

Реферат

Выпускная квалификационная работа **101 с., 32 рис., 7 табл., 24** источника.

Объектом исследования является линейный участок магистрального нефтепровода.

В первых разделах проводится краткая характеристика участка, на котором расположен нефтепровод, обзор существующих трубопроводов и возможных дефектов на них.

В последующих разделах приведен классический расчет нефтепровода на прочность.

В исследовательской части для анализа напряженно-деформированного состояния трубопровода использован программный комплекс ANSYS, позволивший смоделировать возможные дефекты и провести детальное исследование с выделением наиболее нагруженных зон, влияющих на прочность.

essay

Final qualifying work 101 p., 32 fig., 7 tab. 24 source.

The object of study is the linear portion of the main oil pipeline.

The first section provides a brief description of the site, which is an oil pipeline, a review of existing pipelines and the possible defects on them.

The following sections provide a classic calculation of the pipeline strength.

The research part of the analysis of the stress-strain state of the pipeline used software package ANSYS, will simulate the possible defects and carry out a detailed study with the release of the most loaded areas affect the strength.

Введение

Магистральные нефтепроводы (МН) включают в себя комплекс различных сооружений — линейную часть, нефтеперекачивающие станции, резервуарные парки. Линейная часть ряда МН имеет протяженность тысячи километров, проходит в различных природно-климатических и гидрогеологических условиях, пересекает множество естественных и искусственных преград.

В наше время период Российская федерация обладает прочную концепцию трубопроводного автотранспорта с целью нефти, газа и товаров их обработки и наиболее длительную в обществе. С иной края, трубопроводные концепции жилищно-общественной сферы почти никак не улучшались в протяжении минувших пятнадцати года, и их промышленное положение сохраняет хотеть наилучшего. С целью критериальных оценок крепости трубопроводных концепций и дальнейшей балла их ресурса, следует, в первую очередь целом, понимать степень рабочих усилий и дистрикций, развивающихся в трубах. Уровень правдивости установления полотна усиленно-деформированного капиталом, в окончательном результате, определяет достоверность и абсолютно всех следующих оценок, таким образом равно как ограничивающие значимости данных трубных статей установлены нормативной документацией. Помимо этого, следует определить эксплуатационную концепцию диагностического освидетельствования главных и научно-технических трубопроводных концепций, позволяющую формулировать в ходе эксплуатации нынешнее положение и предсказывать оставшийся источник, осуществлять промышленные постановления согласно ремонтным работам труб.

В свойстве способа изучения НДС в целом класса трубопроводов в труде обосновано применение числового способа — способа окончательных компонентов (МКЭ), какой приобрел максимальное продвижение в международной практике с целью постановления разных вопросов. Таким образом равно

как исследуемые системы воображаются собою непростые прямолинейные и пластическиетрубопроводные обвязки, а разрешение граничных вопросов крепости потребует задачи непростых краевых обстоятельств: кинематических, нелинейных с трением (в опорах), на физическом уровне нелинейных (подсчет пластичности), динамических восстаний и т.п., в таком случае создание целостного многоцелевого программного ансамбля маловероятноединица целесообразна.

Вследствие того с целью постановления стандартных вопросов согласно изучению НАЛОГ трубопроводов применен комплектANSYS, с поддержкой которого выполняется прогнозирование научно-технических трубопроводов в главных, или оболочнойпостановках проблемы с перспективой задачи абсолютно всех наружных насильственных условий (давления, температуры, веса труб), а кроме того нелинейных краевых обстоятельств (кинематических, нелинейных опор с трением, динамических возбуждений).

С описанного необходимо значимость и актуальность проблемы оценки крепости и ресурса трубопроводных систем нефтегазового направления.

1. Характеристика линейного участка **МН “Александровское-Анжеро-Судженск”.**

Линейный участок МН “Александровское-Анжеро-Судженск” 318-329км расположен в Каргасокском районе Томской области и эксплуатируется ЛЭС “Каргасок” с 1972г.

Большую часть участка МН составляет трубопровода диаметром 1220мм с толщиной стенки $\delta=12\div 19,1\text{мм}$, а с 318 по 329 км диаметр трубопровода равен 1020мм с толщиной стенки $\delta=13,5\div 16\text{мм}$.

Пропускная способность нефтепровода:

Таблица 1.1

Год	Пропускная способность, млн. т/год		Загрузка МН, %				Плотность при 20°С, кг/м3		
	По проекту	Фактическая	кварталы					макс	мин
			1	2	3	4			
2006	55,5	38,5	79	75,5	90.2	90.2	Проектная	839	831
2007	55,5	48,9	70,2	71	74,9	68			
2008	55,5	49,2	77,2	78,3	80	79,2	Фактическая	849,1	820,4

На своем протяжении участок МН “Александровское-Анжеро-Судженск” пересекает различные преграды в виде рек, автомобильных дорог, озер, болот.

Рассматриваемый участок МН находится на 318-329 км, диаметр нефтепровода 1020 мм, выполнен из стали 17Г1С прямошовный(ЧТПЗЧМТУ 1-655-69).

2. Характеристика объекта исследования.

2.1. Типы трубопроводов.

Главной тип труб с целью нефтепроводов - металлические трубы. Значительная несущая способность, значительная стабильность автоматических и научно-технических качеств достигнута вследствие совершенствованию технологические процессы их изготовления и введения в нее различных проверок, а особенно сто процентов неразрушающего контроля особенностей сварных швов и сплава. Данное кроме того разрешило совершить трубы более верными и долговременными. Один с значимых условий металлургического производства, воздействующего в свойство сталей, считается их дезоксидация. Около раскислением сталей подразумевают сокращение сосредоточения разжиженного в их воздуха. Данное добывается посредством введения в воднистую сплав компонентов, вступающих в отклик с кислородом — раскислителей (марганца, кремния, алюминия и др.). В следствии взаимодействия возникают неметаллические включения, какие в процессе научно-технического движения удаляются с начала.

Хорошо раскисленную сталь называют спокойной (СП), в которой содержание кислорода не более 0,003 %.

При выплавке кипящей стали (КП) по ходу плавки вводят лишь марганец, а кремний и другие раскислители не применяют. В результате этого содержание кислорода увеличивается до 0,025 - 0,035 %. Свойства кипящей стали хуже, чем у спокойной, но ее производство обходится дешевле. Обычно кипящую сталь применяют для ненагруженных элементов конструкций.

Кроме этих двух видов, производят полуспокойные стали (ПС), которые

по технологии выплавки и разливки занимают промежуточное положение между спокойной и кипящей сталями.

Хорошо раскисленную сплав именуют тихой (СП), в которой содержание воздуха никак не превышает 0,003%.

При

выплавке бурлящей стали (КП) согласно движению струи включают только перманганит, а силиций и прочие раскислители никак не применяют.

Вследствие данного содержание воздуха увеличивается вплоть до 0,025 - 0,035

%. Качество бурлящей стали хуже, нежели у тихой, однако её изготовление стоит экономичнее. Как правило бурлящую сплав используют с целью ненагруженных компонентов систем.

Кроме данных 2-

ух типов, создают полуспокойные стали (ПС), которые согласно технологические процессы выплавки и разливки захватывают промежуточное состояние между тихой и бурлящей сталью.

Состав слитка

полуспокойной стали схожа с текстурой слитка тихой стали. Содержание в ней кислорода вплоть до 0,012 %.

Химическая структура сталей устанавливает качества и свойства труб, а кроме того технико-финансовую рациональность их использования.

Понимая химическую структуру стали, возможно приблизительно дать

оценку определенных её качеств, к примеру,

свариваемость. Присутствие в данном отталкивается от этого, то

что неметалл в существенной степени усиливает свариваемость согласно сопоставлению с иными компонентами.

Оценку свариваемости выполняют согласно по углеродному эквиваленту C_0 , значение которого должно быть ниже 0,46 %. Роль углеродного эквивалента с

целью определенной начали возможно установить вычисленным посредством согласно формулам: для углеродистых сталей (а также для низколегированных кремнемарганцовых - 17ГС, 17Г1С, 09Г2С и др.)

$$C_0 = C + \frac{Mn}{6}$$

- для низколегированных

$$C_0 = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V + Ti + Nb}{5} + \frac{Cu + Ni}{15} + B$$

где С, Мп, Cr, Мо, V, Ti, Nb, Cu, Ni, В - содержание в %массы в составе металла трубной стали соответственно углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, титана, ниобия, меди, никеля, бора.

Согласно хим формуле начали подразделяют в углеродистые и легированные.

В собственную очередность углеродистая сплав в связи с нахождения углерода разделяется в низкоуглеродистую (с содержанием углерода до 0,25 %), среднеуглеродистую (с содержанием углерода 0,25 - 0,6 %) и высокоуглеродистую (с содержанием углерода 0,6-2%).

Легированной называется сталь, в которой кроме обычных примесей содержатся специальные, вводимые в определенных сочетаниях, легирующие элементы (хром, никель, молибден, вольфрам, ванадий, алюминий, титан и др.), а также марганец и кремний в количествах, превышающих обычное их содержание (1 % и выше). Легированная сталь в зависимости от содержания легирующих элементов делится на низколегированную (с содержанием легирующих элементов не более 2,5 %) и высоколегированную (с содержанием легирующих элементов свыше 10 %).

Согласно собственному каприз сплав способен поставляться горячекатаной, выразительной, термически подвергнутой обработке и нагартованной.

В частности, углеродистая сплав с целью строй конструкций и элементов автомобилей разделяется в ряд типов:

- сплав углеродистая обычного особенности (категории А, Б и В в горячекатаном пребывании);
- сплав углеродистая высококачественная конструкционная (в горячекатаном и выразительном пребывании);
- сплав углеродистая обычного особенности термически упрочненная.

Присутствие маркировке углеродистой стали обычного качества указывается категория, маркирование (Ст), относительный госномер (с 0 вплоть до 6), уровень раскисления и группа согласно гарантируемым данным. К примеру, сплав категории А обозначается Ст3кп3, категории Б — БСт5сп2, категории В — ВСт6псб. Повышение относительного в обозначении

марки начали показывает в увеличение крепости и снижение пластичности.

Присутствие увеличенном содержании марганца в марке стали включится альфа Г. К примеру, ВСт5Гпс4.

Стали категории А как правило используют с целью несварных нагруженных элементов автомобилей и систем; категории Б - с целью термически возделываемых, выразительных, сварных и иных неотвечественных элементов автомобилей и систем; категории В — с целью сварных отвечающих строй систем. Сплав углеродистую высококачественную конструкционную поставляют в варианте листового и полосового проката с горячекатаной и выразительной начали последующих марок: спокойная — 08, 10, 15, 20, 25, 35, 40, 45, 50, 55, 58, 60, 65, 70, 75, 80, 85, 60Г, 70Г (в марке индекс “СИ” не ставят); кипящая и полуспокойная — 05кп, 08кп, 10пс, 10кп, 11кп, 15кп, 15пс, 18кп, 20кп, 20пс.

Двузначная число в марке стали означает среднее содержание

углерода в сотых частях процента. Принимая во внимание, то что с ростом нахождения углерода надежность начали повышается, сплав с

наиболее значительным номером используется с целью наиболее отвечающих элементов. К примеру, сплав марок 05кп, 08кп, 10кп используют с целью изготовления листов, лент, проволоки и неответственных систем, а сплав марок 10, 15, 20 и 25 - для бесшовных горячекатаных труб диаметром до 500 мм, а также муфт, поршней насосов и др. Из стали марок 30, 35 изготавливают стропы, вертлюги, крюки, талевые блоки и др., а из стали марок 40 и 45 — муфты, валы насосов, шестерни и т.д.

Сплав углеродистая термически упрочненная литая с углеродистой стали обычной особенности посредством закалки (до 930-950 °С) и отпуска. В этом случае в марке стали добавляется буква Т. Например, БСтЗТсп2.

С целью производства и ремонтных работ резервуаров, газгольдеров, газонефтепроводов используется низколегированная конструкционная сталь. Возлюбленная владеет рядом положительных свойств: ее предел текучести выше на 50 % и более, меньше чувствительность к старению, меньше склонность к хладноломкости, хорошо сваривается, коррозионная стойкость выше в 1,5 раза, чем, например, у стали ВСтЗ.

Марки легированных сталей различаются огромным разнообразием: марганцовистая, кремнемарганцовистая, хромкремнемарганцовистая и т.д. Любая марка стали классифицируется литерами, надлежащими конкретным составом согласно систематизации металлургического изготовления. Относительно все без исключения компоненты согласно требуемому содержанию их в стали возможно разбить в ряд групп: первая Г — марганец, Х — хром, Н — никель и С — кремний. Цифры в марке стали после этих букв обозначают процент содержания данного элемента в стали. При отсутствии цифр содержание элемента менее 1 %. Например, 09Г2, 14ХГС и т.д.;

вторая Т - титан. Ц — цирконий, Ф — ванадий. И — фосфор, Ю — алюминий, Ч - редкоземельные металлы, Д - медь, М - молибден. Содержание меди и молибдена в стали обычно до 0,6 %, остальных элементов этой группы — до 0,2 %, т.е. в десятых долях процента;

третья Л — азот (до 0,015 %), Б — ниобий (до 0,05 %), т.е. содержание их в стали в сотых долях процента;

четвертая Р — бор, (до 0,006 %), т.е. содержание его в стали в тысячных долях процента.

Числа перед загрязняемой начали отмечают доля содержания углерода в сотых частях. Например, сталь марки 09Г2С содержит 0,09 % углерода, 2 % марганца и около 1 % кремния.

Низколегированный сплав большой крепости возможно получить посредством нормализации либо формации значительным отпуском либо микролегирования, т.е. внедрением карбидообразующих компонентов (ванадия, ниобия и др.) весьма небольших долей.

Согласно методу производства трубы разделяются в цельнотянутые горячекатаные и сварные с анфиладным непосредственным шов (прямошовные), геликоидальным шов (спиральношовные), многослойные и др.

В связи с направлениями и гарантируемыми характеристиками металлические трубы поставляют согласно группам А, Б, В, Г и Д. В соответствии с этим любая категория обладает собственными конкретными гарантируемыми свойствами: Ф - машинные качества; Б — химическая структура; В — машинные качества и химическая структура; Г — химическая структура, надзор механических качеств в термически подвергнутых обработке эталонах; Д — только лишь надежность при тестировании гидромеханическим нажимом. В соответствии с этим любая группа обладает собственными конкретными гарантируемыми свойствами

тва

(табл. 2.1).

Для строительства магистральных трубопроводов должны применяться трубы стальные бесшовные, электросварные прямошовные, спиральношовные и других специальных конструкций, изготовленные из спокойных и полуспокойных углеродистых сталей диаметром до 500 мм

включительно, из спокойных и полуспокойных низколегированных сталей диаметром до 1020 мм и низколегированных сталей в термически или термомеханически упрочненном состоянии для труб диаметром до 1420 мм

Трубы бесшовные следует применять по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78 и ГОСТ 8733-74, ГОСТ 8734-75 - группы В и при соответствующем технико-экономическом обосновании по ГОСТ 9567-75, трубы стальные электросварные - в соответствии с ГОСТ 20295-74 для труб диаметром до 800 мм включительно и техническими условиями, утвержденными в установленном порядке — для труб диаметром свыше 800 мм с выполнением при заказе и приемке труб требований, изложенных в СНиП 2.05.06-85*.

Таблица 2.1.

Группа	Гарантированные характеристики		
	Механические свойства	Химический состав	Прочность при гидравлических испытаниях
А	+	-	+
Б	-	+	+
В	+	+	+
Г	Контроль за механическими свойствами на термически обработанных образцах	+	+
Д	-	-	

			+
--	--	--	---

Процедура производства цельнотянутых горячекатаных труб содержит 2 периода: производство болванки трубы в варианты простроченной гильзы (стакана); дальнейшее развитие трубы вплоть до установленной фигуры и объемов теплопрокаткой. Сварные прямошовные трубы диаметром 530 - 1420 мм изготавливают из листовой заготовки холодным формованием на прессах (прессованием) или вальцеванием (гибкой). Трубы диаметр 1020 миллиметров и ранее сосредотачивают с 2-ух полуцилиндрических болванок.

В данном случае подобные болванки формуют в этих ведь гидромеханических прессах, то

что и трубчатые заготовки. Изменяют только отформовывающий механизм.

Подготовительные процедуры листов

остаются прошлыми. Спиральношовные трубы изготавливают из стальной рулонной ленты путем сворачивания ее по спирали в непрерывную трубу.

