

Рис. 2 Карта напряжений

На основе проведенных исследований можно сделать следующий вывод: построена конечно-элементная модель с помощью которой определено напряженно-деформированное состояние грунта вокруг трубопровода.

Литература

1. Зенкевич О., Метод конечных элементов в технике. – М.: Мир, 1975. – 541 с.
2. Крец В.Г. Машины и оборудование газонефтепроводов: учебное пособие / В.Г.Крец, А.В.Рудаченко, В.А.Шмурыгин. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2011. – 328 с.
3. Проект производства работ по горизонтально-направленному бурению через реку Панинский Еган / ООО «Управляющая компания Томскподводтрупроводстрой». – Томск, 2006. – 39 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА (ТРУБЫ), НАХОДЯЩЕГОСЯ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ВНУТРЕННЕГО ДАВЛЕНИЯ, С УЧЕТОМ ВОЗНИКНОВЕНИЯ В ТРУБЕ РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ В ПРОЦЕССЕ ЕЁ ЭКСПЛУАТАЦИИ

И.И. Гавриляк, М.Г. Муксунова

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Одной из проблем безопасной эксплуатации трубопроводов для повышения их надежности и долговечности, безусловно является сложная задача которая включает в себя решение технических, технологических, экономических и организационных аспектов. Этой проблеме посвящено большое количество исследований отечественных и зарубежных ученых, заметим что, в настоящее время она полностью не решена и многие вопросы остаются актуальными. В значительной степени интенсивностью коррозии стенок трубопровода определяется эксплуатационная надежность нефтепроводов. Трубопроводы подвергаются интенсивной внутренней коррозии которая зависит от концентрации и состава минеральных солей находящихся в пластовой воде, которая добывается и транспортируется в смеси с нефтью непосредственно до установок подготовки нефти, скорость внутренней коррозии превышает скорость коррозии на наружной поверхности трубопровода. Коррозия на внутренней поверхности трубопровода по числу и размеру дефектов идет в 3,0-3,5 раза быстрее, чем в наружной поверхности. Из-за внутренней коррозии количество отказов промысловых трубопроводов составляет по отрасли порядка 90% от их общего количества, это показывает анализ условий эксплуатации промысловых трубопроводов и существующий способ повышения их долговечности в условиях активизации внутренней коррозии. На специфическое разрушение в виде «канавочного» износа приходится свыше 70% аварий. Необходимо учесть, что большая часть трубопроводов, подверженных внутреннему интенсивному износу, эксплуатируются без наружной изоляции. Канавочный износ вызванный частыми прорывами труб, требует нового поиска решений, которые в свою очередь направлены на обеспечение безопасной эксплуатации, так же на повышение долговечности и стабильности функционирования. Утончение стенки трубы приводит к порывам трубопровода, загрязнению окружающей среды и остановкам перекачки продукта. Наиболее интенсивно внутренняя коррозия происходит на пониженных участках трубопровода, где может скапливаться вода. На нижней образующей трубы часто наблюдается так называемая *ручейковая коррозия*.

Ручейковая коррозия – это коррозия канавочного типа, которая образуется вдоль продольных и кольцевых швов, а так же в местах расхождения стыков изоляционного покрытия труб.

Долговечность трубопроводов в особо тяжелых условиях (наличие в продукции углекислого газа, сероводорода, пластовой воды высокой минерализации, кислорода) при отсутствии специальных мер по защите от коррозии исчисляется месяцами. Опыт сбора нефти эксплуатации трубопроводов показывает, что коррозионная усталость и «канавочное» (ручейковое) коррозионно-механическое разрушение это наиболее опасные виды разрушения. Важным в настоящее время во многих регионах России, особенно на месторождениях Западной Сибири является защита нефтепромысловых трубопроводов от «канавочной» (ручейковой) коррозии, вызванной взаимодействием металла трубы и перекачиваемой коррозионно-активной среды. С увеличением срока эксплуатации месторождений возрастает объем добываемой минерализованной воды, закаченной в пласт для поддержания пластового давления. При этом увеличивается возникновение внутренней коррозии трубопровода. В срок менее одного года после ввода трубопровода в эксплуатацию происходит разрушение трубопроводных систем. Для расчетов был выбран участок трубопровода, на котором при проведении технического диагностирования в 2004 году были выявлены области с явно выраженной «канавочной» (ручейковой) коррозией по нижней образующей трубы. Краткая характеристика выбранного для расчета нефтесборного коллектора (НСК) приведена в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Общие сведения

| | |
|---------------------------|--|
| Наименование трубопровода | Нефтесборный коллектор «Врезка куста 22 – гребенка УПСВ-Центр Первомайского месторождения» |
| Владелец | ОАО «Томскнефть» ВНК |
| Местонахождение | ЦЭРЛАТ-2, Первомайское месторождение |

