

#### МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Дальневосточный федеральный университет» (ДВФУ)

## ИНЖЕНЕРНАЯ ШКОЛА

Кафедра механики и математического моделирования

Моторин Алексей Владимирович

Моделирование воздействия грунта на напряженно-деформированное состояние линейного участка трубопровода средствами ANSYS

# ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

по направлению подготовки 15.03.03 Прикладная механика, профиль «Математическое и компьютерное моделирование механических систем и процессов»

Владивосток 2018 Сводсний, содержащих гое. тайну, нет

Jucnepm

A.A. Бочарова

/	(подпись)
« 4 » WIOHS	2018 г.
Руководитель ВКР	(должность, вание)
to T	Sorchaste O. D.
	(И.О. Фамилия)
(подпись)	(in all a manining)

(учёное звание)

(Фамилия Имя Отчество)

«Допустить к защите»

Защищена в ГЭК с оценкой Отлично

Секретарь ГЭК А.А. Ратников alle, (подпись) «04» mone. 2018 г.

Заведующий кафедрой, доцент

15 А.А. Бочарова (подпись) «<u>05</u>» 07 2018 г.

	Диг	УТВЕРЖД ректор Инженер	АЮ эной школы
	Под	ПИСЬ	<u>Беккер А.Т.</u> 1 Ф.Н.О.
	« 13	» Whore	201 г.
В материалах да содержатся сведо и сведения, подл	нной выпускной к ения, составляющи ежащие экспортно	валификацион не государствен му контролю.	ной работы не аную тайну,
Уполномоченны	ий по экспортному конт	ролю	
	/	/ «»	201 r.
Ф.И.О.	Подпись		

Введение	
1. Основы расчета трубопроводных конструкций	4
1.1 Определение НДС пространственной конструкции	4
1.2 Нагрузки и воздействия	9
2. Методы и системы	
2.1 Метод конечных элементов (МКЭ)	
2.2 Системы автоматизированного проектирования	
3. Расчеты, используемые ANSYS	
4. Построение геометрии	
4.1 Выбор основных параметров трубопроводной системы	
4.2 Построение модели	
5. Расчетные данные	
5.1 Модель с минимальным расстоянием просадки грунта (2 метра)	
5.2 Модель с расстоянием провала грунта 4 метра	
4.1 Модель с максимальным расстоянием просадки грунта (8 метров)	
Заключение	
Список литературы	

## Оглавление

#### Введение

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтегазовой отрасли промышленности чрезвычайно высока. Он является основным и одним из дешевых видов транспорта нефти от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы и экспорт. Магистральный трубопроводы, обеспечивая энергетическую безопасность страны, в тоже время позволяют разгрузить железнодорожный транспорт для перевозок других важных для народного хозяйства грузов.

Как магистральный трубопровод известно. состоит ИЗ головных линейной сооружений, части, промежуточных перекачивающих или компрессорных станций, оборудования конечных пунктов и т. п. Отказ в работе любого из этих элементов приводит к остановке транспорта продукта, однако систематизация и анализ физической природы надежности трубопровода показывает, что решающее влияние на надежность рассматриваемой системы оказывает надежность ее линейной части.

Магистральные трубопроводы, несмотря на внешнюю конструктивную простоту, сильно отличаются от иных сооружений сложной схемой действующих силовых факторов, следовательно, неопределенностью уровня напряженнодеформированного Сложность приборного состояния. осмотра И освидетельствования трубопроводов при эксплуатации увеличивает вероятность возникновения отказов. Поэтому повышение надежности линейной части становится актуальной проблемой на всех этапах: проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводных систем. Очень важно выяснить степень надежности и адекватность поведения сооруженного трубопровода под действием эксплуатационных и внешних воздействий в расчетной схеме, т. е. необходимо исследовать конструктивную надежность магистральных трубопроводов.

Повреждаемость металла увеличивается В локализованных участках конструктивных элементов. В связи возникает практическая с этим необходимость нефтепроводов В оценке pecypca элементов с учетом

2

фактического, технического состояния и временных факторов повреждаемости металла.