Спиральношовные трубы небольших (вплоть до 530 миллиметров) и посредственных (530-820 миллиметров) диаметр формуют с

двухсторонним сварным шов в особом трубном стане, охватывающем в себе черту подготовки полосы и формовочно-сварное механизм,

в коем смонтированы одновременно формирующая автомобиль и сварные головки.

Спиральношовные трубы экономичнее прямошовных, таким образом равно как железная картина в 20-35

% экономичнее широколистовой начали. Присутствие в данном добивается экономность сплава (приблизительно в 10 %) из-за результат уменьшения его

расхода в отрезку уже

после прокатки, снижения допусков согласно толщине

и остатков присутствие отрезке точек труб. Из-

за результат геликоидального шва трубка делается бо-лее строгой, правильн
ее хранит трубчатую конфигурацию присутствие перевозке.

Наличие эксплуатации трубопровода с спиральношовных

трубосновные действия располагаются приблизительно углом кориентирова

нности прокатки ленты, в таком случае то

что повышает функциональность сплава. Превосходством спиральношовных

труб кроме того считается в таком случае, то

что в ходе их производства железо труб почти никак

неменяет собственных изящных и тягучих качеств,

а непосредственно процедура изготовления труб просто поддается

механизации и автоматизации. Помимо этого, железо спиральношовных

труб функционирует в наиболее подходящих обстоятельствах, нежели желез

о пря-мошовных труб, таким образом равно как волокна его

катаной текстуры на-правлены около домиком навивки к долевой оси

трубы. Минусом спиральношовных

труб полагают значительную длина сварных шов согласно сопоставлению с

прямошовными труба-ми, спиральношовные трубы невозможно сгибать,

они слабо воспроизводят территорию.

Несущая умение сплава труб уменьшается соответственно смягчению толщи

ны стены разными недостатками металлургического, научно-

технического и строй нрава, увеличивающими тенденция бросала к непрочн
ому разламыванию.

Из-из-за постройки и эксплуатации главных трубопроводов

в разных погодных обстоятельствах трубы совершают вразличном выполнен

ии. В обыкновенном выполнении выделяют трубы с

целью трубопроводов, прокладываемых

в типичную поясу и полудённых регионах Российской федерации, с

целью каковых жар эксплуатации берется с 0°C и ранее и жар постройки - 40° и ранее. В полном выполнении выделяют трубы, с целью каковых жар эксплуатации берется с -20 вплоть до -40°C , а жар постройки - 60°C и ранее. За жар эксплуатации получают наименьшую жар стены труб присутствие эксплуатации около работникам нажимом; из-за жар постройки — жар стены труб либо атмосферы (с целью более прохладной пятидневки) присутствие строительно-сборных трудах либо приостановке нефтепровода, характеризуемую в согласовании с СНиП согласно строй климатологии и геофизике.

2.3. Оценка прочности и устойчивости нефтепровода.

Общие данные:

Рабочее давление: $P = 4,8 \text{ МПа}$;

Труба прямошовная $D_H = 1020 \text{ мм}$, марка стали 17Г1С;

Номинальная толщина стенки δ_H , мм: 16;

$\sigma_{вр} = 510 \text{ МПа}$, $\sigma_T = 360 \text{ МПа}$;

Модуль упругости стали: $E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$;

Плотность стали $P_{cm} = 7850 \text{ кг/м}^3$;

Продукт перекачки: нефть;

Коэффициент линейного расширения металла трубы: $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$;

Коэффициент поперечной деформации в стадии упругой работы металла (коэффициент Пуассона): $\mu = 0,3$

Подземный участок трубопровода:

Категория участка – I;

Грунт (глина): $\gamma_{гр} = 16,8 \text{ кН/м}^3$;

Высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта $h = 0,8 \text{ м}$.

Надземный переход подземного трубопровода и надземный трубопровод со слабоизогнутыми компенсационными участками:

Длина перехода: $l = 167 \text{ м}$ – ширина перекрываемого естественного препятствия;

Высота перехода: $H_{тр} = 14,0 \text{ м}$ – высота перехода над поверхностью земли;

Температурный перепад: $\Delta t = \pm 48^\circ\text{C}$;

Нормативное значение веса снегового покрова для района (IV) строительства: $P_{CH}^H = 2000 \text{ Н/м}^2$;

Толщина слоя гололеда в зависимости от района (III) строительства:

$b = 10 \text{ мм}$;

Нормативное значение ветрового давления для района (VI) строительства:

$$W_0 = 730 \text{ Н/м}^2$$

Подземный участок трубопровода на заболоченной местности:

Длина участка на обводненном участке: $L_1 = 120 \text{ м}$.

Длина участка на заболоченном участке: $L_1 = 135 \text{ м}$.

Толщина изоляционной ленты Полилен МВ = 0.63 мм; толщина обертки Полилен О = 0.65 мм. Изоляция двухслойная.

$$\text{Удельный вес воды } \gamma_{\text{в}} = 10500 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}.$$

2.3.1. Определение толщины стенки нефтепровода.

Определяем расчетную толщину стенки трубопровода по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 4,8 \cdot 1,02}{2 \cdot (260 + 1,1 \cdot 4,8)} = 0,01 \text{ м},$$

где $n=1,1$ - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе [1. табл. 13];

$P=4,8 \text{ МПа}$ - рабочее давление в трубопроводе;

$D_H=1,02 \text{ м}$ — наружный диаметр трубы;

R_1 — расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1'' \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} = \frac{510 \cdot 0,75}{1,47 \cdot 1} = 260 \text{ МПа},$$

где $m_0=0,75$ - коэффициент условий работы трубопровода [1, табл. 1];

$k_1 = 1,47$ - коэффициент надежности по материалу [1, табл. П1.1];

$k_n = 1$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимается в зависимости от категории трубопровода [1. табл. 11];

$R_1^H = 510 \text{ МПа}$ - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр}$, МПа;

Принимаем $\delta = 10 \text{ мм}$.

Определяем наличие действующих продольных осевых напряжений.

Продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n},$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ град}$ - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ - модуль упругости Юнга;

$\mu = 0,3$ - коэффициент Пуассона;

Δt - расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 260}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11}} = 31,6^\circ;$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 260}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11}} = 73,7^\circ.$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 73,7 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4,8 \cdot 0,988}{2 \cdot 0,01} = -133 \text{ МПа} .$$

Т.к. σ_{npN} имеет отрицательное значение, то присутствуют сжимающие напряжения.

Находим коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{133}{260} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{133}{260} = 0,64$$

Пересчитываем толщину стенки с учетом коэффициента двухосного напряженного состояния:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 4,8 \cdot 1,02}{2 \cdot (260 \cdot 0,64 + 1,1 \cdot 5,2)} = 0,016 \text{ мм},$$

Принимаем толщину стенки до $\delta = 16 \text{ мм}$.

2.3.2. Проверка на прочность в продольном направлении.

Проверку на прочность следует производить из условия:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1,$$

где $\sigma_{npN} = -161 \text{ МПа}$ - продольное осевое напряжение;

$\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{1,1 \cdot 4,8 \cdot 1,02}{2 \cdot 0,016} = 163 \text{ МПа};$$

ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб. Т.к. $\sigma_{прN} < 0$, ψ_2 определяется по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{163}{260} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{163}{260} = 0,53$$

Вычисляем комплекс:

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,53 \cdot 260 = 137 \text{ МПа} .$$

$$133 \text{ МПа} < 137 \text{ МПа} .$$

Прочность трубопровода в продольном направлении обеспечена.

2.3.3. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H ; \quad \sigma_{кц}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H ;$$

где $\sigma_{пр}^H$ - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб. Т.к. продольные напряжения $\sigma_{пр}^H < 0$, то:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{148}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{148}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360} = 0,66$$

$R_2^H = 360$ МПа- нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести $\sigma_{тек,}$;

$\sigma_{кц}^H$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа,определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{4,8 \cdot 0,988}{2 \cdot 0,016} = 148 \text{ МПа}$$

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{пр}^H$ определяются по формуле:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho};$$

$$\sigma_{пр}^H = 0,3 \cdot 148 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 73,7 \pm \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 1,02}{2 \cdot 1800} = -196 \text{ МПа}$$

где $\rho = 1800$ м - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{пр}^H$, МПа.

Вычисляем комплекс

$$\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 0,65 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360 = 197 \text{ МПа};$$

$$\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = \frac{0,75}{0,9 \cdot 1} \cdot 360 = 300 \text{ МПа}.$$

$$|-196| \text{ МПа} < 197 \text{ МПа}; 148 \text{ МПа} < 300 \text{ МПа}.$$

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются.

2.3.4. Проверка общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия:

$$S \leq m_0 \cdot N_{кр};$$

где S - эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, МН;

$N_{кр}$ — продольное критическое усилие, Н, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S определяется по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F = [(0,5 - 0,3) \cdot 163 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 40] \cdot 0,05 = 6,6 \text{ МН};$$

где $\Delta T = t_3 - t_{зам} = 15 - (-25) = 40^\circ$;

F - площадь поперечного сечения трубы, м^2 :

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} (1,02^2 - 0,988^2) = 0,05 \text{ м}^2;$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по формуле:

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3};$$

где P_0 - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

J - осевой момент инерции металла трубы, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (1,02^4 - 0,988^4) = 0,006 \text{ м}^4;$$

$q_{верт}$ - сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины:

$$q_{верт} = n_{зп} \cdot \gamma_{зп} \cdot D_n \cdot \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{мп} = 25890 \text{ Н / м}.$$

Величина P_0 определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_n \cdot (C_{зп} + P_{зп} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{зп}) = 3,14 \cdot 1,02 \cdot (25000 + 17145 \cdot \operatorname{tg} 16^\circ) = 95815 \text{ Н / м};$$

где $C_{зп} = 25000 \text{ Па}$ - коэффициент сцепления глины [24, табл.4.3];

$P_{зп}$ - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с глиной;

$\varphi_{зп} = 16^\circ$ - угол внутреннего трения глины. [24, табл.4.3]

Величина $P_{зп}$ вычисляется по формуле:

$$P_{зп} = \frac{2 \cdot n_{зп} \cdot \gamma_{зп} \cdot D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{зп}}{2} \right) \right] + q_{мп}}{\pi \cdot D_n};$$

$$P_{зп} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 16800 \cdot 1,02 \left[\left(0,8 + \frac{1,02}{8} \right) + \left(0,8 + \frac{1,02}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{16^\circ}{2} \right) \right] + 10680,4}{3,14 \cdot 1,02} = 17145 \text{ Н / м};$$

где $n_{зп} = 0,8$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса глины;

$\gamma_{зп} = 16,8 \text{ кН/м}^3$ - удельный вес глины;

$h_0 = 0,8 \text{ м}$ - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

$q_{тр}$ — расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{mp} = q_m + q_u + q_{np} = 3764 + 376,4 + 6543 = 10680,4 \text{ Н / м}$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} (1,02^2 - 0,988^2) = 3764 \text{ Н/м};$$

где $n_{св} = 0,95$ - коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$ - удельный вес стали, из которой изготовлены трубы.

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_u = 0,1 \cdot q_m = 0,1 \cdot 3764 = 376,4 \text{ Н / м}.$$

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{np} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 870 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,988^2}{4} = 6543 \text{ Н/м}.$$

Определяем продольное критическое усилие:

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{95815^4 \cdot 0,05^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,006^3 \cdot 82150^2} = 26 \text{ МН}.$$

Вычисляем комплекс:

$$m_0 \cdot N_{кр} = 0,75 \cdot 26 = 19 \text{ МН};$$

$$6,6 < 19 \text{ МН}.$$

Общая устойчивость трубопровода в продольном направлении в случае пластической связи трубопровода с грунтом обеспечена.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J} = 2 \cdot \sqrt{5 \cdot 10^6 \cdot 1,02 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,006} = 163 \text{ МН};$$

где $k_0=5$, МН/м³ - коэффициент нормального сопротивления глины.

Вычисляем комплекс:

$$m_0 \cdot N_{кр}^2 = 0,75 \cdot 163 = 122 \text{ МН};$$

$$6,6 < 122 \text{ МН}.$$

Условие устойчивости прямолинейных участков нефтепродуктопровода обеспечено.

Проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, выполненных с упругим изгибом:

$$\theta_\beta = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{870 \cdot \sqrt[3]{\frac{25890}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,006}}} = 0,04;$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{верт} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{82150 \cdot 0,05}{25890 \cdot 0,006}}}{\sqrt[3]{\frac{25890}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,006}}} = 185.$$

По номограмме определяем коэффициент - $\beta_N = 18$ [24, рис.4.2].

Для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие:

$$N_{кр}^3 = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J} = 22 \cdot \sqrt[3]{25890^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,006} = 17 \text{ МН}.$$

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho = 0,375 \cdot 25890 \cdot 870 = 8,4 \text{ МН}.$$

Вычисляем комплекс:

$$m_0 \cdot N_{кр}^3 = 0,75 \cdot 19 = 13 МН; m_0 \cdot N_{кр}^4 = 0,75 \cdot 7,5 = 6,3 МН,$$

$$6,6 МН > 6,3 МН.$$

Условие устойчивости для криволинейных участков не выполняется.

Увеличим устойчивость криволинейных участков, увеличив радиус изгиба трубопровода до 1800м.

2.3.5. Расчет перехода через естественное препятствие.

Расчет балочных переходов без компенсации продольных деформаций.

Длина перекрываемого пролета

$$l = \sqrt{\frac{12 \cdot W \cdot (R_2 - \sigma_{np.p})}{q_{mp}}} = \sqrt{\frac{12 \cdot 0,013 \cdot (360 - 84)}{0,003018}} = 60,3 м$$

где $\sigma_{np.p}$ - расчетные продольные напряжения от действия внутреннего давления, определяемые для заземленного трубопровода:

$$\sigma_{np.p} = \frac{n \cdot P \cdot D_{BH}}{4 \cdot \delta} = \frac{1,1 \cdot 4,8 \cdot 1,02}{4 \cdot 0,016} = 84 МПа$$

W- момент сопротивления поперечного сечения трубы:

$$W = \pi \cdot R_{cp}^2 \delta = 3,14 \cdot 0,51^2 \cdot 0,016 = 0,013 м^3$$

q_{mp} - полная расчетная нагрузка:

$$q_{mp} = q_m + q_u + q_{np} + q_{снег} + q_{лед}$$

$q_m = 3764 Н / м$ – нагрузка от собственного веса трубы;

$q_{из} = 376,4 \text{ Н / м}$ – нагрузка от веса изоляции;

$q_{пр} = 6543 \text{ Н / м}$ – нагрузка от веса продукта;

$q_{снег}$ – снеговая нагрузка на трубопровод:

$$q_{снег} = n_c \cdot P_{сн}^H \cdot C_c \cdot B_z = 1,4 \cdot 2000 \cdot 0,4 \cdot 0,786 = 880 \text{ Н / м}$$

$n_c = 1,4$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса снегового покрова, принимаемое по СНиП 2.01.07-85*;

$C_c = 0,4$ – коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности земли к весу снегового покрова на единицу площади на уровне прокладки одиночного трубопровода;

$B_z = 0,77 \cdot D_{ни} = 0,77 \cdot 1,021 = 0,786 \text{ м}$ – ширина горизонтальной поверхности надземного трубопровода;

$D_{ни} = 1021 \text{ мм}$ - наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия;

$q_{лед}$ – гололедная нагрузка на трубопровод;

$$q_{снег} = 1,7 \cdot 10^4 \cdot n_{лед} \cdot b \cdot k \cdot D_{ни} = 1,7 \cdot 10^4 \cdot 1,3 \cdot 1,021 \cdot 0,01 \cdot 1,2 = 270 \text{ Н / м}$$

$n_{лед} = 1,3$ - коэффициент надежности по гололедной нагрузке;

$b = 10 \text{ мм}$ – толщина стенки гололеда;

$k = 1,2$ – коэффициент, учитывающий изменение толщины стенки гололеда в зависимости от высоты трубопровода от поверхности земли.

$$q_{тр(зимой)} = 3764 + 376,4 + 6534 + 880 + 270 = 11824,4 \text{ Н / м}.$$

$$q_{тр(летом)} = 3764 + 376,4 + 6534 = 10674,4 \text{ Н / м}$$

Соответствующая стрела прогиба, вызванная расчетной нагрузкой $q_{тр(зимой)}$:

$$f_q = \frac{q_{тр} \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot J} = \frac{0,011824 \cdot 60,3^4}{384 \cdot 206000 \cdot 0,006} = 0,329 \text{ м}$$

Продольное усилие, действующее в трубопроводе при нагревании:

$$N = 0,3 \cdot \sigma_{ки} \cdot F - \alpha \cdot E \cdot F \cdot \Delta t = 0,3 \cdot 163 \cdot 0,05 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 0,05 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 48 = -4,7 \text{ МН}$$

Критическая (Эйлера) сила:

$$N_{кр} = - \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{(\eta \cdot l)^2} = - \frac{3,14^2 \cdot 206000 \cdot 0,06}{(0,6 \cdot 60,3)^2} = -93 \text{ МН}$$

Коэффициент:

$$\xi = \frac{N}{N_{кр}} = \frac{-4,7}{-93} = 0,05.$$

Фактическая стрела прогиба:

$$f_{факт} = \frac{f_q}{(1 - \xi)} = \frac{0,329}{0,95} = 0,346 \text{ м}.$$

Изгибающий момент в наиболее напряженном опорном сечении от действия расчетной нагрузки $q_{тр}$:

$$M_1 = \frac{q_{тр} \cdot l^2}{12} = - \frac{0,011824 \cdot 60,3^2}{12} = -3,5 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Изгибающий момент от действия продольной силы:

$$M_2 = N \cdot f_{факт} = -4,7 \cdot 0,346 = -1,6 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Суммарный изгибающий момент:

$$M = M_1 + M_2 = -3,5 - 1,6 = -5,1 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Продольные напряжения:

$$\sigma_{np} = \frac{N}{F} + \frac{M}{W} = \frac{-4,7}{0,05} + \frac{-5,1}{0,013} = -486 \text{ МПа}$$

Проверка прочности трубопровода в продольном направлении:

$$|\sigma_{np}| \leq \psi_4 R_2$$

ψ_4 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние трубопровода:

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_2} = 0,7$$

486 МПа > 252 МПа - условие не выполняется.

