

В настоящее время ручная дуговая сварка модулированным током не используется в нефтегазовой промышленности для сварки трубопроводов. Необходимо довести оборудование до промышленного образца, в силу того, что это достаточно эффективный способ, позволяющий повысить контроль и качество сварки в различных пространственных положениях.

Литература

1. Валиев Д.А., Князьков А.Ф. Применение модуляции тока при автоматической сварке под флюсом // Сварочное производство. – Томск, № 2 – С.32 – 33.
2. Дудко Д.А., Сидорук В.С., Зацерковный С.А. Технология дуговой сварки с модуляцией параметров режима – Автоматическая сварка. – 1991. – №12.
3. Дудко Д.А., Сидорук В.С., Зацерковный С.А. Зависимость химического состава металла шва от параметров режима ручной дуговой сварки модулированным током // Автоматическая сварка. – 1989. – №2.
4. Ожиганов Е.А. Оценка качества сварки модулированным током конструкционных сталей методом акустической эмиссии в режиме реального времени // Вестник Кузбасского государственного технического университета: Общие и комплексные проблемы естественных и точных наук. – КузГТУ, 2012. – №6. – С.109 – 111.
5. Князьков А.Ф. Ручная дуговая сварка модулированным током электродами с покрытием: доклад на XI междунар. науч.-практ. конф. «Современные техника и технологии СТП 2005», 28.03-01.04.2005, Томск / А.Ф. Князьков, В.Л. Князьков, С.А. Князьков.
6. А.с. 904934 СССР. Способ ручной дуговой сварки модулированным током / А.Ф. Князьков, А.Г. Мазель, Р.И. Дедюх [и др.]. – Оpubл. 15.02.82, Бюл. № 6.
7. А.с. 113618 СССР. Способ электродуговой сварки модулированным током / Р.И. Дедюх, А.Ф. Князьков, Н.А. Азаров, А.Г. Мазель, – Оpubл. 30.12.1984, Бюл. № 48.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА НА РЕКЕ ПАНИНСКИЙ ЕГАН МН «АЛЕКСАНДРОВСКОЕ-АНЖЕРО-СУДЖЕНСК»

М. К. Се

Научный руководитель, профессор П. В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Магистральные и технологические трубопроводы, несмотря на внешнюю конструктивную простоту, принципиально отличаются от других сооружений сложной схемой действующих силовых факторов, следовательно, неопределенностью уровня напряженно – деформированного состояния, масштабностью и т.п.

Повышение надежности трубопроводов становится актуальной проблемой на всех этапах: проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводных систем. Весьма важно установить адекватность поведения сооруженного трубопровода под действием эксплуатационных и внешних воздействий расчетной схеме, принятой в нормах и правилах, т.е. необходимо исследовать конструктивную надежность трубопроводов.

На первый план решения проблемы о надежности выдвигаются задачи расчета на прочность, устойчивость, долговечность. Для их решения необходимы: информация о нагрузках и воздействиях на трубопровод, анализ напряженно – деформированного состояния, что в итоге позволит сделать расчеты надежности и ресурса.

В настоящее время интенсивное развитие получают численные методы, позволяющие значительно расширить класс и постановку решаемых задач за счет более полного учета реальных условий нагружения и свойств используемых материалов. Среди этих методов наибольшее распространение получил метод конечных элементов (МКЭ). К достоинствам МКЭ следует отнести и минимум требований к исходной информации, и оптимальную форму результатов. Учет температурного влияния и работы конструкции не вносит в реализацию метода принципиальных затруднений.

Рассматриваемый подводный переход магистрального нефтепровода «Александровское - Анжеро-Судженск» через р. Панинский Еган двухниточный - основная нитка диаметром 1220 мм и резервная нитка диаметром 1000 мм проложены в одном техническом коридоре. Расстояние между нитками нефтепровода на участке перехода составляет 50 м. Исследуется схема подъема участка трубопровода со следующими параметрами: наружный диаметр 1220 мм, толщина стенки – 15,2 мм, длина – 10 м. Трубопровод изготовлен из трубной стали 17Г1С.