Расчет напряженно-деформированного магистральных состояния трубопроводных конструкций, базирующийся на методах сопротивления материалов и строительной механики не позволяет провести адекватный анализ прочности трубопроводов топливно-энергетического комплекса с требуемой точностью, а в некоторых случаях может дать неверную качественную оценку напряженно-деформированного состояния конструкции. В наше время интенсивное развитие получают численные методы, позволяющие значительно расширить класс и постановку решаемых задач за счет более полного учета реальных условий нагружения и свойств используемых материалов. Среди этих методов наибольшее распространение получил метод конечных элементов. К достоинствам метода конечных элементов стоит отнести минимальное количество требований к исходной информации и оптимальную оценку результатов.

Информация, полученная в результате оценки напряженнодеформированного состояния линейной части магистральных нефтепроводов, позволяет вычислить участки с предаварийной ситуацией (еще до появления дефектов) и принять все необходимые меры для предотвращения таких положений, повышая тем самым надежность нефтепроводных систем.

В данной работе будет рассмотрена локальная проблема, заключающаяся в отклонении от нормы изгибов, возникающих в результате не равномерной просадки грунта под подземным линейным участком трубопровода.

3

### 1. Основы расчета трубопроводных конструкций

### 1.1 Определение НДС пространственной конструкции

Задача определения напряженно-деформированного состояния пространственной конструкции, при действии статических нагрузок, является краевой задачей механики деформируемого твердого тела и сводится к решению системы, состоящей из дифференциальных уравнений Навье, геометрических соотношений (уравнений Коши, устанавливающих связь между перемещениями и деформациями, и уравнений совместности деформаций Сен-Венана), физических уравнений (определяющих связь между напряжениями и деформациями), при заданных граничных условиях.

Математическая форма записи этих уравнений зависит от выбора координатной системы в трехмерном пространстве. Для упрощения, рассмотрим декартову систему координат. В этом случае система уравнений имеет следующий вид: – уравнения равновесия Навье:

$$\sigma_{ij,j} + F_i = 0; \tag{1a}$$

– уравнения Коши:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \cdot (u_{i,j} + u_{j,i});$$
 (16)

– уравнения совместности деформаций Сен-Венана:

$$\varepsilon_{ki,jl} + \varepsilon_{lj,ik} - \varepsilon_{li,jk} - \varepsilon_{kj,il} = 0; \tag{1B}$$

где  $\sigma_{ij}$  – компоненты тензора напряжений;

*є*<sub>*і і</sub> – компоненты тензора деформаций*;</sub>

*u<sub>i</sub>* – компоненты вектора смещений;

*F*<sub>*i*</sub> – компоненты вектора объемных сил;

j – оператор 
$$\frac{\partial}{\partial x_i}$$
;

i, j, k, l = 1, 2, 3.

Для замыкания системы необходимо добавить физические уравнения, вид которых определяется используемыми математическими моделями, строящимися на основании экспериментального исследования макроскопических физикомеханических свойств материалов.

Одной из наиболее простых математических моделей является модель, построенная в предположении линейно-упругого поведения материала при нагружении. В линейно-упругой модели напряжения и деформации взаимнооднозначно линейно связаны друг с другом, а соответствующее уравнение такой связи в общем виде выглядит как:

$$\sigma_{ij} = E_{ijkl} \cdot \varepsilon_{kl},\tag{2a}$$

где *E*<sub>*iikl*</sub> – тензор упругости.

Опытные данные показывают, что все стали, которые используются для изготовления трубопроводов, обладают свойством изотропии своих физикомеханических свойств в достаточно хорошем приближении. Мало того, при малых деформациях они, как и большинство конструкционных материалов, следуют закону Гука. Поэтому, в случае физического обоснования малости ожидаемых деформаций, либо в других строго обоснованных случаях, при анализе НДС линейного трубопровода можно использовать линейно-упругую модель материала трубных сталей, не снижая при этом точности результатов и существенно уменьшая трудоемкость и время проведения расчетов. В качестве независимых параметров упругих характеристик материала удобно использовать модуль Юнга и коэффициент Пуассона, значения которых для трубных сталей имеются в справочной литературе. Для того, чтобы учесть тепловые деформации, которые возникают по причине изменения температурного состояния стенки трубопроводов в процессе эксплуатации, одновременно не являющимися упругими, вместо выражения (2a) следует использовать соотношение Дюамеля-Неймана, которое было получено из опытного факта аддитивности упругих и температурных деформаций:

$$\sigma_{ij} = E_{ijkl} \cdot (\varepsilon_{kl} - a_{kl} \cdot \Delta T), \tag{26}$$

где *a<sub>kl</sub>* – тензор коэффициентов температурного расширения;

ΔТ – изменение температуры.