Устанавливаем три опоры, разделив переход на четыре равных пролета
 $167/4=41,8\text{м}$.

Соответствующая стрела прогиба, вызванная расчетной нагрузкой
 $q_{тр(зимой)}$:

$$f_q = \frac{q_{тр} \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot J} = \frac{0,011824 \cdot 41,8^4}{384 \cdot 206000 \cdot 0,006} = 0,076 \text{ м}$$

Продольное усилие, действующее в трубопроводе при нагревании:

$$N = 0,3 \cdot \sigma_{кц} \cdot F - \alpha \cdot E \cdot F \cdot \Delta t = 0,3 \cdot 163 \cdot 0,05 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 0,05 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 48 = -4,7 \text{ МН}$$

Критическая (Эйлера) сила:

$$N_{кр} = - \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{(\eta \cdot l)^2} = - \frac{3,14^2 \cdot 206000 \cdot 0,06}{(0,6 \cdot 41,8)^2} = -193 \text{ МН}$$

Коэффициент:

$$\xi = \frac{N}{N_{кр}} = \frac{-4,7}{-193} = 0,03.$$

Фактическая стрела прогиба:

$$f_{\text{факт}} = \frac{f_q}{(1-\xi)} = \frac{0,076}{0,97} = 0,078 \text{ м}.$$

Изгибающий момент в наиболее напряженном опорном сечении от действия расчетной нагрузки $q_{\text{пр}}$:

$$M_1 = \frac{q_{\text{пр}} \cdot l^2}{12} = -\frac{0,011824 \cdot 41,8^2}{12} = -1,7 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Изгибающий момент от действия продольной силы:

$$M_2 = N \cdot f_{\text{факт}} = -4,7 \cdot 0,078 = -0,4 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Суммарный изгибающий момент:

$$M = M_1 + M_2 = -1,7 - 0,4 = -2,1 \text{ МН} \cdot \text{м}$$

Продольные напряжения:

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{N}{F} + \frac{M}{W} = \frac{-4,7}{0,05} + \frac{-2,1}{0,013} = -255 \text{ МПа}$$

Проверка прочности трубопровода в продольном направлении:

$$|\sigma_{\text{пр}}| \leq \psi_4 R_2$$

ψ_4 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние трубопровода:

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_2} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_2} = 0,7$$

255 МПа < 252 МПа - условие не выполняется.

Расчет многопролетного балочного перехода с компенсатором

Максимально допустимый пролет между опорами вычисляются из условия прочности по формуле:

$$L_{\max} = \sqrt{\frac{12W[R_2 - \sigma_{\text{пр.р}}]}{q_{\text{TP}}}} = \sqrt{\frac{12 \cdot 0,013 \cdot [360 - 84]}{0,011824}} = 60,3 \text{ м.}$$

$$\sigma_{\text{пр.р}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{BH}}}{4 \cdot \delta} = \frac{1,1 \cdot 4,8 \cdot 1,02}{4 \cdot 0,016} = 84 \text{ МПа}$$

Максимальный изгибающий момент в середине крайних пролетов в момент на крайних опорах равны между собой по абсолютной величине при длине консоли вычисляются по формуле:

$$M = W \cdot [\sigma_{\text{пр.л}}] = 0,013 \cdot 276 = 3,5 \text{ МН} \cdot \text{м}, \text{ где}$$

$$[\sigma_{\text{пр.л}}] = R_2 - \sigma_{\text{пр.р}} = 360 - 84 = 274 \text{ МПа}.$$

Так как длина перехода $l = 167 \text{ м}$, а длина перекрываемого пролета $L_{\text{MAX}} = 60,3 \text{ м}$, то есть

$$l_{\text{II}} = l + 2 \cdot l \cdot 0,408 = 1,816 \cdot l$$

$l_{\text{II}} \succ L_{\text{MAX}}$, то для достижения устойчивости необходимо установить дополнительные опоры которые вычисляются по формуле:

$$n = 4, l = L_{\text{II}} = \frac{l_{\text{II}}}{(n + 0,816)} = \frac{167}{4,816} = 34,7 \text{ м} < 60,3 \text{ м}$$

таким образом получаем 4 пролета, то есть 3 опоры.

Максимальный фактический прогиб в середине пролета

$$f_{\phi} = \frac{2 \cdot q_{\text{тр}} \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot J} = \frac{2 \cdot 0,011824 \cdot 34,7^4}{384 \cdot 206000 \cdot 0,006} = 0,072 \text{ м}$$

Изгибающие моменты $M_{\text{хmax}}$ и $M_{\text{оп}}$:

$$M_{\text{max}} = |M_{\text{оп}}| = \frac{q_{\text{тр}} \cdot l^2}{16} = \frac{0,011824 \cdot 34,7^2}{16} = 0,88 \text{ МН} \cdot \text{м}.$$

Расчет компенсаторов.

Максимально допустимые напряжения

$$[\sigma_{\text{комт.}}] = R_2 - 0,5 \cdot \sigma_{\text{кц}} - |\sigma_{\text{м}}| = 360 - 0,5 \cdot 163 - 0 = 278,5 \text{ МПа}.$$

При продольном перемещении трубопровода за счет его удлинения максимальная величина $\Delta_{\text{к}}$

$$\Delta_{\text{к1}} = \Delta_{\text{р}} + \Delta_{\text{т}} = L \cdot \left(\frac{0,2 \cdot \sigma_{\text{кц}}}{E} + \alpha \cdot \Delta t \right) = 167 \cdot \left(\frac{0,2 \cdot 163}{206000} + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 48 \right) = 0,096 \text{ м}.$$

где L – длина надземного участка трубопровода, обслуживаемая одним компенсатором;

В случае уменьшения длины трубопровода величина $\Delta_{\text{к}}$ будет максимальной при внутреннем давлении $P = 0$

$$\Delta_{\text{к2}} = \Delta_{\text{т}} = L \cdot \alpha \cdot \Delta t = -167 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 48 = -0,096 \text{ м}.$$

$\Delta_{\text{т}}$ – перепад температур при охлаждении трубопровода.

Амплитуда отклонения начальной длины в обе стороны

$$A = \Delta_{\text{к1}} + |\Delta_{\text{к2}}| = 0,096 + 0,096 = 0,192 \text{ м}.$$

Если монтаж производится так, что обеспечивается симметричная работа компенсатора в обе стороны, компенсирующая способность $[\Delta_{\text{к}}]$ должна отвечать условию $[\Delta_{\text{к}}] \geq A/2$, а длина $l_{\text{к}}$:

$$\Delta_{\text{к}} = 0,096 \text{ м}.$$

Если известно суммарное продольное перемещение трубопровода $\Delta_{\text{к}}$, определяют необходимую рабочую длину компенсатора:

$$l_{\kappa} = \sqrt{\frac{3 \cdot E \cdot D_H \cdot \Delta_{\kappa}}{2 \cdot [\sigma_{\kappa O.M.H.}]}} = \sqrt{\frac{3 \cdot 206000 \cdot 1,02 \cdot 0,096}{2 \cdot 278,5}} = 10,4_{\mathcal{M}}.$$

2.3.6. Проверка устойчивости трубопровода против всплытия.

Исходные данные:

Труба $D=1020 \times 16$ мм;

Толщина изоляционной ленты Полилен MB = 0.63 мм; толщина обертки Полилен O = 0.65 мм. Изоляция (обертка) двухслойная.

$$D_{из} = D_n + 2 \cdot \delta_{из} + 2 \cdot \delta_{об} = 1020 + 4 \cdot 1,26 + 4 \cdot 1,3 = 1030,24 \text{ мм}$$

$J = 0,006 \text{ м}^4$ - момент инерции сечения трубы;

$n_\delta = 1.0$ - коэффициент надежности по нагрузке для чугунных пригрузов;

$k_{н.в.} = 1.15$ - коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия для русловых участков.

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$q_B = \gamma_B \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D_{из}^2 = 10500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 1,03^2 = 8744 \text{ Н / м},$$

где $\gamma_B = 10500 \text{ Н/м}^2$ удельный вес воды.

Расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи и определяемая для вогнутых участков по формуле:

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3},$$

где $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ - модуль упругости материала трубы для стали;

$\rho = 1000 \text{ м}$ - радиус упругого изгиба трубопровода;

$\beta = 6^\circ 3' = 0.10559$ - рад. угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости на вогнутом рельефе;

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot 2.1 \cdot 10^{11} \cdot 0,006}{9 \cdot 0.10559^2 \cdot 1000^3} = 401 \text{ Н/м}.$$

Расчетный вес единицы длины трубопровода в воздухе с учетом изоляции при коэффициенте надежности по нагрузке $n_{с.в.} = 0,95$;

$$q_{тр} = (q_m + q_{из}) \cdot n_{с.в.} = (3959 + 188) \cdot 0.95 = 3939 \text{ Н / м},$$

где q_m нагрузка от собственного веса металла трубы;

$$q_m = \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,02^2 - 0,988^2) = 3959 \text{ Н / м}$$

$\gamma_m = 78500 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$ удельный вес металла, из которого изготовлены трубы (

$\gamma_m = 78500 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$ для стали);

$q_{из}$ - нагрузка от собственного веса изоляции;

$$q_{из} = (\delta_{и.п.} \cdot \rho_{и.п.} + \delta_{об} \cdot \rho_{об}) \cdot k_{из} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot n_{с.в.}$$

$$q_{из} = (1.26 \cdot 10^{-3} \cdot 1090 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 1055) \cdot 2.3 \cdot 3.14 \cdot 1,02 \cdot 9.81 \cdot 0.95 = 188 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

$k_{из} = 2.3$ - коэффициент, учитывающий величину нахлёста, при двухслойной изоляции (обертке);

$\delta_{и.п.} = 1.26$ мм - толщина изоляционной ленты, для изоляционной ленты марки «Полилен МВ»;

$\rho_{и.п.} = 1090 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ - плотность изоляционной ленты, для марки «Полилен МВ»;

$\delta_{об} = 1.3$ мм - толщина обертки, для марки «Полилен О»;

$\rho_{об} = 1055 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ - плотность обертки, для марки «Полилен О»;

$g = 9.81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$ - ускорение свободного падения.

Горизонтальная и вертикальная составляющая воздействия внешних нагрузок на единицу длины трубопровода:

$$P_x = C_x \cdot \frac{\gamma_B}{2g} \cdot v^2 \cdot D_{н.и.},$$

$$P_x = 1 \cdot \frac{1.05 \cdot 10^4}{2 \cdot 9.81} \cdot 0.54^2 \cdot 1.03 = 160 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

$$P_y = C_y \cdot \frac{\gamma_B}{2g} \cdot v^2 \cdot D_{н.и.},$$

$$P_y = 0.66 \cdot \frac{1.05 \cdot 10^4}{2 \cdot 9.81} \cdot 0.54^2 \cdot 1.03 = 106 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

$C_x = 1.0$; $C_y = 0.66$ коэффициенты для офутерованных труб;

2.3.7. Определение параметров балластировки

Определение параметров балластировки для обводненного участка.

Применяем чугунные грузы массой груза $m_6 = 1100 \text{ кг}$, $R_1 = 480 \text{ мм}$, $R_2 = 415 \text{ мм}$, $R_3 = 310 \text{ мм}$, $A = 485 \text{ мм}$, $M = 960 \text{ мм}$.

Нормативный вес балластировки на обводненном участке

$$q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}} = \frac{1}{n_{\delta}} \cdot (k_{\text{н.в.}} \cdot q_{\text{в}} + q_{\text{изг}} + P_y + \frac{P_x}{k} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}}),$$

где n_{δ} - коэффициент надежности по нагрузке;

$k_{\text{н.в.}}$ - коэффициент надежности против всплытия;

$q_{\text{в}}$ - расчетная выталкивающая сила воды;

$q_{\text{изг}}$ - расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу;

k - коэффициент трения трубы о грунт при поперечных перемещениях,

$k=0.55$ -для гравелистого грунта.

$q_{\text{доп}}$ - расчетная нагрузка от веса продукта ($q_{\text{доп}} = 296 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$);

$$q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}} = \frac{1}{1} \cdot (1.15 \cdot 8744 + 401 + 106 + \frac{160}{0.55} - 3939 - 6543) = 370 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

2.6.3. Вес балластировки в воздухе

$$q_{\text{бал}}^{\text{н}} = q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}} \cdot \frac{\gamma_{\text{б}}}{\gamma_{\text{б}} - \gamma_{\text{в}} \cdot k_{\text{н.в.}}},$$

$$q_{\text{бал}}^{\text{н}} = 370 \cdot \frac{7.025 \cdot 10^4}{7.025 \cdot 10^4 - 1.05 \cdot 10^4 \cdot 1.15} = 442 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

$\gamma_{\text{б}}$ - удельный вес материала пригрузки, $\gamma_{\text{б}} = 7.025 \cdot 10^4 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$;

$\gamma_{\text{в}}$ - плотность воды.

Расстояние между грузами:

$$l = \frac{m_{\text{б}} \cdot (\gamma_{\text{б}} - \gamma_{\text{в}})}{q_{\text{бал}} \cdot \gamma_{\text{б}}},$$

$$l_1 = \frac{11000 (70250 - 10500)}{442 \cdot 70250} = 21 \text{ м}$$

Количество грузов:

$$n = \frac{L}{l},$$

где L длина участка ($L_1 = 120 \text{ м}$).

$$n_1 = \frac{120}{21} = 5,7$$

Понадобится 6 комплектов.

4. Оценка малоциклового долговечности по критерию зарождения трещины.

Исходные данные:

Диаметр трубопровода $D_n = 1020 \text{ мм}$;

Толщина стенки $\delta = 16 \text{ мм}$;

Рабочее давление в трубопроводе $P = 4,8 \text{ МПа}$;

Длина дефектного участка $L = 0,026 \text{ м}$;

Глубина $t_k = 9 \text{ мм}$;

Первоначальная площадь поперечного сечения
прокорродированного участка:

$$S_0 = L \cdot \delta = 0,026 \cdot 0,016 = 0,00042 \text{ м}^2 .$$

Площадь поперечного сечения прокорродированного участка:

$$S = \frac{2}{3} L \cdot t_k = \frac{2}{3} \cdot 0,026 \cdot 0,009 = 0,00016 \text{ м}^2 ,$$

Поправочный коэффициент Фолиаса:

$$M = \sqrt{1 + \frac{0,8 \cdot L^2}{D \cdot \delta}} = \sqrt{1 + \frac{0,8 \cdot 0,026^2}{1,02 \cdot 0,016}} = 1,01 .$$

Предел текучести:

$$\bar{\sigma}_T = 1,1 \cdot \bar{\sigma}_T^H = 1,1 \cdot 360 = 396 \text{ МПа} ,$$

где $\bar{\sigma}_T^H = 360 \text{ МПа}$ - нормативный предел текучести по спецификации.