При определении надежности трубопроводов Западной Сибири необходимо проанализировать работоспособность подводных переходов нефтепровода. При этом требуется количественно оценить действие сил на напряженно-деформированное состояние конструкции [1, 2].

Целью данной работы является изучение поведения трубопровода на подводном переходе, а также исследование его напряженно-деформированного состояния и оценка его работоспособности.

Техническое состояние подводного перехода определяется по данным осмотров и обследований путем сопоставления этих данных с проектными и нормативными требованиями.

Основными факторами, определяющими техническое состояние перехода, являются:

- соответствие положения трубопровода проекту;
- величина заглубления подводного газопровода в русле реки;
- достаточность и сохранность балластировки газопровода;
- целостность антикоррозионной изоляции трубопровода;

- фактическая толщина стенки в сопоставлении с минимальной расчетной (проектной);
 - отсутствие или наличие мест утечки газа;
 - деформация (размыв) дна и береговых склонов водной преграды, в том числе состояние крепления берегов на участке перехода;
 - состояние информационных знаков и опорной топографической основы.
- Состояние данного перехода является предельным т.к. наблюдаются следующие признаки неисправности:
- наличие на подводном трубопроводе провисающего участка длиной, превышающей 70% критической длины;
 - наличие вибрации трубопровода под воздействием течения;
 - уменьшение толщины стенки трубопровода в результате многолетней эксплуатации и (или) коррозии более чем на 12 %;
 - значительные повреждения крепления берегов в подводной части с оголением трубопровода.

Для решения данной задачи в программе ANSYS принимается ряд допущений:

- учитываются только постоянные нагрузки,
- погодные условия не учитывают,
- скорость течения реки не учитывается.

После принятия допущений на рассматриваемом подводном переходе действуют следующие силы:

- нагрузка, возникающая от собственного веса трубопровода,
- нагрузка, возникающая от веса изоляции,
- нагрузка, возникающая от веса перекачиваемого продукта,
- нагрузка, вызванная давлением выше лежащего слоя воды,
- архимедова сила [3].

Действие всех сил можно представить как равномерно распределенную нагрузку (рис. 1), что позволяет упростить задачу и провести расчет напряженно-деформированного состояния в программе ANSYS [4].

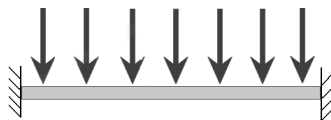


Рис. 1. Равномерно распределенная нагрузка

Изменение геометрии трубопровода при длительной эксплуатации в условиях предельного состояния подводного перехода меняет напряженно-деформированное состояние (НДС), что предопределяет необходимость полного анализа величины НДС с учетом физической и геометрической нелинейности системы «труба-вода».

Для определения в стенке трубы напряжений, превышающих допустимые, и установления диапазона изменения численных характеристик процессов, влияющих на деформацию, проводится расчет напряжений (на прочность), возникающих при предельной эксплуатации трубопровода, с помощью программного продукта ANSYS применительно к эксплуатации трубопроводов подводных переходов. При этом принимаются допущения, соответствующие наиболее простому из возможных вариантов взаимодействия трубы и контактирующего с ней воды: в начале и конце трубопровода отсутствуют перемещения по оси Y .

На рисунках 2 и 3 показан результат расчета действия распределительной нагрузки на участок трубопровода, полученный с помощью программы ANSYS, а на рисунках 4 и 5 показана интерпретация данного результата в графическом виде, выполненная в Microsoft Excel.