Таблица 2

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 | Лента ПВХ |

Техническое диагностирование нефтепромысловых трубопроводов 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 остаточной толщины стенки труб линейной части и узлов запорной арматуры трубопроводов. Работы по техническому диагностированию проводили специалисты, аттестованные в соответствии с требованиями системы экспертизы промышленной ведущим экспертом экспертной организации. При техническом обследовании использовались аттестованные приборы и испытательное оборудование. Результаты технического диагностирования трубопровода были оформлены отдельными протоколами и приведены в соответствующих приложениях к отчету по техническому диагностированию. Как результат работы по техническому обследованию промысловых трубопроводов организации – заказчику было выдано заключение по результатам технического диагностирования. Техническое обследование нефтепромыслового трубопровода (нефтесборный коллектор) «Врезка куста 22 – входная гребенка УПСВ-Центр Первомайского месторождения» проведено в 17-ти контрольных участках(шурфах), расположенных примерно через 500м друг от друга.

По результатам, проведенных в шурфах измерений толщины стенок труб линейной части трубопровода установлено что:

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

На всех контрольных участках по нижней образующей трубопровода была обнаружена ручейковая коррозия с постепенно уменьшающейся глубиной коррозионного повреждения по ходу течения технологической жидкости от кустовых площадок в сторону УПСВ. Максимальная глубина ручейковой коррозии (в начале

трубопровода, около кустовых площадок) составляет 5,8мм, минимальная обнаруженная глубина (в конце трубопровода, район УПСВ) 0,8мм, ширина поврежденной зоны труб находится в диапазоне 5,0-21,0мм.

Расчетный остаточный ресурс работоспособности нефтесборного коллектора, с учетом скорости коррозии металла трубы, составил менее одного года.

Литература

1. Теория коррозионных процессов: учебник / Н.И.Исаев. – М.: Металлургия, 1997. – 361 с.;
2. Коррозия и защита конструкционных материалов. Принципы защиты от коррозии: учебное пособие для вузов / В.В.Кравцов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – 157 с.;
3. Коррозия конструкционных материалов: Справочник: В 2 кн. / Под ред. В.В.Батракова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М: Интермет Инжиниринг, 2000. – 344 с.;
4. Теория коррозии и коррозионно-стойкие конструкционные сплавы : учебное пособие / Н. Д. Томашов, Г.П.Чернова. – М.: Металлургия, 1993. – 413 с.;

ТЕХНОЛОГИЯ ЗАМОРАЖИВАНИЯ ГРУНТА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА НЕФТЕПРОВОДЕ В УСЛОВИЯХ БОЛОТ

А.С. Егоров, В.С. Журба

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г.Томск, Россия

Магистральные трубопроводы, проложенные в Сибири и на Крайнем Севере, на значительном протяжении пересекают болота и заболоченные участки. Особые трудности возникают при ликвидации аварий на нефтепроводах в условиях болот. Современные аварийно-восстановительные службы могут за короткий срок ликвидировать аварию на нефтепроводах в обычных условиях. В условиях болот этот срок увеличивается за счет дополнительных работ по сооружению подъездных путей, рабочих площадок и составляет до 60 % времени, необходимого для восстановления нефтепровода.

На болотах I и II типа ремонтный котлован может быть сооружен одним из способов:

1. с креплением стенок котлована;

2. комбинированным методом – с креплением стенок котлована и устройством дренажного отвода воды.

Также на болотах I и II типов, где затруднена откачка воды и болотной массы из котлована, должны применяться ремонтные герметичные камеры (РГК)[1-3].

В работе предложен способ создания ледогрунтового ограждения. Это является альтернативным способом повышения устойчивости грунта и предотвращения поступления воды в ремонтный котлован [4-9]. Рассмотрено поведение трубопровода зажатого в ледогрунтовое ограждение. Проведен анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода диаметром 1020 мм и длиной 12 м., марка стали 17Г1С, перекачиваемая среда нефть с плотностью 770 кг/м³, временное сопротивление $R^H_1 = \sigma_{вр} = 510$ МПа, предел текучести $R^H_2 = \sigma_T = 363$ МПа.

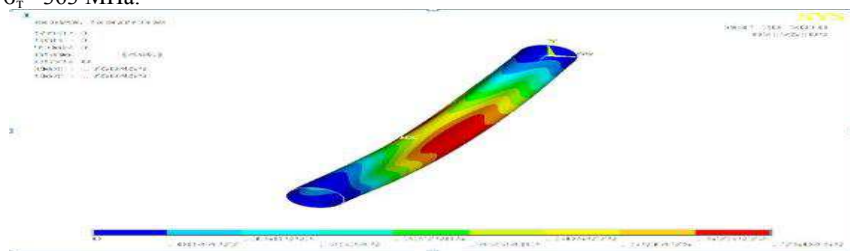


Рис.1 Изображение перемещения трубопровода, зажатого в ледогрунтового ограждения

Из рисунка видно, что максимальные перемещения трубопровод испытывает в центральной части нижней образующей. Покажем это на графике (рис. 2).



Рис.2. График суммарных перемещений по длине трубопровода