В случае, если материал имеет изотропный характер, тогда тензор коэффициентов температурного расширения шаровой, т. е.  $a_{kl} \neq 0$  только при  $k = l, a_{kk} = a, (k = 1,2,3)$ . Если же изменение температуры стенок трубопровода не превышает 150°С, следует считать, что *a* не зависит от T и является коэффициентом линейного расширения металла. В справочной литературе имеется вся необходимая информация по значениям коэффициентов линейного расширения трубных сталей, а также их зависимостям от температуры.

Линейно-упругое поведение материала наблюдается только при малых деформациях. В случае последующего увеличения нагрузки в металле появляются необратимые пластические деформации, дальнейшее развитие которых приводит к разрушению всей трубопроводной конструкции.

Для того, чтобы адекватно оценить прочность трубопроводных конструкций, при выполнении анализа предельных состояний, необходимо надлежащим образом учитывать нелинейные пластические свойства трубных сталей. Помимо того, в случае, когда деформации трубопровода малы и не области, реальную картину напряженнопределы упругой выходят за деформированного состояния подземных участков трубопроводной конструкции можно получить только с учетом нелинейного сопротивления окружающего их грунта.

6

Данные явления возможно с приемлемой точностью моделировать, используя математические модели, которые описывают поведение упругопластических сред. В общем случае, уравнение поверхности нагружения для упругопластических материалов имеет вид как указано в [1]:

$$f(\sigma_{ij}, \varepsilon_{ij}^p, T, x_i) = 0, \qquad (2B)$$

где  $\varepsilon_{ii}^p$  – компоненты тензора пластических деформаций;

### Т – температура;

*x*<sub>*i*</sub> – параметры материала, которые определяют закон его упрочнения.

Помимо физической нелинейности свойств материалов при анализе предельных состояний конструкций необходим учитывать геометрическую нелинейность больших пластических деформаций. Для этого линейные соотношения Коши, полученные в предположении малых деформаций, заменяются нелинейными уравнениями Грина, которые учитывают слагаемые второго порядка [2]:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \cdot (u_{i,j} + u_{j,i} + u_{k,i} \cdot u_{k,j}).$$
(3a)

Соответственно, в декартовой системе координат, изменится вид выражения (1в).

Уравнения (1а-1в) составляют замкнутую систему, полностью определяющую статическое напряженно-деформированное состояние трехмерной конструкции. Данная система может быть решена, если заданы граничные условия на поверхности:

$$u_i = u_i^*, \ x \in S_1; \tag{36}$$

$$\sigma_{ij} \cdot n_j = T, x \in S_2, \tag{3B}$$

7

где *T<sub>i</sub>* – компоненты вектора поверхностных сил;

*n<sub>i</sub>* – компоненты вектора нормали к граничной поверхности;

 $S = S_1 + S_2$  – граничная поверхность;

*х* – точка в трехмерном пространстве.

Решение системы (1а-2а) можно вести разными путями, в зависимости от того, что необходимо определить. Прямой метод перемещений, указанный в [3], является наиболее удобным.

Примем за основные неизвестные смещения точек конструкции и представим их как функции пространственных координат. Тогда, используя геометрические соотношения (1б), (1в) и физические уравнения (2а), можно выразить напряжения через перемещения и подставить полученные выражения в уравнения равновесия (1а).

Например, в случае линейно-упругой задачи и предположении о малости деформаций, метод перемещения приводит к уравнениям Ламе [2]:  $(\lambda + \mu) \cdot \theta_i + \mu \cdot \Delta u_i + F_i = 0, i = 1,2,3,$ (4a)

где  $\lambda, \mu$  – параметры Ламе;  $\theta = u_{k,k}$  – объемное расширение;

 $\Delta$  – оператор Лапласа.

Интегрирование системы (2б) с учетом граничных условий (1в), (2а) позволит определить все характеристики линейно-упругого напряженнодеформированного состояния трехмерной конструкции.

#### 1.2 Нагрузки и воздействия

Напряженно-деформированное состояние любого несущего элемента линейной нефтепровода части магистрального однозначно определяется характеристиками воздействующих на него нагрузок. Эти нагрузки изменяются в зависимости от характеристик окружающей среды, параметров перекачиваемого продукта и т. д. Для линейной части трубопроводов основными являются из нагрузок внутреннее давление, давление грунта, собственный вес труб и продукта, а из воздействий – температуры, просадка и пучение грунта, давление оползающих грунтов.

