

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.

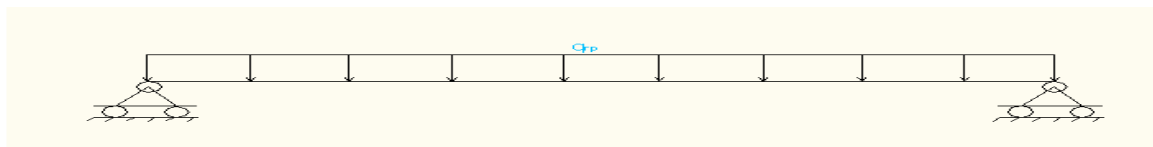
Целью данной работы является моделирование напряженно-деформированного состояния коррозионной трещины на участке магистрального газопровода в программе ANSYS.

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**

Расчет производился с помощью трехмерного моделирования и решения пространственной задачи определения напряженно-деформированного состояния трубопровода, находящейся под действием внутреннего давления и веса от грунта насыпки. Рассматриваем 1 м длины трубы со сварным швом.

Механические свойства стали: модуль упругости  $E = 2 \cdot 10^{11}$  Па, коэффициент Пуассона  $\nu = 0,3$ .  
Внутренне давление  $P = 7,45$  МПа,  $R_{\text{сп}} = 350 \text{ МПа}$ .

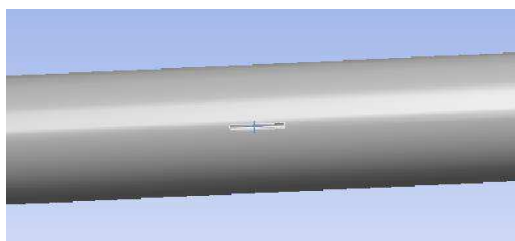


Рис. 2 Построение трещины

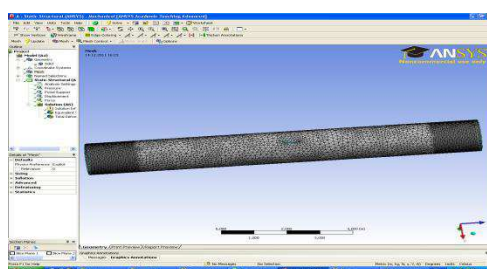


Рис. 3 Сетка

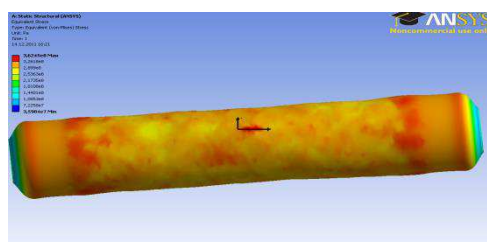


Рис. 4 Распределение напряжений по Мизесу по длине трубы

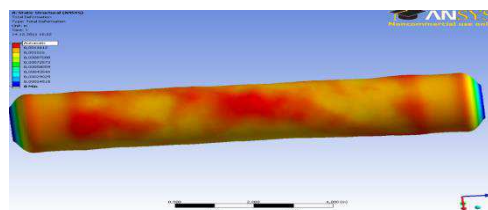


Рис. 5 Суммарные перемещения

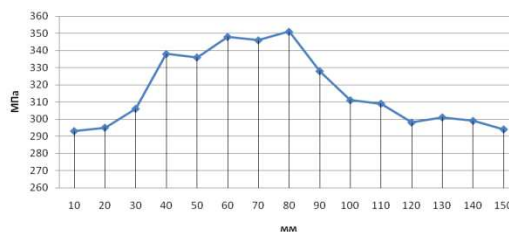


Рис. 6 График изменения напряжений по длине трубопровода

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1. Наибольшие напряжения возникают на дефекте;
2. Так же напряжения возникают в приграничной зоне;
3. Пики напряжений наблюдаются по всей трещине;
4. Суммарные перемещения по длине трубопровода незначительны.

## Литература

1. Конакова М.А., Теплинский Ю.А. Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей. - Санкт-Петербург: 2004. - 358 с.
2. Сергеева Т.К., Турковская Е.П., Михайлов Н.П. и др. Состояние проблемы стресс –коррозии в странах СНГ и за рубежом. Обз.инф. Серия «Замщита от коррозии оборудования в газовой промышленности ». – М.:ИРЦ«Газпром»,1997. -101 с.
3. Лоскутов В.Е., Матвиенко А.Ф., Патраманский Б.В., Щербинин В.Е. Магнитный метод внутритрубной дефектоскопии газо – нефтепроводов: прошлое и настоящее // Дефектоскопия – 2006. – № 8. – С. 3 – 19.