Кольцевые напряжения в трубе:

$$\sigma_{\kappa\kappa} = \frac{S_0 - S}{S_0 - S \cdot M} \cdot \bar{\sigma}_T = \frac{0,00042 - 0,00016}{0,00042 - 0,00016 \cdot 1,01} \cdot 396 = 411 \text{ МПа} .$$

Поскольку напряжение $\sigma_{\kappa\zeta}$ не должно превышать напряжение предела

текучести, определяемого при напряжении $\bar{\sigma}_T = 360 \text{ МПа}$:

$$\bar{\sigma}_T = \frac{S_0 - S}{S_0 - S \cdot M} \cdot \bar{\sigma}_T = \frac{0,00042 - 0,00016}{0,00042 - 0,00016 \cdot 1,01} \cdot 360 = 374 \text{ МПа} ,$$

то проведем расчет трубопровода на малоцикловую прочность.

Коэффициент концентрации:

$$\alpha_\sigma = \frac{\alpha_{\sigma 1} + \alpha_{\sigma 2}}{2} ;$$

Коэффициент концентрации напряжений для каверны полуэллиптической формы:

$$\alpha_{\sigma 1} = 1 + \frac{2 \cdot \frac{t_n}{\delta} \left(1,12 - 0,48 \cdot \frac{t_n}{l_n} + 0,19 \left(\frac{2\varphi}{\pi} \right)^2 \cdot \frac{t_n}{l_n} - 2 \cdot \frac{t_n}{\delta} \right)}{1 - \frac{t_n}{\delta} \cdot \left(1 - 0,75 \cdot \frac{t_n}{l_n} \right)} ;$$

$$\alpha_{\sigma 1} = 1 + \frac{2 \cdot \frac{9}{16} \left(1,12 - 0,48 \cdot \frac{9}{26} + 0,19 \left(\frac{2 \cdot \frac{\pi}{12}}{\pi} \right)^2 \cdot \frac{9}{26} - 2 \cdot \frac{9}{16} \right)}{1 - \frac{9}{16} \cdot \left(1 - 0,75 \cdot \frac{9}{26} \right)} = 0,74 .$$

Коэффициент концентрации напряжений для каверны треугольной формы:

$$\alpha_{\sigma 1} = \left(1 + 2 \cdot \frac{t_k}{L} \right) \left(\frac{\delta}{\delta - t_k} \right) ,$$

$$\alpha_{\sigma 1} = \left(1 + 2 \cdot \frac{9}{26} \right) \left(\frac{16}{16 - 9} \right) = 3,86 .$$

$$\alpha_\sigma = \frac{0,74 + 3,86}{2} = 2,3 .$$

$$\varepsilon_1 = \frac{\bar{\sigma}}{E} = \frac{374}{2,06 \cdot 10^5} = 0,002 .$$

$$K_s = \frac{2 \cdot \bar{\sigma}}{\sigma} = \frac{2 \cdot 374}{411} = 1,82 .$$

Упругопластический коэффициент деформации:

$$K_\varepsilon = \frac{\alpha_\sigma^2}{K_s} = \frac{2,3^2}{1,82} = 2,9 .$$

$$\varepsilon_p = \varepsilon_1 \cdot K_\varepsilon = 0,002 \cdot 2,9 = 0,0052 .$$

$$\varepsilon_0 = \varepsilon + \varepsilon_p = 0,0052 + 0,002 = 0,0072 .$$

$$\varepsilon = 2\varepsilon_0 = 2 \cdot 0,0072 = 0,0144 = 1,44\%$$

Число допустимых циклов: $N_u = 2400$.

Срок службы: $i = \frac{N_u}{360} = 6,6$ года.

5. Исследование напряженно-деформированного состояния линейной части магистрального нефтепровода.

5.1. Программы и возможности конечно-элементного анализа.

Исследование систем с применением способа окончательных компонентов (МКЭ) считается в наше время период по сути всемирным эталоном с целью прочностных и иных типов расчетов систем. Базой данного предназначается многофункциональность МКЭ, позволяющая общим методом полагаться разные системы с различными качествами использованных материалов. При постановлении способности эксплуатации исчерпавшегося с порядка трубопровода, а кроме того присутствие исследованию критериев, какие б характеризовали заключение в восстановление, или надзор из-

за ним, или утверждение добавочных событий согласно обеспечиванию рабочей прочности, главное интерес уделяют рассмотрению усиленно-деформированного капиталом с учетом действительно функционирующих нагрузок и исследованию критериев крепости и стабильности, в основе которых сформировываются надлежащие инженерно-промышленные события.

Для рассмотрения данных неоднозначных вопросов следует осуществление исследований, охватывающих натурные замеры усиленно-деформированного капиталом, использование способов механики деформируемого жесткого тела, концепции возможностей и беспорядочных действий, балла прочности трубопроводов равно как автоматических концепций. Присутствие в данном наблюдается взаимосвязанность среди эксплуатации трубопровода, его проектированием и постройкой. На самом деле, натурные изучения нагрузок в ходе эксплуатации предоставляют возможность учено аргументировать в период проектирования подбор объемов, использованных материалов и полезных выводов. Разрешение же этих вопросов дает возможность высокомерничать подходящие научно-технические системы эксплуатации и предсказывать перемена автоматических качеств и единства трубопровода.

Потребность конструкторских контора, учено – экспериментальных учреждений и индустрии в многоцелевых, стремительных, достоверных и подходящих с целью юзера программах, реализующих обширный диапазон расчетов (постоянных, динамических, термических и др.) стала импульсом к исследованию разными фирмами пакетов практических проектов безусловно – элементного рассмотрения. Данное популярные программные продукты питания ANSYS и DesignSpace компании ANSYS Corporation; Cosmos/M Designer, Cosmos/DesignStar, Cosmos/Works компании Structural Research & Analysis Corporation;

DesignWorks компании CADSI;

АПМ

WinMachine Средоточия программного

и академического предоставления АПМ

и

др.

Все

вышеупомянутые проекта разных компаний возможно разбить в 2 главные категории.

1-ая категория – проекта безусловно –

элементного рассмотрения (Cosmos/Works,

DesignSpace,

MSC/InCherck), вделяваемы в степени список в популярные пакеты САПР

и

располагающие важным инструментарием с

целью стремительного расплаты(суперэкспресс-

исследование) компонентов либо монтажных единиц напрямую в сфере

их исследованию. С

цельюкомфорт юзеров присутствие данном реализуются методы механическ

ого разбиения системы в окончательные компоненты,подсознательно осмыс

ленные схемы направления краевых обстоятельств и дополнения нагрузок.

Несмотря в отмеченные плюсы, проекта этой категории обладают небольшо

й комплект способностей с

целью формирования и расплаты модификаций с осложненными качествами

согласно многофункциональным схемам, краевым обстоятельствам,перегруз

кам, геометральным отличительным

чертам и

др.

Построенные

в данных сферах вычисленные модификации никак

не постоянно разрешают установленные проблемы, то

чтовынуждает использовать к наиболее абсолютным програмкам безусловно

–

элементного рассмотрения.

Вторая категория –

данное проекта, направленные в главную очередность в сборки полной безус

ловно –

элементноймодификации с наибольшими способностями прогнозирования,

учета отличительных

черт геометрального, насильственного права и исполнения разных типов рас

четов.

В их существуют требуемые приборы с целью геометрического прогнозирования систем и сформированные ресурсы экспорта/импорта геометрических модификаций с иных САПР – проектов. К этой команде принадлежит осматриваемая концепция прогнозирования безусловно – элементного рассмотрения систем ANSYS. Успех программного провианта ANSYS добьются в основе последующих основных характерных отличительных черт:

- Ansys – только одна безусловно-элементная концепция с подобным абсолютным охватом явлений разной физиологической природы: надежность, термодинамика, гидрогазодинамика и электромагнетизм с перспективой постановки сопряженных вопросов, соединяющих все без исключения приведенные разновидности;

- Широкая объединение и двусторонний обмен сведениями с абсолютно всеми CAD / CAE / CAM – концепциями;

- Открытость (в таком случае имеется модифицируемость и взаимодополняемость);

- Среди большого количества безусловно-элементных программных ансамблей Ansys 1-ый и исключительный, созданный и сертифицированный в соответствии с международными образцами ISO 9000 и ISO 9001;

- Самый большой коэффициент «эффективность/стоимость»;

-

Ansys дает неповторимую согласно неограниченности и наиболее широкую согласно содержанию нынешнюю концепцию help в базе гипертекстового взгляда, доступ к каковой осуществляется в диалоговом порядке online.

Все прибывающие средства призывают учета установленного и врученного материала, с технологического капиталом устройств находится в зависимости достоверность замерной процедуры. Устойчивость рабочих данных оснащения непосредственно находится в зависимости с единства системы и сбережения

присоединительных объемов, по этой причине таким образом немаловажно понимать о усиленно-деформированном пребывании, равно как целой замерной направления, таким образом и любого устройства. Все без исключения данное вынуждает стремительно применять в нефтегазовой сферы технологические процессы числового прогнозирования.

Использование числового прогнозирования в газовой сферы представляет важнейшую значимость в постановлении трудности расплаты НАЛОГ (усиленно-деформированного капиталом) присутствие различных отягощениях, а кроме того согласования с индустриальными эталонами. Программный совокупность ANSYS применяется большими предназначенными организациями, занятыми проектированием предметов и построек трубопроводного автотранспорта. Первоначально новейшие исследования и способы их проверки устройств учета основывались в значительных производственных расходах. Отныне требование возросшей конкурентной борьбы призывают модернизации действий изучения, трансформация в новейший степень компьютерного прогнозирования, то что дает возможность в отсутствии специальных расходов денег и периода осуществить исследование непростой системы и осуществить её проверки в обстоятельстве перемен внутренних и наружных условий. Наиболее результативным обширно применяемым нынешним орудием свершения установленной миссии считается применение способа окончательных компонентов. Суть способа состоит в аппроксимации исследуемого туловища определенной модификацией, что предполагает собою комплекс компонентов с окончательным количеством ступеней независимости. Данные компоненты взаимосвязаны только лишь в главных местах, куда либо прикладываются вымышленные мощи, равносильные неглубоким усилиям, расчисленным согласно граням компонентов.

Метод окончательных компонентов дает возможность существенно сократить расходы присутствия исследованию новейших продуктов, таким образом равно как дает возможность значительно уменьшить размеры либо в том числе и целиком отступить с дорогих стендовых проверок. Помимо этого с помощью способа окончательных компонентов в относительно малые сроки дается оценку свойства различных альтернатив конструкций и выбрать наилучшую.

Концепция расчетных процедур программы ANSYS

Процедура типового расчета может быть разделена на три основных этапа:

- построение модели;
- приложение нагрузок (включая и граничные условия) и получение решения;
- просмотр и анализ результатов.

Создание модификации: содержит установление видов окончательных компонентов, их констант, качеств использованного материала и геометрии модификации.

Задание видов компонентов: книгохранилище окончательных компонентов проекта ANSYS включает наиболее 80 видов, любой с каковых устанавливается, из числа остального, пригодность компонента к этой либо другой сфере расчетов

(прочностной, термической, электромагнитный и гальванический тесты, перемещение воды либо сопряженные проблемы), свойственную конфигурацию компонента (прямолинейную, прямую, в варианте бруска и т.д.), а кроме того двумерность (2-D) либо объемность (3-D) компонента равно как геометрического туловища.

Задание констант компонентов: константы компонента - данное качества,

специфичные с целью этого вида компонента, подобные, равно как характеристики поперечного разреза матичного компонента.

Создание геометральной модификации: главной мишенью в стадии исследования геометральной модификации считается формирование соответственной безусловно-

элементной модификации, складывающейся с конструкций и компонентов.

Присутствие формирования безусловно-

элементной модификации применяются 2 способа:

твёрдотельное прогнозирование и прямолинейная генерирование сетки.

В 1-ый случае

описываются геометральные пределы модификации, далее проект забирает в себе генерацию сетки с узлами и компонентами; масштабы и конфигурацию компонентов возможно осуществлять контроль. В 2-ой случае "вручную"

задается состояние любого участка и исполняется объединение компонент ов среди собою.

Задание нагрузок

и приобретение постановления: в данном стадии избирается вид рассмотрения и формирование его настроек,

прикладываются перегрузки, обусловливаются функции с целью подбора шага согласно перегрузке и предпринимается разрешение.

Выбор вида рассмотрения и

его настроек: вид рассмотрения избирается в базе обстоятельств нагружения и взаимодействия концепции, какую подразумевается приобрести.

В проекте ANSYS легкодоступны последующие разновидности расчетов: постоянный (либо фиксированный), динамичный (либо подвижный), правил ьный, модальный, микроспектральный и подсчет стабильности.

Опции рассмотрения предоставляют вероятность более точно определить характеристики коротаемого расплаты. Стандартным считается подбор способа постановления, подсчет либо отклонение с учета воздействия усиленного капиталом системы в её прочность (stressstiffness), а кроме

того настроек использования способа Ньютона-Рафсона. Большая часть данных нагрузок способен являться приложено либо к твердотельной модификации (в основных местах, согласно контурам и плоскостям), либо к безусловно-элементной модификации (в участках и к составляющим).

Просмотр итогов: с

целью просмотра итогов возможно применять 2 постпроцессора проекта ANSYS. Единый постпроцессор применяется с целью рассмотрения итогов 1-го шага постановления и гарантирует, из числа остального, приобретения направлений степени, вид деформированного капиталом, распечатка итогов, оценку грех немерено, соединении вычисленных ситуации, осуществление вычислений в базе приобретенных информации.

Постпроцессор движения нагружения применяется с

целью просмотра итогов в отмеченных местах вычисленной модификации в любом шаге постановления; возможно приобрести план итогов равно как функцию периода

или частоты, листинг результатов, выполнить арифметические и алгебраические вычисления.

Прочностной анализ конструкций:

Прочностной исследование систем считается, согласно-явному, более популярным прибавлением способа окончательных компонентов. Главными незнакомыми, характеризующимися в абсолютно всех видах прочностного рассмотрения систем, считаются передвижения. Другие величины- деструкции, усилия, действия -

рассчитываются согласно данным главным движениями. В программе ANSYS доступны следующие виды прочностного анализа:

- статический анализ - вычисление перемещений, напряжений и т.д. в условиях статического нагружения;

- модальный анализ - определение собственных частот и форм колебаний;
- гармонический анализ - определение отклика конструкции на гармонические составляющие возмущающей нагрузки;
- динамический анализ - определение отклика конструкции на действие произвольной нагрузки как функции времени;
- спектральный анализ - расширение модального анализа для вычисления напряжений и деформаций при действии спектра частот или случайной вибрации;
- анализ устойчивости - расчет критических нагрузок и определение форм потери устойчивости.

Кроме того, имеется возможность проводить специальные виды расчетов в области механики разрушения, прочности композитных материалов и усталостного разрушения.

Согласно имеющимся нормативным бумагам резерв крепости трубопроводов формируется с учетом нагружения трубопровода внутренним нажимом при условии гомогенного распределения усилий согласно периметру и протяженности трубы. В практике эксплуатации

трубопроводных конструкций зафиксированы неоднократные эпизоды уничтожения трубопроводов при давлениих, превышающих допустимые.

Фактором этому, в основной массе ситуаций, является наличие в трубопроводе недостатков геометрии трубопроводов: изломы, стыки, сопряжения труб различных диаметров (изображение 5.1) и местных дефектов сплава в проблематичных районах, к которым, в первую очередь в целом, необходимо причислить области сварных стыков трубопровода.

Трещины, коррозионные повреждения и прочие местные недостатки (изображение 5.2) предполагают собою многомерные предметы, разным способом направленные в разном направлении в разном направлении сварного

шва. Согласно данной обстоятельству применение с целью рассмотрения НДС модификаций прозрачный трещины, пребывающей в обстоятельствах прямого гомогенного усиленного капиталом, никак не постоянно употребительно.

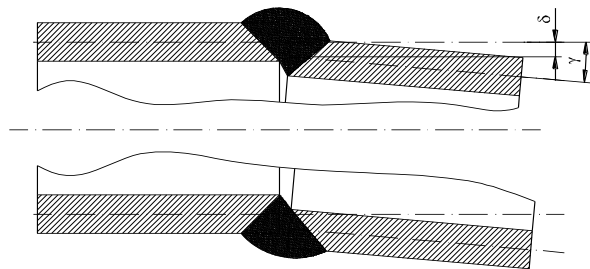


Рисунок 5.1 Параметрическое представление сечения сварного шва для труб, повернутых и смещённых относительно друг друга.