В соответствии с принятой методикой расчета прочности по предельным состояниям различают расчетные и нормативные нагрузки. Под нормативными понимают нагрузки  $N^{(0)}$ , устанавливаемые нормативными документами и основании статистического определяемые на анализа при нормальной Расчетной эксплуатации сооружения. называют нагрузку, учитывающую возможное отклонение от нормативной и определяют путем умножения на коэффициент надёжности по нагрузке n.

Коэффициенты надёжности для различных видов нагрузки и воздействий регламентируются согласно СНиП 2.05.06–85\* [4].

Все нагрузки и воздействия на магистральный нефтепровод подразделяются на постоянные и временные.

К постоянным нагрузкам и воздействиям относят те, которые действуют в течение всего срока строительства и эксплуатации трубопровода:

1. Собственный вес трубопровода, учитываемый в расчетах как вес единицы длины трубопровода:

$$q_{\rm Tp} = n \cdot \pi D_{\rm cp} \cdot \delta \cdot \gamma_{\rm cT},\tag{5}$$

9

где n – коэффициент надёжности по нагрузке (n = 1,1). Коэффициенты надёжности n для различных видов нагрузки и воздействий регламентируются СНиП 2.05.06-85;

*D*<sub>ср</sub>– средний диаметр трубопровода, м;

 $\delta$  – толщина стенки труб, м;

*γ*<sub>ст</sub> − удельный вес стали, Н/м3.

2. Вес изоляционного покрытия и различных устройств, которые могут быть на трубопроводе. Для надземных трубопроводов ориентировочно можно принимать равным, примерно, 10% от собственного веса трубы. Точнее вес изоляционного покрытия определяют по формуле:

$$q_{\rm H3} = n \cdot \gamma_{\rm H3} \cdot \frac{\pi}{4} (D_{\rm H3}^2 - D_{\rm H}^2), \tag{6}$$

где n - коэффициент надёжности по нагрузке (n = 1,1);

γ<sub>из</sub> из – удельный вес материала изоляции, Н/м<sup>3</sup>;

*D*<sub>из</sub> и *D*<sub>н</sub>- соответственно диаметр изолированного трубопровода и его наружный диаметр, м.

3. Давление грунта на единицу длины трубопровода. Для практических расчётов можно определять по формуле:

$$q_{\rm rp} = n \cdot \gamma_{\rm rp} \cdot h_{\rm cp} \cdot D_{\rm \tiny M3},\tag{7}$$

где n – коэффициент надёжности по нагрузке (n = 1,2);

γ<sub>гр</sub>− удельный вес грунта, Н/м3;

 $h_{\rm cp}-$  средняя глубина заложения оси трубопровода, м;

*D*<sub>из</sub>– диаметр изолированного трубопровода, м.

4. Гидростатическое давление воды на единицу длины трубопровода, определяемое весом столба жидкости над подводным трубопроводом:

 $q_{\rm rc} = n \cdot \gamma_{\rm B} \cdot h \cdot D_{\rm p},$ 

где n – коэффициент надёжности по нагрузке (n = 1,0);

γ<sub>в</sub> – удельный вес воды с учётом засоленности и наличия взвешенных частиц, Н/м3;

h – высота столба воды над рассматриваемой точкой, м;

 $D_{\varphi}$  – диаметр изолированного и футерованного трубопровода, м.

5. Выталкивающая сила воды, приходящаяся на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода

$$q_{\rm B} = \frac{\pi}{4} \cdot D_{\Phi}^2 \cdot \gamma_{\rm B},\tag{9}$$

где  $D_{\phi}$  – наружный диаметр трубы с учётом изоляционного покрытия и футеровки, м;

γ<sub>в</sub> – удельный вес воды с учётом засоленности и наличия взвешенных
 частиц, Н/м3.

6. Воздействие предварительного напряжения, создаваемое за счёт упругого изгиба при поворотах оси трубопровода

$$\sigma_{\rm np}^{\rm \scriptscriptstyle H3} = \pm \frac{E \cdot D_{\rm \scriptscriptstyle H}}{2\rho},\tag{10}$$

где  $\sigma_{np}^{u_3}$  — максимальное продольное напряжение в стенках трубы, обусловленное изгибом трубопровода, МПа;

E - модуль упругости (E = 206000 MПа);

*D*<sub>н</sub> – наружный диаметр трубопровода, м;

 $\rho$  – радиус изгиба оси трубопровода, м.