**ОЦЕНКА УСТАЛОСТНОЙ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДА, ИСПОЛЬЗУЕМОГО ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ БАРООБРАБОТКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАКЕТА КОНЕЧНО ЭЛЕМЕНТНОГО АНАЛИЗА ANSYS**

**М.Х. Салахутдинов, А.Е. Нестеров**

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время, с учетом ввода в эксплуатацию новых месторождений высоковязких нефтей, весьма актуальными являются вопросы их эффективной транспортировки. Наиболее распространенным путем их транспортировки является трубопроводный транспорт. В тоже время специфические свойства данных нефтей не позволяют использовать стандартные технологические схемы перекачки. Необходимо проведение определенных мероприятий по улучшению реологических свойств нефти. На сегодняшний день существует несколько эффективных методик снижения вязкости неньютоновских жидкостей. Наиболее распространенными из них является термообработка, компаундирование, применение депрессорных присадок и др. Также одним из перспективных методов является метод барообработки [1,2]. Применение барообработки целесообразно на трубопроводах относительно небольшой производительности при высоком уровне автоматизации управления задвижками. Практическая реализация метода барообработки осуществляется следующим образом. Головной участок трубопровода после насосов длиной несколько сотен метров выполняется в виде двух ниточной системы. Каждая «нитка» имеет диаметр равный диаметру основной магистрали, и снабжена электроприводными задвижками с обеих сторон. В начальный момент времени обе «нитки» при закрытых выходных задвижках заполняются неньютоновской нефтью и нагружаются необходимым давлением. После требуемой выдержке давление сбрасывается, и спустя заданное время нефть из одной «нитки» вытесняется порцией необработанной нефти, которая тут же отсекается со стороны выхода. Пока осуществляется барообработка новой порции нефти, в основную магистраль вытесняется барообработанная нефть из второй «нитки» и т.д. Время барообработки в данном случае равно времени вытеснения нефти из параллельной «нитки», а давление не меньше чем начальное давление перекачки. Основным недостатком данного метода является проявление свойства усталости металла трубы, в связи с цикличностью изменения давления в трубопроводе.

Целью работы является определение накопленных повреждений, а, значит, и ресурса трубопровода, используемого для проведения барообработки высоковязких нефтей. При анализе конструкций и их элементов помимо традиционной задачи определения напряженно-деформированного состояния все чаще рассматриваются задачи определения ресурса конструкций. Одним из вопросов, которые необходимо изучить в данном случае является вопрос условий разрушения конструкций. На сегодняшний день в численных методах решения задач механики деформируемого твердого тела развиваются два основных подхода к решению указанной задачи. Первый подход – моделирование развития дефектов (поры, трещины и т.п.) с учетом изменения граничных условий в рассматриваемом элементе конструкции и перестроение сетки при изменении размеров дефекта. Второй подход – оценка степени поврежденности материала в элементах конструкции при условии, что дефекты и их рост в явном виде не рассматриваются. Второй подход не позволяет в явном виде оценить момент разрушения конструкции, но позволяет получить наглядную картину степени поврежденности конструкции на основе используемых моделей накопления повреждений. Указанная картина может применяться при оценке ресурса конструкции. Данный подход соответствует требованиям, предъявляемым к методам исследования процессов разрушения в массовых системах конечно-элементного анализа, используемых при решении инженерных задач. При изучении процессов разрушения выделяют ряд основных явлений, характеризующих особенности протекания указанных процессов. На основе введенного положения механизмы разрушения разделяют на следующие основные типы [3,4,6]: динамическое (импульсное), например: ударное; длительное, например: ползучесть, релаксация; периодическое (циклическое), например: квазистатическое, малоцикловая усталость, многоцикловая усталость. Среди перечисленных выше процессов разрушения одной из наиболее типичных и часто встречающихся причин отказов элементов инженерных конструкций является процесс многоцикловой усталости [5,6]. Поэтому для определения ресурса трубопровода применяемого для проведения барообработки нефти целесообразно использовать основы расчета долговечности при многоцикловой усталости.

В ходе исследования рассматривалась модель трубопровода со следующими характеристиками: внутренний диаметр  $D_{\text{вн}}=720$  мм, толщина стенки  $b=12$ мм. При этом условия нагружения многоцикловыми нагрузками соответствовали технологии проведения барообработки неньютоновской бзачинской нефти на Дюбендинской перевалочной базе (Азербайджан). [1] А именно: нефть нагружали давлением 2,45 МПа в течении 2 мин и выдерживали 1 мин после сброса давления, при этом сброс давления производился до рабочего давления трубопровода (условно примем рабочее давление 2 МПа). Первым этапом являлось построение модели