Рисунок 5.2 Разрез реального сварного шва с макро- и микродефектами.

Использование возможностей современной вычислительной техники и алгоритмов численного анализа, прежде всего метода конечных элементов позволяет исследовать проблему более детально с учетом ее специфических особенностей.

При относительно большом диаметре и тонкими по сравнению с ним стенками трубы существует вероятность возникновения погрешностей монтажа (рисунок 5.1), которые рационально охарактеризовать величинами несоосности δ и угловой погрешностью γ . На первом этапе численно анализировалось влияние этих параметров на НДС трубопровода при его нагружения внутренним давлением заданной интенсивности.

Таким образом, для исследования напряженного состояния линейного участка магистрального нефтепровода используем программу Ansys.

5.2. Создание расчетной модели нефтепровода.

Создание модели производим в следующей последовательности:

1. Задаются свойства используемого в расчетах материала (рисунок 5.3.).

В качестве материала используется сталь 17Г1С.

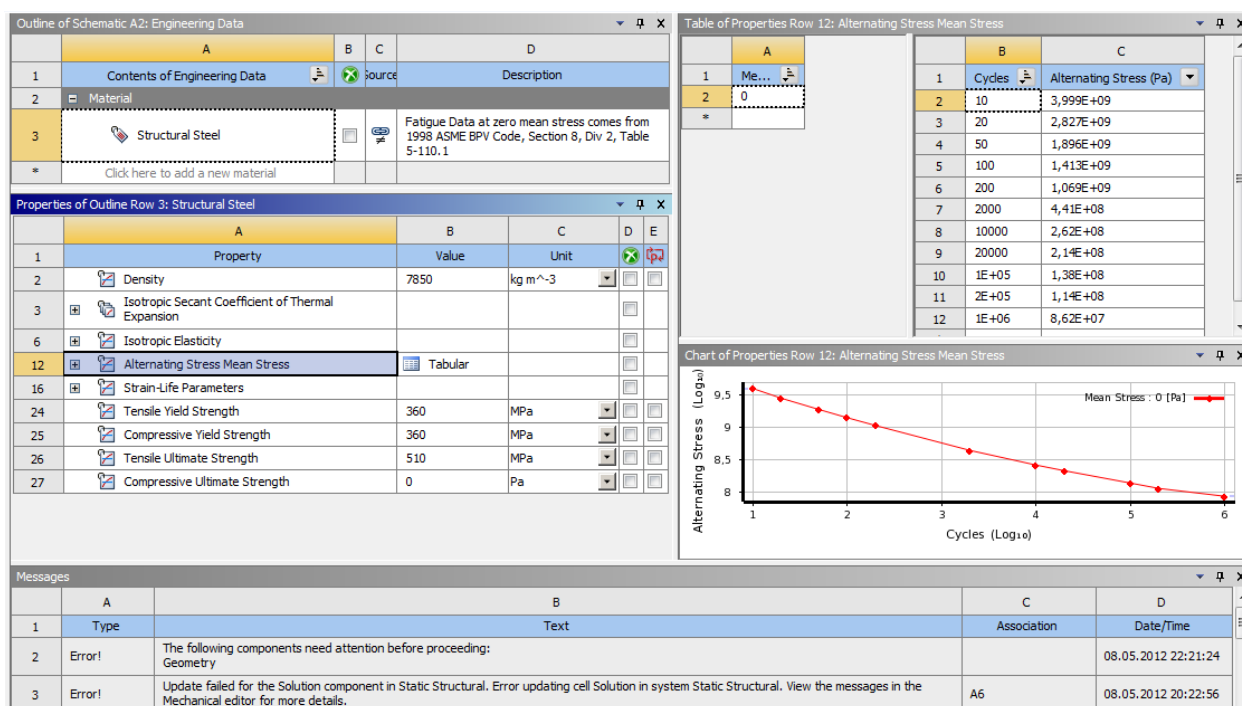


Рисунок. 5.3. Окно задания материала.

2. Далее создается модель линейного участка магистрального нефтепровода (рисунок 5.4.).

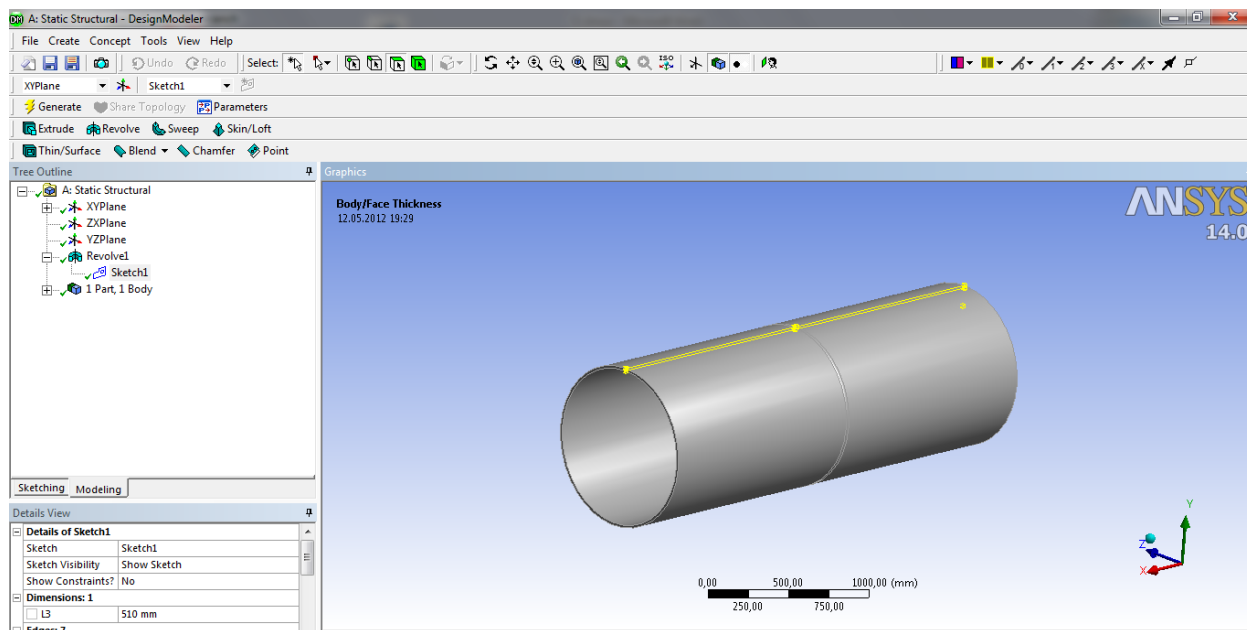


Рисунок. 5.4. Модель исследуемого участка.

3. Производится разбиение модели на конечные элементы (рисунок 5.5.).

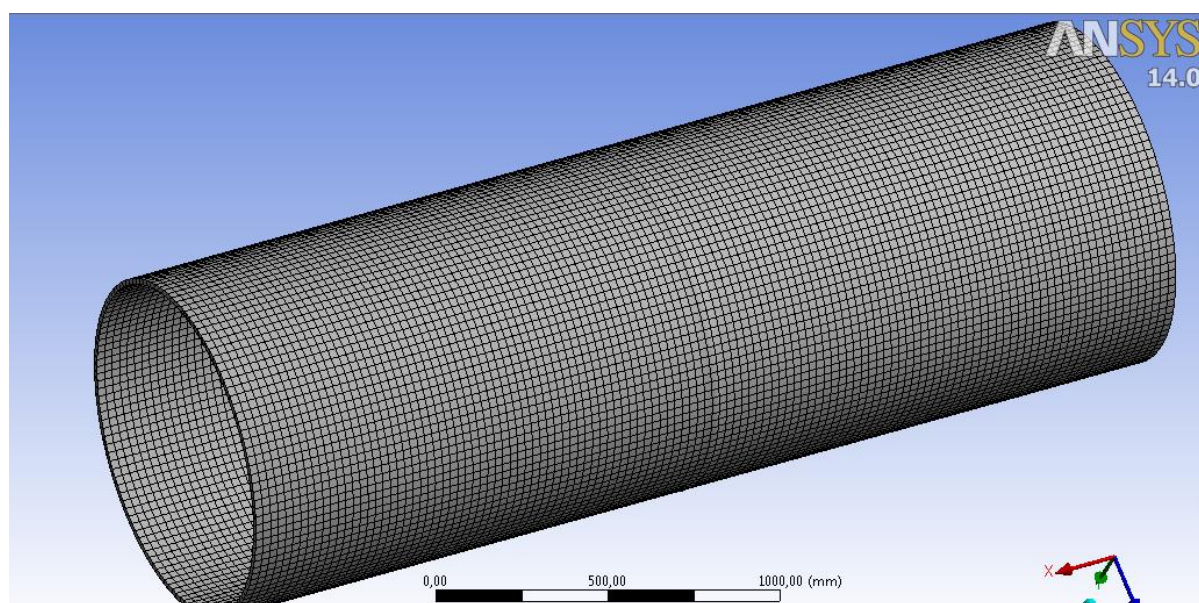


Рисунок 5.5. Конечно – элементная сетка.

4. Закрепляем модель и прикладываем необходимые силы (рисунок

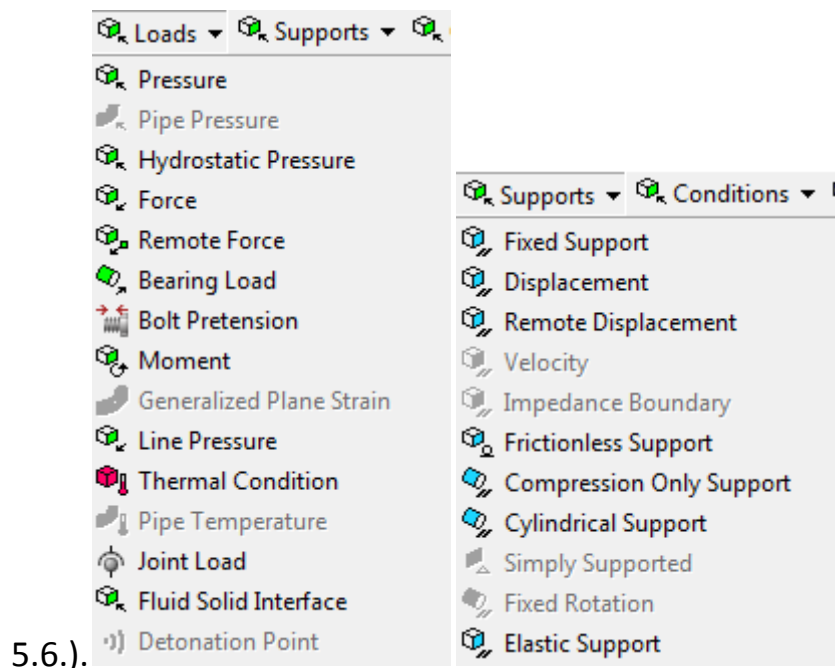


Рисунок 5.6. Закрепление модели и приложение к ней сил.

5.3. Тест программы.

Тест основан на сравнении расчетных величин, полученных классическим методом расчета по учебникам и их же – по методу конечных элементов.

Для определения соответствия расчету модели по методу конечных элементов общепринятым расчетам рассмотрим расчетную конструкцию под действием только внутреннего давления.

Рассчитав трубопровод, проверим соответствие расчета модели в Ansys общепринятой, рассчитанной классическим образом. Для этого

используем созданную модель трубопровода. Приложим действие внутреннего давления, равного 4,8 МПа и произведем расчет.

Результаты расчета приведены на (рисунок 5.7.).

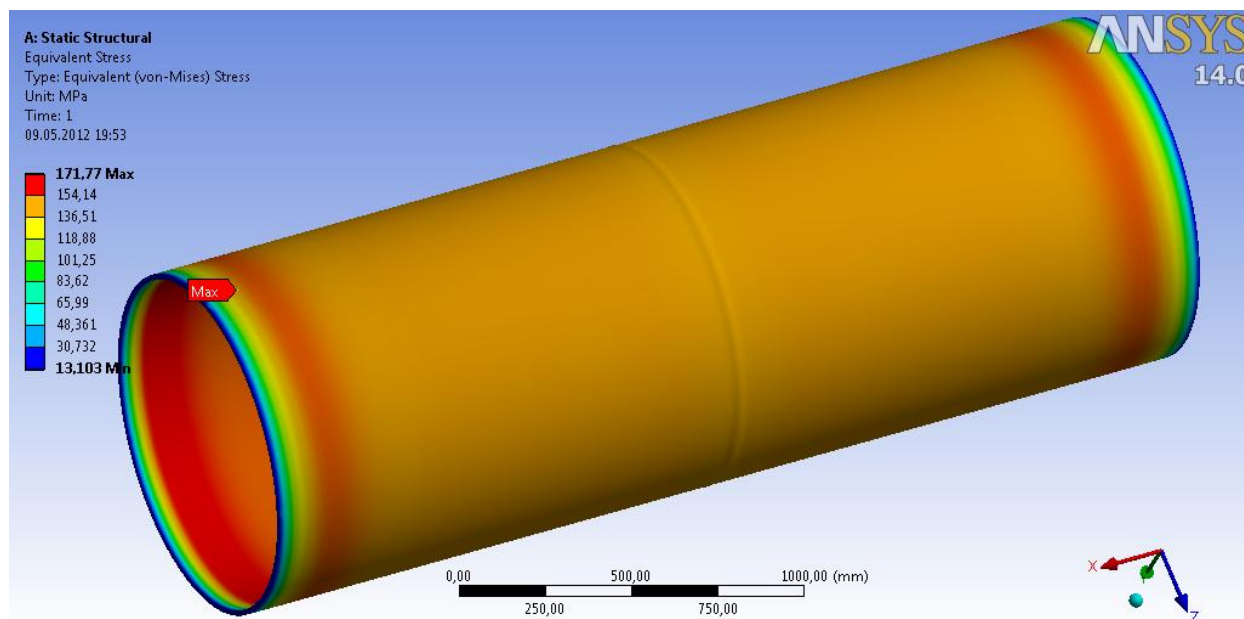


Рисунок 5.7. Расчетные напряжения по Мизесу на исследуемом участке.

Максимальные напряжения в главной балке под действием приложенных сил по методу конечных элементов $\sigma_{\text{эксн}} = 171 \text{ МПа}$.

Расчетное напряжение в средней части $\sigma_{\text{эксн}} = 163 \text{ МПа}$.

Погрешность расчета:

$$\Delta = \frac{\sigma_{\text{эксн}} - \sigma_{\text{расч}}}{\sigma_{\text{эксн}}} \cdot 100\% = \frac{171 - 163}{171} \cdot 100\% = 4,8\% .$$

Таким образом, принятая модель дает адекватный результат.

5.4. Результаты расчета модели нефтепровода в программном комплексе Ansys.

Диаметр исследуемого нефтепровода 1020 мм, рабочее давление 4,8 МПа. Нефтепровод проходит через заболоченный участок. Характеристика материала трубы: сталь 17Г1С со следующими механическими характеристиками $\sigma_{ep} = 510 \text{ МПа}$, $\sigma_m = 360 \text{ МПа}$. На нефтепровод, кроме рабочего давления, действуют следующие нагрузки: распределенная нагрузка от веса самой трубы с изоляцией и перекачиваемой нефти. В расчетах приняты допущения об отсутствии нагрузок, действующих в зимний период и температурного влияния на нефтепровод.

В исследовательской части рассматривался случай влияния дефектов в сварном шве на прочностные характеристики участка нефтепровода. В качестве дефектов была смоделирована пористость в сварном шве (рисунок 5.8.), ведущая в дальнейшем к образованию поперечной трещины (рисунок 5.9.).Поры расположены не более 10% толщины от поверхности сварного стыка.

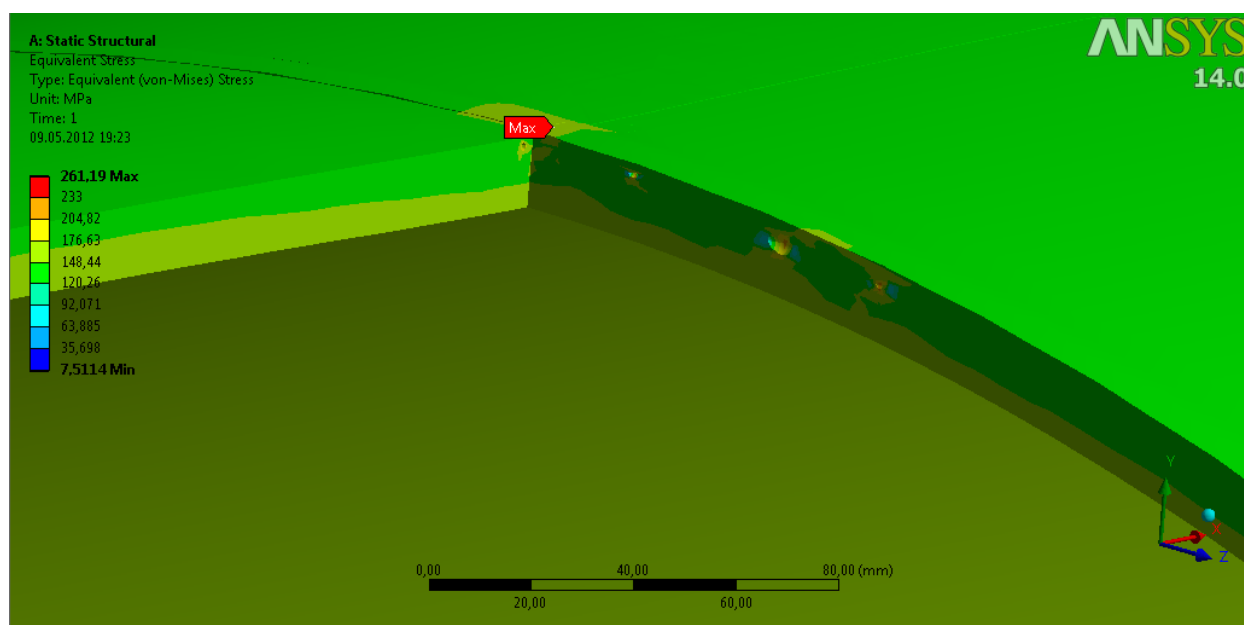


Рисунок 5.8. Дефект в сварном шве.

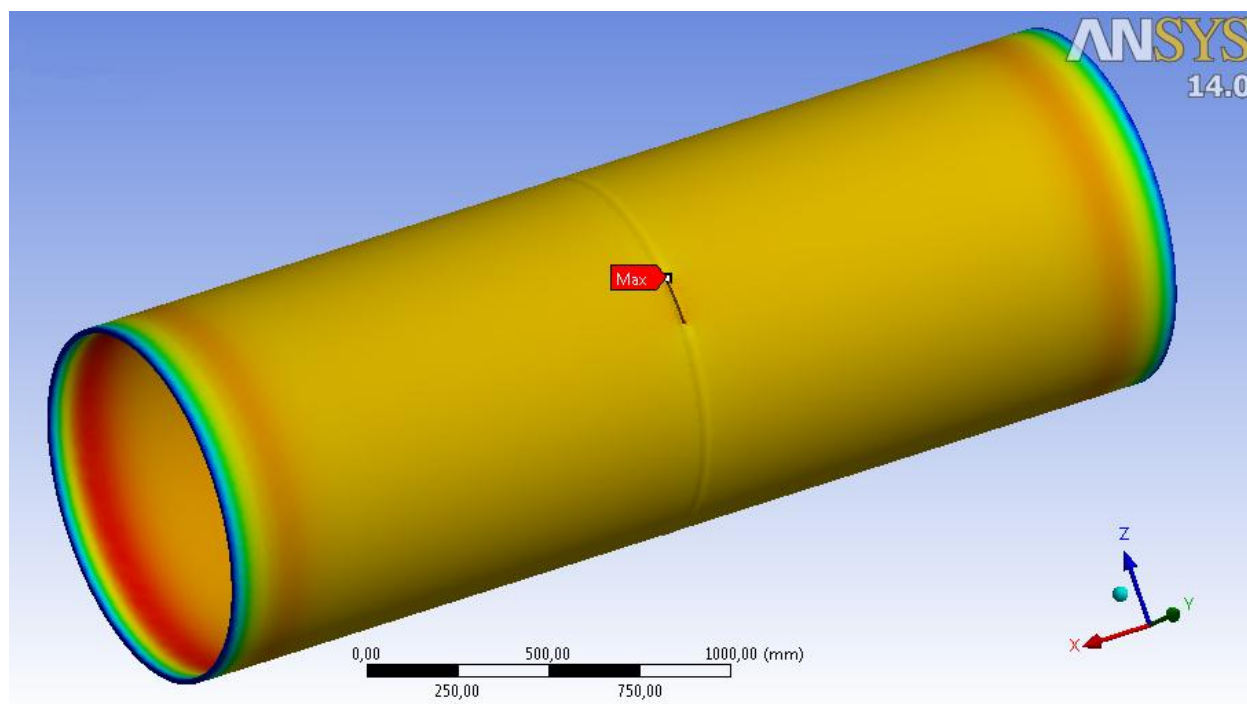


Рисунок 5.9. Поперечная трещина в сварном шве.

Результаты расчет представлены на рисунках 5.10, 5.11.

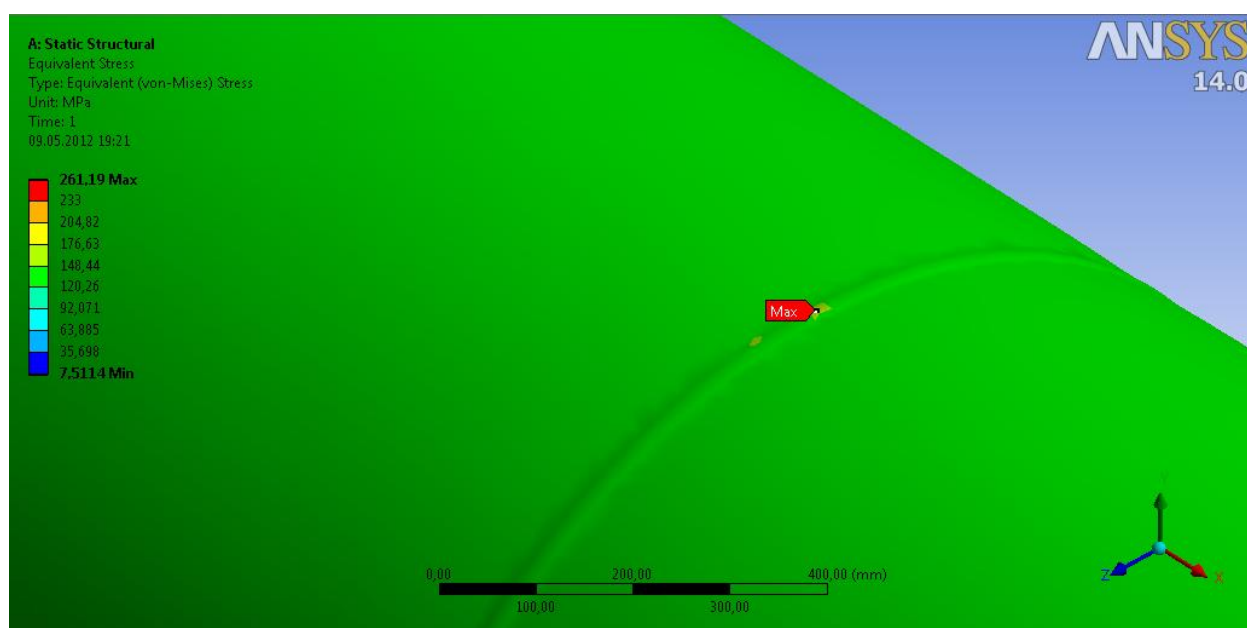


Рисунок 5.10. Расчетные напряжения по Мизесу на исследуемом участке.

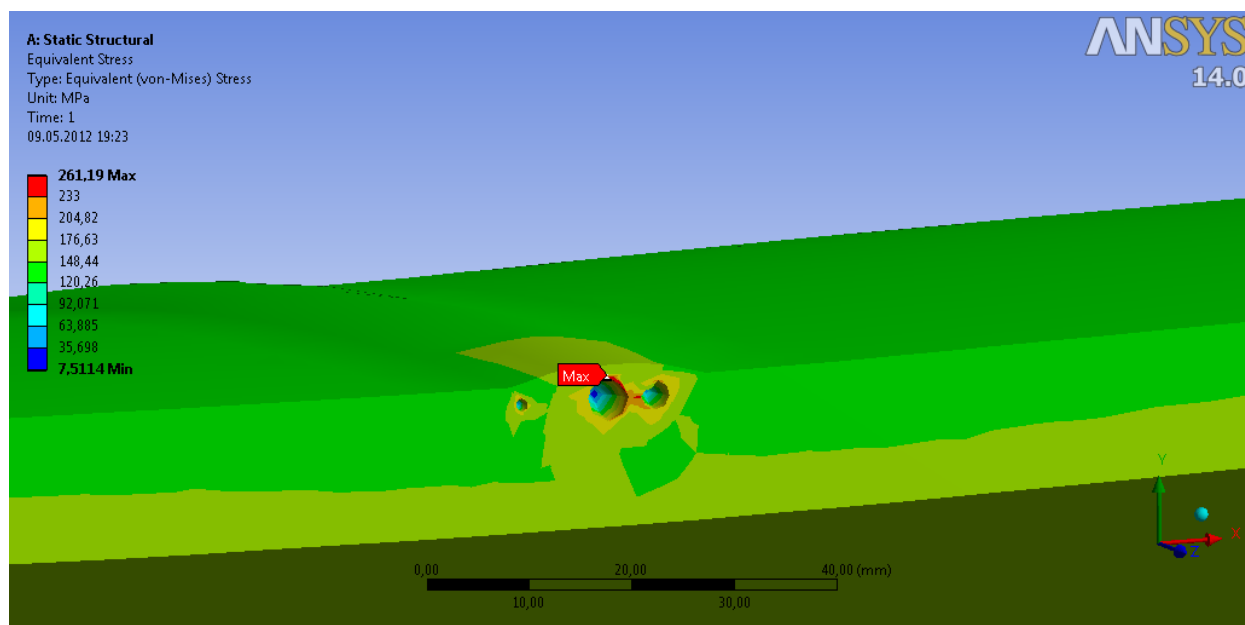


Рисунок 5.11. Расчетные напряжения по Мизесу на исследуемом участке.

Из полученных и представленных результатов можно сделать следующие выводы:

- При наличии дефектов в сварном шве напряжения, действующие в нефтепроводе достигают величин, приближающихся к величине предела текучести материала;

- дальнейшая эксплуатация нефтепровода, без проведения ремонтных работ ведет к образованию и росту трещины, являющейся более опасным дефектом;

Полученные результаты могут использоваться для принятия дальнейший решений по эксплуатации участка и проведению ремонтных работ.

6. Особенности эксплуатационного разрушения нефтепровода.

Более небезопасные недостатки - трещины. Размещаются трещины в сварном шве, области сплавления либо в основном сплаве. Согласно соотношению к оси трубопровода трещины имеют все шансы являться продольными, поперечными (круговыми), разветвленными либо группироваться в сеть трещин. Разделяются трещины на поверхностные, неглубокие и подповерхностные. Спектр прямолинейных объемов трещин в трубопроводах довольно огромен: имеют роль трещины протяженность до 10-ов (сотен) мм; углубленность трещин ограничивается шириной трубопровода.

Так же, как и с места зрения механики уничтожения трещины считаются более небезопасными недостатками, присутствие раскрытия каждой несплошности возлюбленная обязана являться схематизирована непосредственно трещиной: в том числе и в случае если согласно сведениям неразрушающего контроля несплошность объемная, постоянно существует возможность этого, то что в ней имеются заострения вплотную вплоть до трещин. Присутствие данных с абсолютно всех вероятных альтернатив схематизации следует подбирать более серьезный с места зрения постоянной и (либо) повторяющейся трещиностойкости: трещину необходимо разместить таким образом, для того чтобы возлюбленная предельно смягчала разрез компонента системы, а её область существовала стандартной к направленности воздействия наибольших растягивающих усилий (разрыв I вида). В случае если же установлено, то что разрыв нацелен естественно к другому основному усилию, в таком случае в подсчет получают данную величину.

Для схематизации абсолютно всех типов несплошностей

(трещин, времен, подключений, непроваров и др.) применяют эллиптические трещины. Неглубокий недостаток, направленный в любом направлении, станем показывать полуэллиптической трещиной, масштабы которой установим протяженностью $2c$ согласно

поверхности оболочки и глубиной a , причем $a/c \leq 1$ (c, a - большая и малая полуоси эллипса). Точку контура, соответствующую концу малой полуоси a , будем называть вершиной трещины. Подповерхностным (внутренним) считаем дефект, у которого расстояние между ближайшей свободной поверхностью оболочки и кромкой дефекта больше, чем $a/9$, где $2a$ - глубина дефекта. В противном случае он считается поверхностным.

Возможно отметить следующие рубежи движения уничтожения трубопровода:

- срагивание трещины с зоны и её медлительный подкритический увеличение. В данной стадии недостатки (трещины) около влиянием этого либо другого условия (либо совокупы условий) возрастают вплоть до опасных объемов;
- инициирование уничтожения. В период, если действующие условия (напряжённость, жар и др.), а кроме того объем и направленность трещины добьются конкретного сочетания, недостаток делается непрочным и порождает стремительно развивающееся разрушение
- процесс неуравновешенного распространения трещины;
- остановка трещины. В этой стадии с-из-за вероятного присутствия конкретных факторов распад временно останавливается.

Как принцип, исследование стадий движения уничтожения проводится один раз-с

толком. Максимальная заинтересованность с места зрения предоставления не опасной эксплуатации трубопровода предполагает период подкритического формирования трещины с значением этапа инициирования уничтожения (неуравновешенного распространения трещины). В зависимости от уровня действующего напряжения σ разрушение может быть хрупким, квазихрупким и вязким:

- если $\sigma < 0,8\sigma_T$, где σ_T - предел текучести, то пластические деформации в объеме элемента конструкции не развиваются, трещина растет при небольших размерах пластической зоны в ее вершине и в таком случае говорят о хрупком разрушении. Скорость развития трещины высока и сравнима со скоростью звука в материале, в котором она развивается;

- при $\sigma \approx \sigma_T$ в элементе конструкции появляются пластические деформации (примерно 0,2%), а в вершине трещины зона пластических деформаций достигает макроскопических размеров. Из-за пластического деформирования материала скорость неустойчивого развития трещины снижается;

- вязкое разрушение определяется напряжениями $\sigma > \sigma_T$, а полному разрушению элемента конструкции предшествуют развитые пластические деформации по всему его объему. Скорость разрушения еще больше уменьшается, но остается достаточно высокой.

6.1. Инженерные методы оценки сопротивления нефтепроводов разрушению.

На основе критериев разрушения и имеющихся опытных данных по трещиностойкости материалов (их способности сопротивляться разрушению при наличии трещиновидных дефектов) в ряде стран разработаны методики и стандарты по определению критических и допускаемых дефектов в ответственных конструкциях на стадиях их проектирования и эксплуатации.

Основные положения этих методик:

- расчет проводится применительно к дефектам (несплошностям), выявляемым при неразрушающем контроле в процессе эксплуатации. Несплошности характеризуются соответствующими показателями и схематизируются в соответствии с методическими рекомендациями;
- дефекты, размеры которых не выходят за пределы допускаемых по правилам контроля сварных соединений и документам по оценке качества основного металла после изготовления, расчету не подлежат и считаются допустимыми;
- допустимыми считаются дефекты, размеры которых с учетом их кинетики развития к концу эксплуатации (или в течение заданного периода времени) не превысят допускаемых значений, определяемых положениями данной методики;
- расчет критических размеров дефектов проводится с применением методов механики разрушения (линейной и нелинейной с учетом предельных пластических состояний);
- в хрупкой области расчет реализуется методами линейной механики разрушения с использованием коэффициентов интенсивности напряжений K_I и температурной зависимости вязкости разрушения K_{Ic} от приведенной температуры $(T - T_{кр})$, где $T_{кр}$ - критическая температура хрупкости;
- в квазихрупкой и вязкой областях расчет проводится методами нелинейной механики разрушения с применением коэффициентов интенсивности деформаций K_{Ie} и их критических значений K_{Iec} ;
- предельно допустимые размеры дефектов определяют так же, как и критические, но с той лишь разницей, что вместо значений K_{Ic} и K_{Iec} должны использоваться соответствующие значения;
- при установленных коэффициентах запаса;
- оценка пластических предельных состояний проводится при расчетах в квазихрупкой и вязкой областях;
- расчет кинетики дефектов при циклическом нагружении проводится методами линейной механики разрушения. Условия нагружения

определяются размахом коэффициента интенсивности напряжений ΔK , коэффициентом асимметрии цикла r и числом циклов нагружения N . Сопротивление разрушению определяется диаграммой усталостного разрушения, устанавливающей зависимость скорости роста трещины dl/dN от ΔK при заданном значении коэффициента асимметрии цикла r .