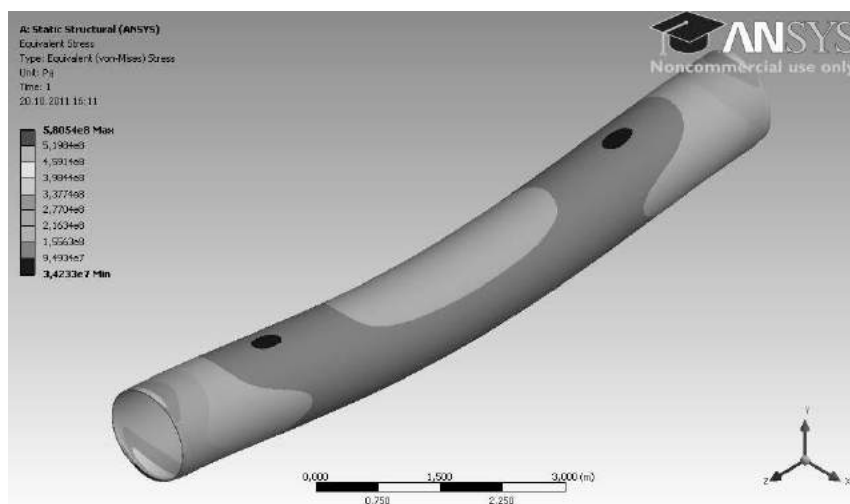


Рис. 2. Напряжения по Мизесу

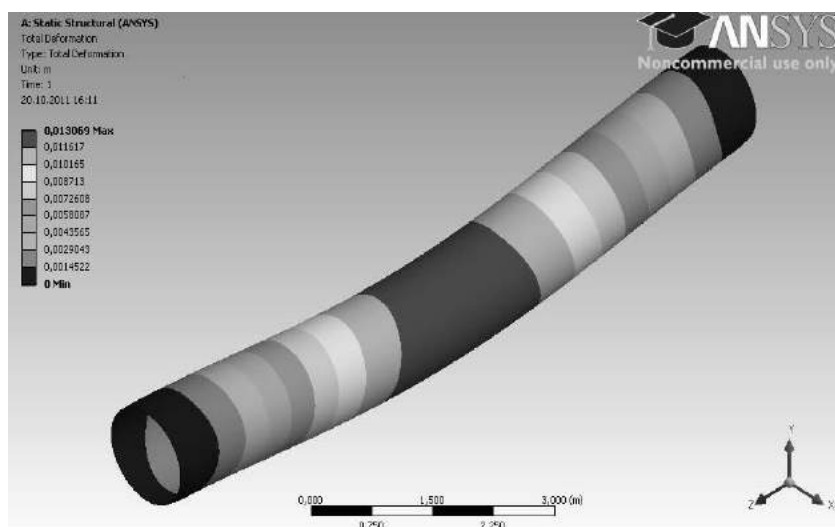


Рис. 3. Деформации по оси Y, возникающая при действии распределенной нагрузки на подводный переход трубопровода

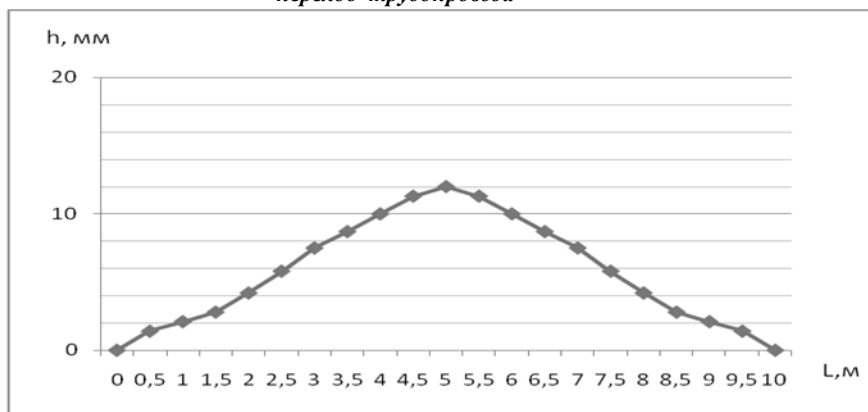


Рис. 4. Распределение деформаций (h) по длине (L) участка трубопровода



Рис. 5. Распределение напряжений (δ) по длине (L) участка трубопровода

Полученные и представленные на рис. 4 и 5 результаты позволяют сделать следующие выводы:

- изменение значений напряжений, возникающих при эксплуатации трубопровода, может достигать величин, близких к пределу текучести стали, что снижает уровень надежности трубопровода;
- суммарные перемещения переменны по длине трубы, и существенно зависят от действия распределенных нагрузок от веса самой трубы и перекачиваемой нефти, а также гидростатического давления и выталкивающей силы воды;

- изменение условий взаимодействия трубы с окружающей средой (вода) усложняют процессы деформации, что вызывает необходимость более детального исследования напряженно-деформированного состояния нефтепровода с учетом различных физико-механических свойств среды.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1 и R_2 следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 :

$R_1 = 247,92$ МПа

$R_2 = 223,6$ МПа

Заключение. В результате сравнения значений напряжений в трубопроводе полученных в ANSYS и СНиП 2.05.06-85* было выявлено, что рассчитанные значения по СНиП больше значений, полученных в ANSYS в 5 раз, следовательно конструкция имеет большой запас прочности.