Временные нагрузки мы не учитываем.

(8)

### 2. Методы и системы

#### 2.1 Метод конечных элементов (МКЭ)

Метод конечных элементов (МКЭ) — это численный метод решения дифференциальных уравнений с частными производными, а также интегральных уравнений, возникающих при решении задач прикладной физики. Метод широко используется для решения задач механики деформируемого твёрдого тела, теплообмена, гидродинамики и электродинамики.

Суть метода заключена в его названии. Область, в которой ищется решение дифференциальных уравнений, разбивается на конечное количество подобластей (элементов). В каждом ИЗ элементов произвольно выбирается ВИД аппроксимирующей функции. В простейшем случае это полином первой степени. Вне своего элемента аппроксимирующая функция равна нулю. Значения функций на границах элементов (в узлах) являются решением задачи и заранее неизвестны. Коэффициенты аппроксимирующих функций обычно ищутся из условия равенства значения соседних функций на границах между элементами (в узлах). Затем эти коэффициенты выражаются через значения функций в узлах элементов. линейных алгебраических Составляется система уравнений. Количество уравнений равно количеству неизвестных значений в узлах, на которых ищется решение исходной системы, прямо пропорционально количеству элементов и ограничивается только возможностями ЭВМ. Так как каждый из элементов связан с ограниченным количеством соседних, система линейных алгебраических уравнений имеет разрежённый вид, что существенно упрощает её решение.

Метод конечных элементов сложнее метода конечных разностей в реализации. У МКЭ, однако, есть ряд преимуществ, проявляющихся на реальных задачах: произвольная форма обрабатываемой области; сетку можно сделать более редкой в тех местах, где особая точность не нужна.

Долгое время широкому распространению МКЭ мешало отсутствие алгоритмов автоматического разбиения области на «почти равносторонние»

треугольники (погрешность, в зависимости от вариации метода, обратно пропорциональна синусу или самого острого, или самого тупого угла в разбиении). Впрочем, эту задачу удалось успешно решить (алгоритмы основаны Делоне), что на триангуляции дало возможность создавать полностью автоматические конечно элементные системы автоматизированного проектирования(САПР).

#### 2.2 Системы автоматизированного проектирования

Системы автоматизированного проектирования — автоматизированные системы, реализующие информационную технологию выполнения функций проектирования, представляют собой организационно-технические системы, предназначенные для автоматизации процесса проектирования, состоящие из персонала и комплекса технических, программных и других средств автоматизации его деятельности. Одной из таких систем, а именно «ANSYS» мы и воспользуемся в нашей работе.

**ANSYS** — универсальная программная система конечно-элементного (МКЭ) анализа, существующая и развивающаяся на протяжении последних 30 лет, является довольно популярной у специалистов в сфере автоматизированных инженерных расчётов (САПР, или САЕ) и КЭ решения линейных и нелинейных, стационарных нестационарных пространственных И задач механики деформируемого твёрдого тела И механики конструкций (включая нестационарные геометрически и физически нелинейные задачи контактного взаимодействия элементов конструкций), задач механики жидкости и газа, теплопередачи и теплообмена, электродинамики, акустики, а также механики связанных полей.

### 3. Расчеты, используемые ANSYS

Для решения поставленных задач используются следующие инструменты:

Total Deformation – абсолютная деформация.

Абсолютная деформация - физическая величина, равная модулю разности конечной и изначальной длины.

$$\Delta L = |L_2 - L_1|; \tag{11}$$

где *L*<sub>1</sub> – исходная длина элемента;

*L*<sub>2</sub> – длина элемента после деформации.

Equivalent stress – эквивалентные напряжения по фон Мизесу.

Напряжения в инструменте решения "Equivalent stress" высчитываются по теории фон Мизеса.

В исчислении главных напряжений  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  и  $\sigma_3$ , напряжение по Мизесу выражено как:

$$\sigma_{vonMises} = \sqrt{\left\{\frac{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2}{2}\right\}};$$
(12)

Теория утверждает, что пластичный материал начинает повреждаться в местах, где напряжение по Мизесу становится равным предельному напряжению. Предел текучести используется в качестве предельного напряжения.