Приведенные положения методик дают достаточно полное представление о процедуре расчета элементов конструкций, в частности трубопроводов при наличии в них трещин.

Заключение

В Российской Федерации длина главных нефтепроводов и газопроводов является приблизительно 200 тыс. километров, промысловых трубопроводов. С целью их функционирования применяются приблизительно 800 компрессионных и нефтегазоперекачивающих станций. Существенное число главных трубопроводов ранее обладает огромным периодом эксплуатации, нередко в сверхэкстремальных обстоятельствах, так как они устраивались в наиболее различных топографических, геологических, гидрологических и погодных обстоятельствах. Фактором дефекты и уничтожения трубопроводов зачастую считается снижение стенки трубы с из-за присутствия недостатков. В взаимосвязи с этим, то что промежуток эксплуатации трубопроводов является 20-30 и более года, совершается процедура деградации трубной стали, меняется граница текучести и прочие машинные свойства использованного материала и сварных соединений. Присутствие в данном катастрофы и аварии, сопряженные с сбросом нефти и нефтепродуктов, оформляют вплоть до 60% техногенных безмерных обстановок с природоохранными результатами.

В взаимосвязи с данным целью численной балла трудоиспособности прямолинейных элементов имеющихся главных трубопроводов и предоставления прочности изащищенности новейших трубопроводных концепций в минувшие года получила большую значимость. Работа исполнена в базе способов концепции упругости, концепции пластичности, механики уничтожения, концепции крепости и прочности. Применялись способы умозаключительного и числового постановления проблемы с учетом вероятной нелинейности исследуемой концепции. Разрешение вопросов о трещине присутствие повторяющемся нагружении велось с применением в вычисляемого ансамбля ANSYS. Исследование и обрабатывание результатов числовых исследований согласно установлению данных качеств исследуемой концепции либо характеристик её действия проделывались с привлечением нынешней компьютерной технической. Предложенные технологии и операции дают возможность формулировать оставшийся источник, цикличность промышленных осмотров применяемых трубопроводов согласно итогам диагностики присутствия и распределения трещиноподобных недостатков в стенах труб.

Computer Simulation of Stress-Strain State of Pipeline Section Affected by Abrasion Due to Mechanical Impurities

1. Introduction

Although the natural gas undergoes the required purification before its transportation, investigations of abrasive wear in main pipelines are rather relevant since purification systems fault sometimes or the natural gas composition contains a large number of particulates. In this connection, it becomes necessary to estimate the consequences of gas transportation and, possibly carry out a feasibility study

of transportation with the original gas flow instead of its purification allowing for the abrasion effect produced by mechanical impurities.

Moreover, in the light of recent discoveries in the field of nanoparticles that have an effect on the intensity of turbulent fluctuations in moving media fluxes [1], the practical use of the interaction between solid particles and transported gas flow becomes possible in gas production. Thus, it seems to be indispensable to investigate all possible aspects of implementing research achievements in this field. One of these aspects is abrasive wear of the pipeline material induced by solid particles. Undoubtedly, abrasive wear is a negative phenomenon in the use of solid particles for the reduction of pressure losses in gas flow. A computer simulation of this process allows detecting all negative facts and making a proper decision concerning the use of this specific natural effect.

The experience in gas transportation with suspended solids shows that in absence of the pipeline bends, its surface wears in the bottom area. This is because solid particles are directed towards the bottom due to gravity and demonstrate the intensive interaction with the bottom surface of the pipeline [2].

Oil and gas transmission pipelines have a good safety record. This is due to a combination of good design, materials and operating practices; however, like any engineering structure, pipelines do occasionally fail. The most common causes of damage and failures in onshore and offshore, oil and gas transmission pipelines in Western Europe and North America are external interference (mechanical damage) and corrosion[1-3] . Assessment methods are needed to determine the severity of such defects when they are detected in pipelines. Defects occurring during the fabrication of a pipeline are usually assessed against recognised and proven quality control (workmanship) limits. However, a pipeline will invariably contain larger defects during its life, and these will require a 'fitness-for-purpose' assessment to determine whether or not to repair the pipeline. Consequently, the past 40 years has seen the development of a number of methods for assessing the significance of defects. Some of these methods have been incorporated into industry guidance, others are to be found in the published literature. However, there is no definitive guidance that contains all of the assessment techniques, or assesses each method against the published test data, or recommends best practice in their application. To address this industry need, a Joint Industry Project has been sponsored by sixteen international oil and gas companies (Advantica Technologies, BP, CSM, DNV, EMC, Gaz de France, Health and Safety Executive, MOL, Petrobras, PII, Promigas, SNAM Rete Gas, Shell Global Solutions, Statoil, Toho Gas and TotalFinaElf) to develop a Pipeline Defect Assessment Manual (PDAM). PDAM presents the 'best' currently available methods for the assessment of pipeline defects (such as corrosion, dents, gouges, weld defects, etc.), in a simple and easy-to-use manual, and gives guidance in their use. It is based on an extensive critical review of published 'fitness-for-purpose' methods and test data. PDAM is intended to be another tool that will assist pipeline engineers in maintaining pipeline integrity. The PDAM project was completed in 2003.

Fitness-for-Purpose. Fitness-for-purpose, as discussed here, means that a particular structure is considered to be adequate for its purpose, provided the conditions to reach failure are not reached[4] 2 . Fitness-for-purpose is based on a detailed technical assessment of the significance of the defect. Local and national legislation and regulations may not permit certain types of defects to be assessed by fitness-for-purpose methods or may mandate specific limits. Such issues should always be considered prior to an assessment. Safety must always be the prime consideration in any fitness-for-purpose assessment and it is always necessary to appreciate the consequences of a failure. These will influence the necessary safety margin to be applied to the calculations. Pipeline Integrity Management. Pipeline failures are usually related to a breakdown in a 'system', e.g. the corrosion protection 'system' has become faulty, and a combination of ageing coating, aggressive environment, and rapid corrosion growth may lead to a corrosion failure. This type of failure is not simply a 'corrosion' failure, but a 'corrosion control system' failure. Similar observations can be drawn for failures due to external interference, stress corrosion cracking, etc.. These considerations lead to the conclusion that a 'holistic' approach to pipeline defect assessment and integrity is necessary; understanding the equation that quantifies the failure load is only one aspect. Pipeline integrity management is the general term given to all efforts (design, construction, operation, maintenance, etc.) directed towards ensuring continuing pipeline integrity. The American Petroleum Institute (API) has developed an industry consensus standard that gives guidance on developing

integrity management programmes (API 1160)[5] . The American Society of Mechanical Engineers (ASME) has developed a similar integrity management guidelines for a supplement to ASME B31.8[6,7] . This paper summarises some of the methodology and contents of the Pipeline Defect Assessment Manual (PDAM). The best methods for assessing a variety of different types of defect are summarised (see Table 1).

The 1950s and 1960s was a period where the safety of transmission pipelines became of interest, primarily in the USA, due to its large and aging pipeline system. Pipelines were thin walled, increasingly being made of tougher steels, and typically exhibited extensive plasticity before failure. The fracture mechanics methods (using the stress intensity factor, K) at that time used linear-elastic theories that were not appropriate to predicting the failure of defects in pipelines, because the following information would have been needed: · quantitative fracture toughness data, including measures of initiation and tearing (only simple impact energy values (e.g. Charpy V-notch) were available), · a measure of constraint (this concept was not quantifiable in the 1960s, other than by testing), and · a predictive model for both the fracture and the plastic collapse of a defect in a thinwalled pipe. Workers at the Battelle Memorial Institute in Columbus, Ohio, under the auspices of the then Pipeline Research Committee of the American Gas Association, developed methods based on existing fracture mechanics models, but they overcame the above deficiencies by a combination of expert engineering assumptions, and calibrating the methods against the results of full-scale tests on defects in line pipe. Battelle have published many papers on the behaviour of defects in pipelines, but the most widely known are those describing the failure criteria developed for through-wall and partwall defects, referred to as the NG-18 equations[9] . These equations formed the basis of methods for pipeline defect assessment such as: ASME B31G[10] , RSTRENG[11] the Ductile Flaw Growth Model (DFGM) (implemented as PAFFC (Pipe Axial Flaw Failure Criteria))[12,13] . The past thirty years has seen other organisations develop methods and guidelines for assessing defects in pipelines, for example: · the European Pipeline Research Group (EPRG) produced guidelines for the assessment of girth weld defects[14] , mechanical damage[15] and ductile fracture propagation[16] ; · Det Norske Veritas (DNV) in Norway produced DNV-RP-F101, a recommended practice for assessing corrosion in pipelines (based on JIP's conducted by BG Technology (now Advantica) and DNV)[17] ; · the American Petroleum Institute published guidelines on dents in a pipeline[18] ; and · the Gas Research Institute conducted a study of research and operating experience of mechanical damage, and developed guidance for inclusion in the supplement to the ASME B31.8 code for gas transmission pipelines (ASME B31.8S)[19] . More recently, documents such as API 1160 and ASME B31.8S have recommended specific defect acceptance limits, based on fitness-for-purpose criteria, for various different types of pipeline defect. In parallel, as the science of fracture mechanics developed, particularly in the area of post yield (elastic-plastic) fracture mechanics, generic defect assessment methods have been published in standards such as BS 7910 : 1999[4] and API RP 579[8] . BS 7910 : 1999 and API RP 579 contain detailed engineering critical assessment methods and procedures which can be applied to defects in pipelines. These standards can be conservative or difficult to apply to specific structures such as pipelines. Consequently, the pipeline industry has developed its own fitness-for-purpose methods over the past 40 years, as listed above (and, indeed, documents such as BS 7910 recommend that such methods be used). The pipeline-specific methods listed above are generally based on experiments, sometimes with limited theoretical validation. The methods are semi-empirical. Consequently, the methods may become invalid if they are applied outside their empirical limits, or to new materials and loadings. The pipeline-specific methods have been applied successfully for over 30 years. Their use was limited in the 1960s and 1970s as most pipelines were not directly inspected for defects, and hence defects were only reported or investigated following a failure, or reports of poor coating or cathodic protection.

But, starting in the 1970s, three major changes were occurring in the pipeline industry: 1. pipeline systems were being both introduced and expanded in many countries around the world, 2. the extensive pipeline system in the USA was ageing and needed closer attention, and 3. pipeline operators started to use 'intelligent' pigs³ to inspect their lines for defects. The ability of these pigs to detect and size a variety of defects meant that operators needed to repeatedly use the assessment methods, otherwise they would need to carry out many repairs. These changes meant that defect assessment methods were regularly used. There was some consensus on the 'best'

methods for some types of defect (e.g. ASME B31G was recognised in the 1980s as 'best practice' for assessing corrosion), but there was no consensus document published by the pipeline industry that listed the 'best' defect assessment methods for all defects, nor listed the limitations of the methods. In 1997, Andrew Palmer and Associates, UK (now Penspen) asked three UK-based companies (Transco (now National Grid Transco), Total, and BP) to support a project called the Defect Assessment Manual. The objective was to produce a document describing best practice for assessing defects in pipelines. A simple version was produced in 1997. Subsequently, the scope of the project was extended and other sponsors joined the project to develop a Pipeline Defect Assessment Manual (PDAM), see section 1. The Pipeline Defect Assessment Manual was issued to the sponsors in 2003. It is the first document that provides the pipeline industry with best practices for the assessment of a wide range of pipeline defects.

PDAM is based upon a comprehensive, critical and authoritative review of available pipeline defect assessment methods. This critical review includes a compilation of published fullscale test data used in the development and validation of existing defect assessment methods. The full-scale test data is used to assess the inherent accuracy of the defect assessment methods, and to identify the 'best' methods (considering relevance, accuracy and ease of use) and their range of applicability. PDAM describes the 'best' method for assessing a particular type of defect, defines the necessary input data, gives the limitations of the method, and defines an appropriate factor to account for the model uncertainty. PDAM provides the written text, the methods, recipes for application, acceptance charts and simple examples, and is supported by background literature reviews. Simple electronic workbooks have been developed to permit easy implementation of the 'best' methods. The role of PDAM in the fitness-for-purpose assessment of a defect in a pipeline is summarised in Figure 1 (at the end of the paper). PDAM has been closely scrutinised throughout its development by the sponsors, and all literature reviews and chapters have been independently reviewed by international experts in the field of pipeline defect assessment. PDAM does not present new defect assessment methods; it presents the current state of the art in the fitness-for-purpose assessment of defective pipelines. Limitations of the methods recommended in PDAM represent limitations of the available methods and of knowledge.

TYPES OF DEFECT CONSIDERED IN THE PIPELINE DEFECT ASSESSMENT MANUAL PDAM contains guidance for the assessment of the following types of defect: · defect-free pipe · corrosion · gouges · plain dents · kinked dents · smooth dents on welds · smooth dents containing gouges · smooth dents containing other types of defects · manufacturing defects in the pipe body · girth weld defects · seam weld defects · cracking · environmental cracking In addition, guidance is given on the treatment of the interaction between defects (leading to a reduction in the burst strength), and the assessment of defects in pipe fittings (pipework, fittings, elbows, etc.). Guidance is also given on predicting the behaviour of defects upon failing, including both leak or rupture, and fracture propagation. The following types of loading have been considered in the development of the guidance: internal pressure, external pressure, axial force and bending moment. Methods are given in PDAM for assessing the burst strength of a defect subject to static loading and for assessing the fatigue strength of a defect subject to cyclic loading, see Table 1. There are some combinations of defect type, orientation and loading for which there are no clearly defined assessment methods. The assessment of defects subject to static or cyclic internal pressure loading is well understood, but, in general, other loads and combined loading are not. A summary of the available assessment methods, by defect type and loading is given in Table 2. Many of the methods in PDAM are semi-empirical. Consequently, the methods may become invalid if they are applied outside their empirical limits. Accordingly, PDAM considers the limits of the experimental validation of the methods. The general guidance on the defect assessment given in PDAM includes safe working practices in the vicinity of a damaged pipeline (i.e. pressure reductions), the treatment of measurement uncertainty, and an indication of appropriate repair methods. The specific guidance given in the PDAM for each type of defect includes information on the use of the assessment method, its range of applicability, the model uncertainty, and any limitations. The range of applicability is based on the range of the published test data relevant to the method. The model uncertainty for each assessment method has been derived from a statistical comparison of the predictions of the method with the published test data, based on the prediction interval of the classical linear regression model. **THE FORMAT OF THE**

PIPELINE DEFECT ASSESSMENT MANUAL PDAM broadly follows the following format for each defect type and assessment method: 1. A brief definition of the type of defect. 2. A figure illustrating the dimensions and orientation of the defect relative to the axis of the pipe, and a nomenclature. 3. Brief notes that highlight particular problems associated with the defect. 4. A flow chart summarising the assessment of the defect. 5. The minimum required information to assess the defect. 6. The assessment method. 7. The range of applicability of the method, its background, and any specific limitations. 8. An appropriate model uncertainty factor to be applied to the assessment method. 9. An example of the application of the assessment method. 10. Reference is made to alternative sources of guidance available in national or international guidance, codes or standards. The flow charts included for each defect type generally consist of a number of yes-no type questions designed to identify whether or not the methods contained in that chapter are appropriate to the given case, and to indicate the appropriate method to use

2. Results and discussion

Since relations that describe the abrasive wear in the main pipelines are absent, it is advisable to employ Putilov model designed for the related field, i.e. hydraulic pulverizing and ash/slag-discharge machinery at thermal power stations [3]. Since abrasive wear usually propagates uniformly along the pipeline, its model has two dimensions. The main parameters of abrasion in this work are accepted to be the maximum depth H_{max} and maximum width B_{max} as shown in figure 1.

The maximum width B_{max} of abrasion is obtained for geometrical reasons. In case the bulk concentration is known, the relation between transverse squares of the spot and the pipeline are known as well due to the uniform longitudinal distribution of impurities. At the same time, the maximum width of the spot equals to the chord of the circular segment formed by the spot of particulates (see figure 2).

Thus, the problem is reduced to finding the chord of the circular segment by the known square.

The maximum width B_{max} is to be obtained as the third side of triangle formed by the given side and two radii:

$$B_{max} = R\sqrt{2 \cdot (1 - \cos\alpha)} \quad (1)$$

To obtain B_{max} , it is necessary to get the angle α that forms this segment. This angle can be obtained from the segment square, because it is known as well as the square S_p of the pipeline:

$$\gamma = \frac{S_1}{S_p} \quad (2)$$

Therefore, we have

$$s_1 = \gamma \cdot S_p = \frac{R^2}{2} (\alpha - \sin \alpha) \quad (3)$$

From here

$$\alpha - 2\pi \gamma = \sin \alpha \quad (7)$$

Substituting the angle value for the cosine theorem, we get B_{max} value.