Литература

1. Бурков, П. В. Оценка напряженно-деформированного состояния верхнего перекрытия механизированной крепи МКЮ.2Ш-17 производства ОАО СХК «Юрмаш завод» / П. В. Бурков, К. В. Елифанцев // Совершенствование технологии строительства шахт и подземных сооружений, апрель 2009. – Донецк 2009. – С. 23-26.
2. Гольдин Э.Р., Левин С.И., Зуев О.С. РД 51-3-96.– (<http://www.tehlit.ru>).
3. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. Ansys для инженеров: Справ. пособие. –М.: Машиностроение 1, 2004.– 512с.
4. Шаммазов А. М., Мугалимов Ф. М., Нефедова Н. Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 237с.

СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА УРЕНГОЙСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (НА ПРИМЕРЕ УКПГ-15)

Д.Г. Сиротин

Научный руководитель доцент В.К. Алиев

Армавирский механико-технологический институт (филиал)

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Добыча газа осуществляется через эксплуатационные скважины, которые группируются в кусты из 2-5 скважин. Регулирование отбора газа по скважинам осуществляется на основе утвержденных «Технологических режимов работы газовых скважин», которые разрабатываются и ежеквартально корректируются геологической службой УГПУ. Сбор природного газа от кустов осуществляется по лучевой схеме с помощью системы кустовых газосборных шлейфов-коллекторов.

При транспортировке газа по шлейфам-коллекторам (от кустов до УКПГ) происходит его охлаждение за счёт теплообмена с окружающей средой (в зимнее время), а также за счёт незначительного дросселирования, связанного с потерями давления на трение.

Так как природный газ находится в условиях полного насыщения влагой (относительная влажность 100 %), то при снижении температуры возможно гидратообразование.

Для предотвращения гидратообразования (особенно в зимнее время) и ликвидации образовавшихся кристаллогидратов (гидратных пробок) предусмотрена централизованная подача в шлейфы-коллекторы ингибитора гидратообразования – метанола.

Природный газ от кустов газовых скважин транспортируется на установку комплексной подготовки газа (УКПГ).

С помощью оборудования в здании переключающей арматуры (ЗПА) возможно отключение куста от УКПГ, переключение куста на факел через перепускной коллектор. Подготовка природного газа к транспорту осуществляется на установке комплексной подготовки газа абсорбционным методом с применением в качестве абсорбента – диэтиленгликоля (ДЭГ), в качестве ингибитора гидратообразования применяется метанол.

Для сбора газа от скважин на УКПГ-15 Уренгойского газоконденсатного месторождения применена коллекторно-кустовая схема, которая позволила значительно снизить затраты на строительство шлейфов и обустройство внутрипромысловых дорог.

УКПГ-15 входит в комплекс действующих установок осушки газа сеноманской залежи Уренгойского газоконденсатного месторождения.

Проектная производительность установки составляет 15 млрд. м³/год.

Подготовка газа к транспорту заключается в отделении из него газового конденсата, пластовой воды с растворённым в ней метанолом и механических примесей с последующей осушкой его диэтиленгликолем. Установка осушки состоит из 6 однотипных технологических ниток, оснащённых многофункциональными аппаратами серии ГП-502-00.000 номинальной производительностью 10 млн. м³ газа в сутки.

Подготовка природного газа к транспорту осуществляется по цепочке: куст → шлейф → ЗПА → УКПГ → ДКС (I очереди) → МПК.

После пуска ДКС (II очередь) будет осуществляться следующая цепочка: куст → шлейф → ЗПА → ЦОГ → ДКС (II очереди) → УКПГ → ДКС (I очереди) → МПК.

Установка комплексной подготовки газа включает в себя: