

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.

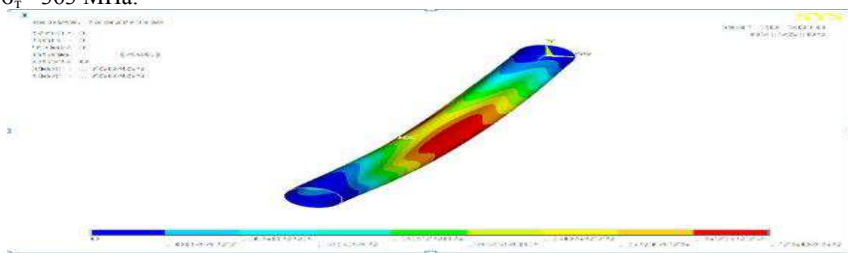


Рис.1 Изображение перемещения трубопровода, зажатого в ледогрунтового ограждения

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

Из графика видно, что максимальные перемещения равны 0,67 мм.

Важным показателем, по которым можно судить о надежности трубопровода являются внутренние напряжения (рис. 3, рис. 4).

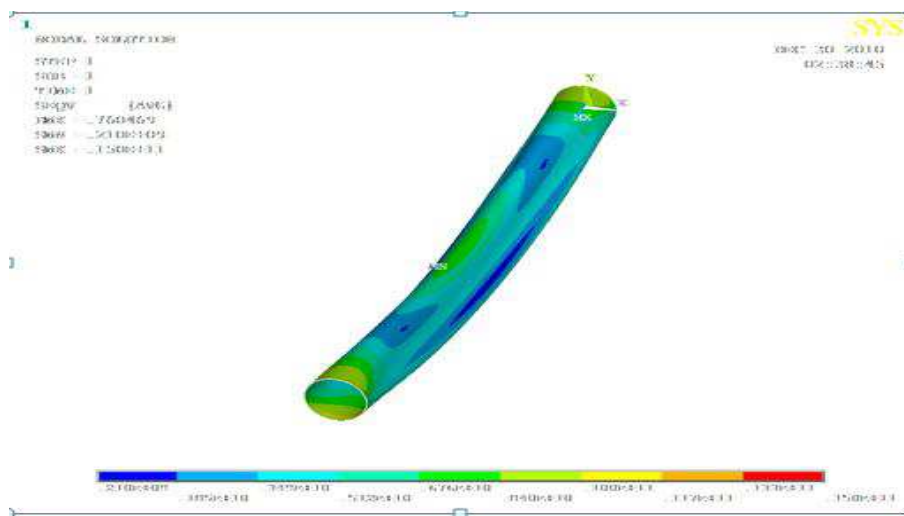


Рис.3 Изображение внутренних напряжений трубопровода, зажатого в ледогрунтового ограждения.

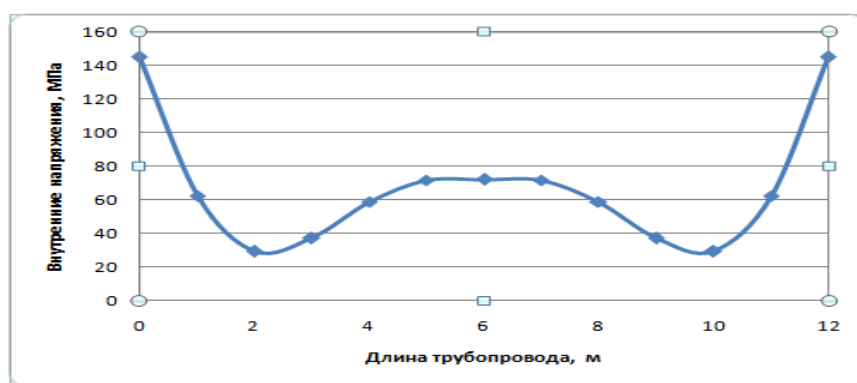


Рис.4 График внутренних напряжений по длине трубопровода

Анализ показал, что самыми опасными являются места фиксации трубопровода льдом, т.е. концы секции. Максимальное напряжение на концах секции равно 144,5 МПа, что не превышает временное сопротивление и предел текучести материала трубопровода. Следовательно, трубопровод может работать при жестком закреплении в ледогрунтовом ограждении.

Для создания ледогрунтового ограждения предварительно по контуру будущей выработки через всю толщу водоносных грунтов опускают замораживающие трубы — колонки с наглухо заваренным нижним концом (дно) (рис. 5). Расстояние между этими трубами определяется проектом из расчета, что радиус намораживаемого вокруг скважины ледогрунтового цилиндра составляет 1,25—1,5 м.

В колонки, не доходя до дна их на 40-50 см, опускают трубы меньшего диаметра с открытым нижним концом — питающие трубы.

Замораживающие колонки соединяют последовательно в одну систему. Колонки через специальные оголовки соединяются питающими трубами, по которым подается жидкий азот. Жидкий азот под действием внутреннего давления цистерны нагнетается в питающие трубы. Жидкий азот поступает во внутреннюю (питающую) трубу первой замораживающей колонки. В кольцевом пространстве колонки жидкий азот испаряется и в газообразном состоянии поднимается к оголовку колонки, откуда затем по трубопроводу поступает в питающую трубу соседней колонки и т. д. (рис. 5). Из последней колонки системы он поступает в атмосферу при температуре около -40°C .

Искусственное замораживание грунтов позволяет создать прочное ограждение вокруг ремонтного котлована из замороженного грунта, препятствующее проникновению в сооружаемую выработку грунтовой воды или водонасыщенных неустойчивых грунтов. Такое ограждение должно воспринимать давление окружающего выработку или котлован грунта, а также гидростатический напор грунтовых вод.

Совместное применение замораживания и водопонижения позволяет осушить грунт в котловане, огражденном замкнутой водонепроницаемой ледогрунтовой стеной

Метод замораживания грунта является новым способом и пока не использовался при проведении ремонтно-восстановительных работ. При правильном использовании и в сочетании с отводом воды, он может

являться эффективной альтернативой использованию шпунтов и РГК. Также данный метод можно использовать для строительства временных амбаров на болотах, что тоже достаточно затруднено.

Статья выполнена в рамках ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» НА 2009-2013 гг. ГК № П1404 от 03.09.2009г. проект «Исследование физико-механических процессов взаимодействия породоразрушающего инструмента с обрабатываемой средой при бестраншейной прокладке трубопроводов методом наклонно-направленного бурения».

Литература

1. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1998. - 271 с.
2. Трупаков Н. Г., Замораживание горных пород при проходке стволов, М., 1954.
3. Шуплик М.Н., Борисенко В.Н.. Технология искусственного замораживания грунтов с применением твердых криоагентов в подземном строительстве // Горный информационно-аналитический бюллетень №8, 2006. 381 - 384 с.
4. РД 39 – 30 – 499 - 80. Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов.
5. РД 39 – 110 - 91. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
6. РД 153 - 39.4Р - 130 - 2002*. Регламент по вырезке и врезке «катушек».
7. СНиП 2.05.06 - 85* (2000). Магистральные трубопроводы.
8. Каталог технических средств для аварийно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1983.
9. Болота Западной Сибири, их строение и гидрологический режим / Под ред. К.Е. Иванова, С.М. Новикова. – Л.: Гидрометеиздат, 1976. – 446 с.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА СТРЕСС-КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

Э. С. Конан, К. С. Семенов

Научный руководитель профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г.Томск, Россия

В настоящее время самым опасным видом разрушения магистральных газопроводов (МГ) является коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) внешней катодно защищаемой поверхности трубы. Глядя на протяженность МГ России 155 тыс. км [1], можно оценить масштабность нашей задачи. Удельный вес аварий на МГ по этой причине достигает 95 % [2, 3] от общего количества. За последние 40 лет КРН, зарегистрировано во многих зарубежных странах США, Австралии, Канаде. Главной особенностью КРН является непредсказуемость поведения, потому что каждый дефект – это потенциальная авария. Развитие трещины может происходить как с постоянной скоростью, так и скачкообразно. Поэтому спрогнозировать динамику её развития, является весьма сложной задачей, ведь трещина в любой момент может достигнуть критических размеров, и в конечном итоге наступит разрушение газопровода.

Целью данной работы является моделирование напряженно-деформированного состояния коррозионной трещины на участке магистрального газопровода в программе ANSYS.

ANSYS является универсальным расчётным программным комплексом, основанном на методе конечных элементов, предназначенным для моно- и междисциплинарных расчётов.

Для решения поставленной цели взят магистральный газопровод диаметром 1420мм и толщиной стенки 16мм. Техническая характеристика МГ основная нитка DN1420, рабочее давление – 8 МПа; диаметр трубопровода – 1420 мм; фактическая толщина стенки – 16 мм; тип трубы – прямошовная; тип изоляции – битумная, весьма усиленная (не менее 3 мм); глубина залегания трубопровода 1,2 м; грунт – суглинок.

Технические характеристики трубы: марка стали – 09Г2С; класс прочности трубопровода – K52; временное сопротивление разрыву – 400 МПа; предел текучести – 355 МПа.

Напряженно-деформированное состояние любого несущего элемента линейной части магистрального трубопровода однозначно определяется характеристиками воздействующих на него нагрузок. На подземные трубопроводы, проложенные в траншее, воздействуют постоянная нагрузка от веса грунта засыпки (рис.1) и длительная нагрузка от внутреннего давления перекачиваемого продукта. Температурные воздействия и воздействия, вызывающие искривление продольной оси трубопровода, в работе не учитываются.

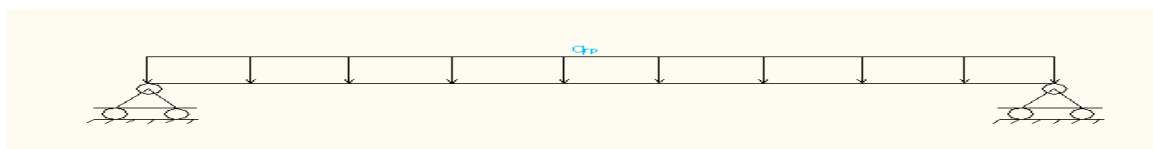


Рис.1 Расчетная схема трубопровода
Расчет ANSYS