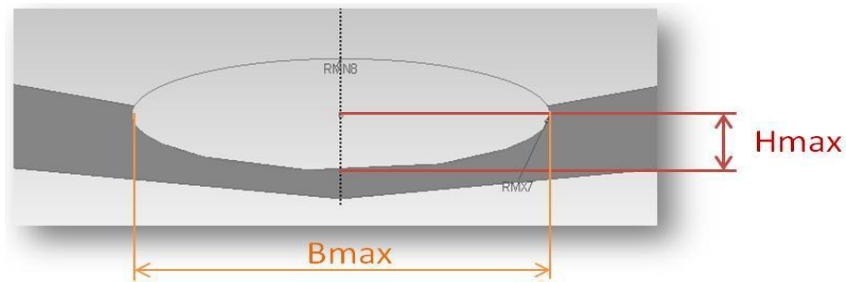


Figure 1. Simulation diagram of abrasive wear

Having the maximum values of abrasion depth H_{max} and width B_{max} only, it is impossible to obtain the geometry of defects that satisfies the conditions of accurate simulation. These values allow obtaining only square, triangular or ellipsoid defects. Thus, the abrasive wear simulated in the form of annular groove, as

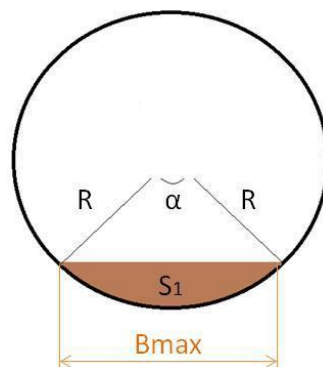


Figure 2. Geometrical substantiation of maximum abrasion width estimate

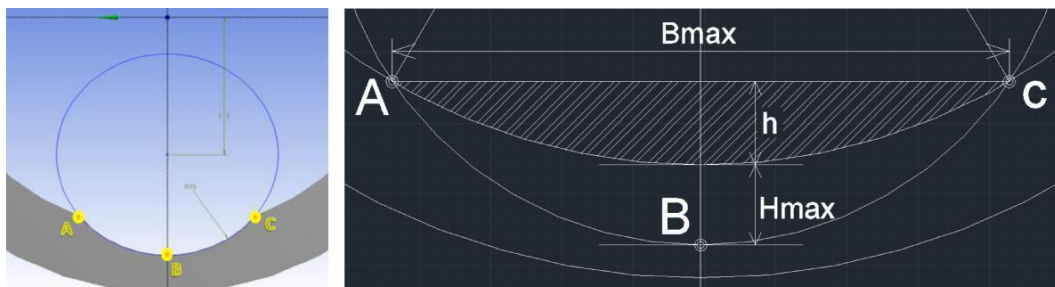


Figure 3. Simulation model of abrasive wear in the form of annular groove: a – model; b

shown in figure 3 seems to be the most suitable for the pipe body. The values H_{max} and B_{max} should be transferred to X_C and Y_C coordinates of the circle centre with radius R for the correct simulation of the geometric model. Since the coordinates centre can be easily placed into the centre of the simulation model, then $X = 0$ and Y is the distance from X axis to the centre of the annular groove.

Having got points A , B , C , the distance between the centres of the pipeline and the circle that forms the spot of particulates can be obtained to properly model the geometry. Let us use the coordinate translation formulas for three points of the circle into the centre coordinates and radius value. Thus, having obtained the geometry of the pipeline (length, wall thickness, inner diameter) and the annular groove (coordinates of the circle midpoint and radius), it is possible to simulate the abrasion as a geometric object cut out of another one, and further analyze the stress-strain state of the defective pipeline.

A typical design was used to represent initial data of the stress-strain state of the pipeline based on OOO 'Gazprom transgaz Tomsk' technical requirements for the reconstruction of Parabel' - Kuzbass main pipeline (see table 1).

Table 1. General parameters of the pipeline

Internal diameter, (mm)	Wallthickness, (mm)	Length, (m)	Pipeline depth, (m)	Naturalgas density, (kg/mi)	Operating pressure, (MPa)
1000	15 mm	11 m	1.5 m	0.770	5.4
Soilproperties					
Specificweight, (N/mi)	Angleofinternal friction				
19000	20°				

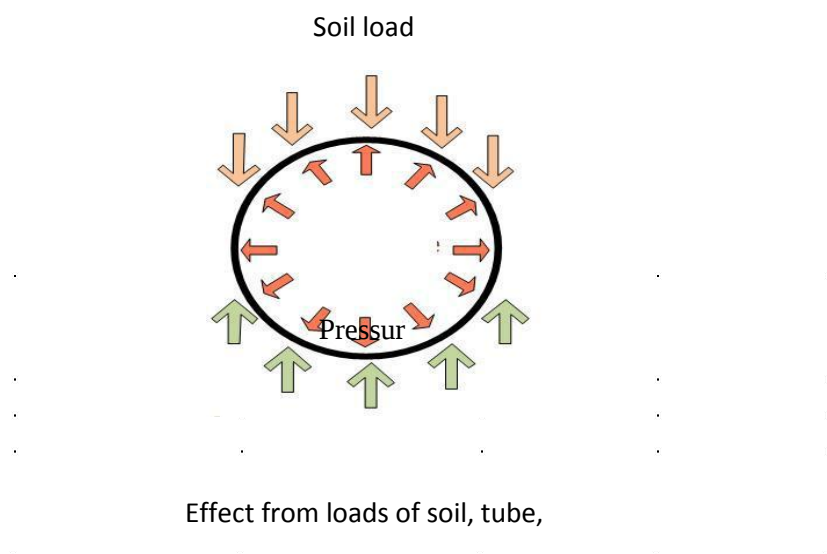
Materialproperties

Type	Density, (kg/mi)	Yieldstress, (MPa)	Vickers number
17G2SF steel	7850	372	171

Particulateproperties

Origin	Density, (kg/m ³)	Average size, (mm)	Bulk concentration	Particle velocity, (m/s)
Oxides, corrosion	4500	600	$1 \cdot 10^{-4}$	1

Having got the geometrical parameters of the pipeline section, it is necessary to determine loads induced by both the soil from above and below and transported product, insulating coating, metal and also pressure that has the effect on the inner surface of the pipeline wall [4].



These calculations are characterized by the use of relations that generate results in Newtons. This is because the computer simulation of the stress-strain state of the pipeline is carried out in ANSYS software package in which loads are suitable to express in unit of force. The theoretical force acts on the half-area of the pipeline. As shown in figure 4, the force acting from soil above comes to 443130 N, while force produced from soil below, transported product, insulating coating, and pipeline material achieves 445611 N.

The geometry of the pipeline and abrasive wear is then simulated with ANSYS Workbench [5-8]. The suggested design techniques facilitate the simulation of this type of defects in CAE programs due to visualization of the interaction between two bodies having the simple geometry (figures 5).

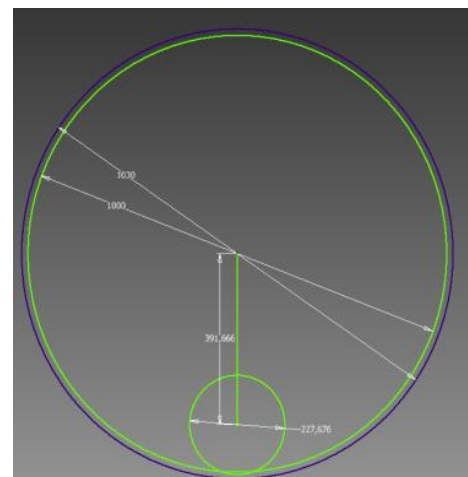
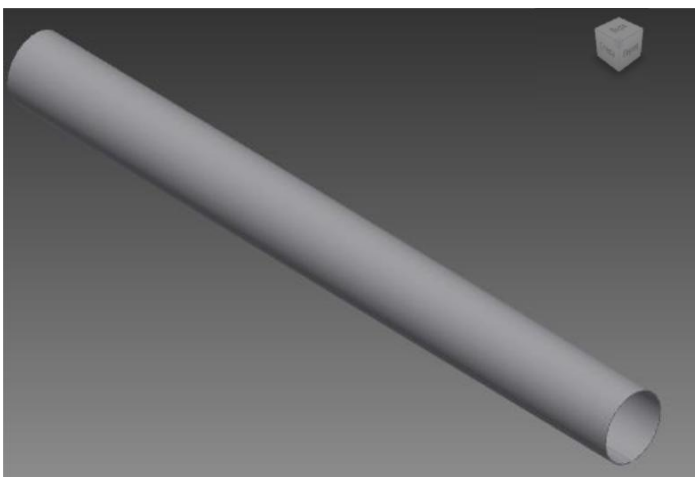


Figure 5. Pipeline model (a) and geometry (b)

To estimate the suggested model, the stress-strain state analysis is carried out for the pipeline with abrasion that increases during its operation (figure 6).

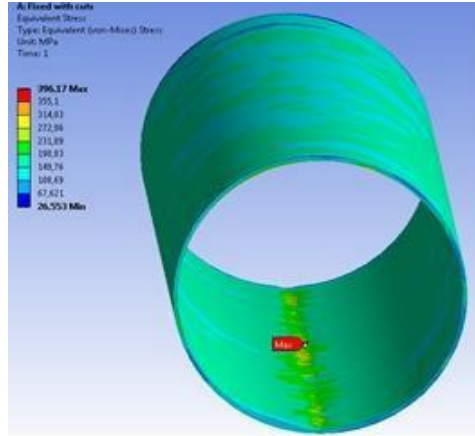


Figure 6. Pipeline equivalent stresses at abrasive wear after 18.1 years. Yield stress is exceeded

The model of abrasive wear of the pipeline, defect geometry, load effects, and the initial data for value calculation allow creating table 2 to represent the results by the tabulated function of maximum stresses in the pipeline wall depending on its lifetime. Also, these results are represented by influence curves in figures 7-

These curves show that the stress-strain state of the pipeline is not linear time dependence and changes stepwise. The growth of stresses at the beginning of the pipeline operation is almost insufficient. On the contrary, at the end of its operation stresses increase.

The adequacy of the suggested model is assessed by the comparison of results of numerical calculations and those prescribed by the construction regulations of Russia. For this, let us detect the maximum allowable depth of abrasion of the underground pipeline section. The pipeline section is made of the type 17G2SF steel tubes having 1030 mm diameter and 15 mm thick. The ultimate tensile stress is 372,6 MPa; the pressure of transported product is 5,4 MPa (figure 4).

Circular stresses can be obtained from

$$\sigma = \frac{m}{c} \cdot \frac{R_1^n}{k \cdot k_1} = \frac{0.9}{1 \cdot 1.47} \cdot 372 = 227.8 \text{ MPa} , \quad (10)$$

where m is the coefficient of operating conditions equaled to 0.9; k_1 is the safety factor of material equaled to 1; k_s is the safety factor of the pipeline purpose equaled to 1.47; R_1^n is the standard tensile strength of material.

The maximum allowable depth of abrasion is

$$\delta = \frac{p \cdot D_y}{2 \cdot ((\sigma_c) + p)} = \frac{5.4 \cdot 1030}{2 \cdot (227.8 + 5.4)} = 3.08 \text{ m}, \quad (11)$$

that is 20,53 % of the pipeline wall thickness. Thus, the error of the suggested model and estimation methodology is not over 10%.

Conclusion

With a view to improve the pipeline serviceability, estimate its mechanical conditions and predict the durability, technical diagnostics should be provided in time as well as the stress-strain state analysis by the finite element method.

The stress-strain state of the pipeline was not linear time dependence and changed stepwise. The growth of stresses at the beginning of the pipeline operation was almost insufficient. On the contrary, at the end of its operation stresses increased.

The allowable circular stresses agreed with the construction regulations equaled to 250 MPa, and stresses will exceed the allowable stresses after 10 years of operation. Computations carried out with ANSYS software package showed that stresses will exceed the allowable stresses after 17 years of operation. Therefore, the construction regulations should be taken into consideration in interpreting results obtained from the application software product based on ASME standards.

THE PIPELINE DEFECT ASSESSMENT MANUAL PDAM is based upon a comprehensive, critical and authoritative review of available pipeline defect assessment methods. This critical review includes a compilation of all of the published full-scale test data used in the development and validation of existing pipeline defect assessment methods. The full-scale test data is used to assess the inherent accuracy of the defect assessment methods, and to identify the 'best' methods (considering relevance, accuracy and ease of use) and their range of applicability. PDAM describes the 'best' method for assessing a particular type of defect, defines the necessary input data, gives the limitations of the method, and defines an appropriate factor to account for the model uncertainty. The model uncertainty for each assessment method has been derived from a statistical comparison of the predictions of the method with the published test data, based on the prediction interval of the classical linear regression model. PDAM provides the written text, the methods, recipes for application, acceptance charts and simple examples. Simple electronic workbooks have been developed to permit easy implementation of the 'best' methods. PDAM has been closely scrutinised throughout its development by the sponsors, and all literature reviews and chapters of the manual have been independently reviewed by international experts in the field of pipeline defect assessment. PDAM does not present new defect assessment methods; it presents the current state of the art in fitness-for-purpose assessment of defective pipelines. Limitations of the methods recommended in PDAM represent limitations of the available methods, and of the current state of knowledge.

TYPES OF DEFECT CONSIDERED IN THE PIPELINE DEFECT ASSESSMENT MANUAL PDAM contains guidance for the assessment of the following types of defect: · defect-free pipe · corrosion · gouges · plain dents · kinked dents · smooth dents on welds · smooth dents containing gouges · smooth dents containing other types of defects · manufacturing defects in the pipe body · girth weld defects · seam weld defects · cracking · environmental cracking In addition, guidance is given on the treatment of the interaction between defects, and the assessment of defects in pipe fittings (pipe work, fittings, elbows, etc.). Guidance is also given on predicting the behaviour of defects upon penetrating the pipe wall (i.e. leak or rupture, and fracture propagation). The following types of loading have been considered in the development of the guidance: internal pressure, external pressure, axial force and bending moment. Methods are given in PDAM for assessing the burst strength of a defect subject to static loading and for assessing the fatigue strength of a defect subject to cyclic loading. There are some combinations of defect type, orientation and loading for which there are no clearly defined assessment methods. The assessment of pipeline defects subject to static or cyclic internal pressure loading is well understood, but, in general, other loads and combined loading are not.

References

- Liang-Shih Fan, Chao Zhu 1998 Principles of Gas-Solid Flows (Cambridge University Press)
- Burkov P V, Tikhonova T V and Kholodov O N 2013 Proc. 9th Int. Conf. (Warsaw) vol 37 (Warsaw: BEL Studio Sp. z o.o) pp 63–66
- Putilova I V 2004 Abrazivnyi iznostruboprovodov pnevmotransportnykh ustanovok sistem zoloshlakoudaleniya i pyleprigotovleniya TES [Abrasion wear of hydraulic pulverizing and ash/slag-discharge machinery at thermal power stations] (Moscow)
- Tugunov P I 2002 Tipovyye raschetnyye priroektirovaniye i ekspluatatsiye neftebaz i nefteprovodov [Standard design and operating techniques of tank farms and pipelines] (Ufa: DizainPoligrafServis)
- [5] Burkov P V, D Y Chernyavsky, Burkova S P and Konan A 2014 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. vol 21 (Bristol: IOP Publishing Ltd) p 1-5
- [6] Burkov P V, Kalmykova K G, Burkova S P and Do T T 2014 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. vol 21 (Bristol: IOP Publishing Ltd) p 5-7

- Huang, S.L., et al. (2011) Oil and Gas Pipeline Deformation Finite Element Analysis of Eddy Current Probe Coil. *Journal of Tsinghua University*, 51, 390-394.
- Huang K, Wu S, Chen L, et al. Stress analysis of oil and gas pipeline parallel laying when traversing tunnels. *Journal of Chemical & Pharmaceutical Research*, 2014, 6(6).
- Wu X, Jiang Y, Lu H, et al. Stress analysis of shallow sea gas pipelines. *Res. J. Appl. Sci., Eng. Tech*, 2014, 7: 157-160.
- Xiaonan W, Yan X, Yuanhai L, et al. Analysis on Gas Pipeline Stress in Tunnel during Pigging. *Natural Gas and Oil*, 2012, 2: 002.

