррозии-5,8мм; ширина коррозионного повреждения трубы-21 мм. Так как процесс речейковой коррозии в трубе это сложный физико-химический процесс и при его наличии в трубе возникает канавка сложной формы (рис.2). Предугадать какой именно формы будет профиль коррозионного участка в трубе очень сложно, т.к. коррозионное воздействие среды на стенки трубы зависит от многих факторов, изменяющихся со временем. Чтобы упростить задачу, при построении модели трубы с повреждением будем использовать упрощенную схему с размерами коррозионного повреждения приближенным к реальным (рис.3).

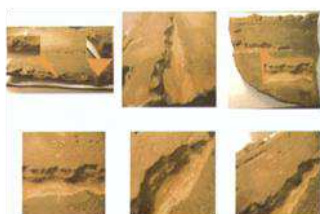


Рис.2 Фото речейковой коррозии на стенке трубы

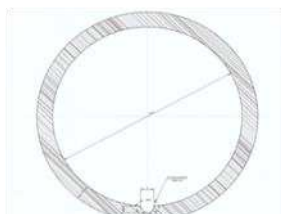


Рис.3 Упрощенная схема трубы с коррозионным повреждением типа речейковая коррозия



Рис.4 Модель половины трубы



Рис.5 Модель половины трубы с коррозионным повреждением

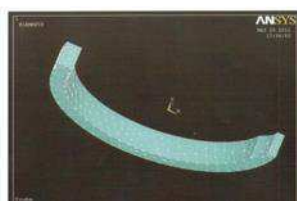


Рис.6 Модель половины трубы с наложенной сеткой конечных элементов для расчетов

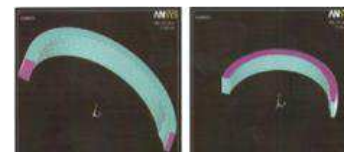


Рис.7 Граничные условия в перемещениях: а) - нулевые перемещения по оси Z; б) - нулевые перемещения по оси

Построение модели трубы нефтесборного коллектора

Так как задача симметрична относительно вертикальной оси, то при построении модели трубы с дефектом будем использовать только половину сечения трубопровода. Пошаговое построение модели и расчет трубы для нефтесборного коллектора приведены с параметрами коррозионного повреждения – максимальной глубиной 5,8 мм, максимальной шириной 21 мм.

1. Выбираем класс задачи Structural – задача механики деформируемого тела.
2. Тип элемента – трёхмерный тетрагональный элемент с 10 узлами SOLID92.
3. Задаем свойства материала – изотропный материал с постоянными свойствами: модуль Юнга для стали- $2,1 \cdot 10^{11}$, коэффициент Пуассона-0,3 (данные взяты по справочнику для сталей).

4. Для получения половины трубы строим прямоугольную область с вращением вокруг ключевых точек на оси Y (рис.4)
5. Аналогично строим область ручейковой коррозии.
6. Окончательная модель трубы с коррозионным повреждением получается при использовании операции Subtract – исключение (рис.5)
7. Для расчетов на модели создается сетка конечных элементов при помощи тетрагонального элемента SOLID32. Задаем сетку по всему объему исследуемого образца (рис.6)
8. Заключительным этапом перед проведением расчетов является задание граничным условий в перемещениях (рис.7) и давления на внутренней поверхности трубы (рис.8).

Выводы по расчетам

Из проведенных расчетов можно сделать вывод, что при уменьшении ширины ручейковой коррозии, при одной и той же глубине и других равных условиях, возникают большие напряжения металла в дефектной области с наибольшим утонением. В частности для нефтесборного коллектора расчётные максимальные напряжения металла (111 МПа и 193 МПа) в обоих расчётных случаях лежат ниже предела текучести – 245 МПа и временного сопротивления 412 МПа для стали 20, из которой изготовлена труба, то есть можно сказать, что труба выдерживает рабочее давление в трубопроводе 2,5 МПа.

Литература

1. Буркова С. П. «Основы компьютерных технологий решения задач проектирования и эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ». – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 53 с.
2. ГОСТ Р 53383-2009. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия. (Hot-deformed seamless steel pipes. Specifications). – М., 2009. – 18 с.
3. ANSYS 14.5 Расчетные возможности // Интернет издание Cadfem-cis.ru, 2014. URL: http://www.cadfem-cis.ru/fileadmin/data/file/content_.. (дата обращения 15.01.2014 г.).

МОДЕЛИРОВАНИЕ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА ПРИ НАЛИЧИИ КОРРОЗИОННОГО ДЕФЕКТА НА НАРУЖНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Д.А. Терентьев, Д.С. Фатьянов

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основной проблемой, возникающей при эксплуатации промышленных трубопроводов, по-прежнему остается коррозия. Коррозионные процессы приводят к ухудшению механических характеристик труб, что влечет за собой прорывы трубопровода. Это, во-первых, отрицательно сказывается на скорости и объемах добычи и приводит к ухудшению экологической ситуации окружающей среды, во-вторых, влечет за собой дополнительные экономические затраты на капитальный ремонт.

Перед нами была поставлена задача определить напряженно-деформированное состояние участка трубопровода, который находится под воздействием избыточного внутреннего давления, обусловленного транспортировкой углеводородов, с учетом наличия на наружной поверхности трубы участка с коррозионным дефектом. Результаты, представленные далее, получены при использовании универсальной программной системы анализа ANSYS.

Для расчетов были приняты реальные механические характеристики магистрального трубопровода км.69 Нефтеперекачивающая станция «Орловка». Нефтеперекачивающая станция «Орловка» предназначена для повышения давления перекачиваемой нефти в магистральном нефтепроводе. В качестве трубопроводов нефти использованы трубы из стали марок, рекомендуемых заводом-изготовителем для применения при скорости коррозии до 0,4 мм/год:

-09Г2С, по ГОСТ 8734-75*, ГОСТ 8732-78* и ТУ 14-3-1128-2000;

-13Г1С-У, К55 по ТУ 14-3-1270-2001 и ТУ 14-158-147-2005.

Нефти Западной Сибири, являющиеся малосернистыми, сами по себе не отличаются особой коррозионной активностью [3]. Поэтому в зависимости от характера агрессивной среды и условий её протекания для технологических сооружений нефтеперекачивающей станции будут характерны следующие виды электрохимической коррозии: солевая, атмосферная и подземная (почвенная и электрокоррозия). Солевая коррозия чаще всего обусловлена неравномерностью состава стали, а также наличием электропроводной среды – минерализованной воды. Подземная коррозия может возникать под воздействием почвенной (грунтовой) влаги и блуждающих токов. Подземной коррозии подвержены главным образом трубопроводы.

Для защиты от внешней коррозии предусмотрено использование труб с заводским изоляционным покрытием. Сварные стыки труб с заводским покрытием при прокладке магистральных трубопроводов независимо от диаметра изолируются термоусаживающимися муфтами, манжетами в соответствии с требованиями «Регламента на производство работ с использованием труб с заводским изоляционным покрытием». Также предусмотрена наружная изоляция усиленного типа для защиты от внешней коррозии захлестов, катушек, устанавливаемых при замене участков трубопровода Ø1220мм. Надземные участки на узлах задвижек, в местах выхода из земли покрываются грунтовой и краской. Все изоляционные материалы должны соответствовать «Перечню действующих технических условий и технических требований на основные виды материалов и оборудования, закупаемого группой компаний «Транснефть». Необходимо предусматривать