# $\sigma_{vonMises} > \sigma_{\rm предел}; \tag{13}$

Safety factor – определяет значение коэффициента запаса прочности.

Коэффициент запаса (F) — величина, показывающая способность конструкции выдерживать прилагаемые к ней нагрузки выше расчётных. Наличие запаса прочности обеспечивает дополнительную надёжность конструкции, чтобы избежать катастрофы в случае возможных ошибок проектирования, изготовления или эксплуатации.

Отношение предельного напряжения к наибольшему расчетному напряжению, возникающему в элементе конструкции при эксплуатационной нагрузке, обозначают буквой F и называют коэффициентом запаса прочности.

Формула для коэффициента запаса имеет вид:

$$F_{s} = \frac{\sigma_{\text{предел}}}{\sigma_{\text{vonMises}}};$$
(14)

где  $\sigma_{\text{предел}}$  — предельно допустимое значение напряжения; Величина получена при механических испытаниях материала.

 $\sigma_{vonMises}$  — расчетное значение этой величины по фон Мизесу.

Если минимальный коэффициент запаса прочности конструкции находится в пределах  $F_s < 1$ : тело не выдержит расчетных напряжений и понесёт необратимые деформации, приводящие к разрушению.

## 4. Построение геометрии

4.1 Выбор основных параметров трубопроводной системы

Построение геометрии следует начинать с выбора основных параметров, таких как:

- Длина рассматриваемого участка;
- Диаметр нефтепровода;
- Толщина стенки нефтепровода;
- Выбор материала.

Согласно техническим условиям ТУ 1381-012-05757848-2005 одного из заводов-изготовителей, длина одного бесшовного участка трубопровода должна составлять от 10 до 12.2 м. Для большего удобства, примем длину для нашей модели равную 10 м. Так же примем диаметр, равный 1200 мм. А толщина стенки будет составлять 13 мм.

Для моделирования данной конструкции используем модуль под названием "Static Structural".

4.2 Построение модели

Построим модель:



Рисунок 1 – модель участка трубопровода.

Далее моделируется участок обвала грунта под трубопроводом, длиной 2 метра. Для этого построим 3 различных тела с разной плотностью и модулем юнга. Плотность для устойчивых участков будет составлять 2200 кг/м<sup>3</sup>; для обвалившегося – 1000 кг/м<sup>3</sup>.



Рисунок 2 – модель участка трубопровода с грунтом.

Для всех тел в модели автоматически устанавливаются условия сопряжения.

Сделаем неподвижной всю нижнюю поверхность грунта:



Рисунок 3 – способ закрепления.

Трубы изготавливают из листовой стали классов прочности К42, К48, К50, К52, К54, К55, К56, К60 по ГОСТ 14637, ГОСТ 19281, ГОСТ 19903 и техническим требованиям заводов-изготовителей. В соответствии с рекомендациями для магистральных нефтепроводов должны применяться трубы стальные электросварные прямошовные, сваренные под слоем флюса. Для данного подземного участка следует выбрать сталь с классом прочности К56 и пределом текучести равным 420 МПа.

Давление грунта имитируется распределенной нагрузкой, приложенной к верхней половине трубы, направленной вдоль оси Y.



Рисунок 4 – давление грунта.

Величина распределенной нагрузки соответствует глубине залегания 5 метров, и равна 300 кПа.

Так же, необходимо учесть внутреннее давление в трубопроводе, которое, согласно СНиП 2.05.06-85\* может варьироваться от 1,2 до 10 Мпа. Усредним и примем 5 МПа. Это давление будет направленно по нормали к поверхности и действовать равномерно на всю внутреннюю поверхность нефтепровода.



Рисунок 5 – внутреннее давление.

Модели для участков провала с длинами 4 и 8 метров будем составлять подобным образом, варьируя только расстояние между плотными участками грунта.

# 5. Расчетные данные

5.1 Модель с минимальным расстоянием просадки грунта (2 метра)

В результате расчетов получаем графики деформаций, напряжений и запаса





Рисунок 6 – распределение деформаций.



Рисунок 7 – распределение напряжений.

Анализируя данные графики: видим, что максимальные деформации достигают 3,83 мм, а напряжения 259,56 МПа.

Графиком, на который мы будем опираться в дальнейшем – является график запаса прочности.



Рисунок 8 – запас прочности.

Проводя анализ полученных данных видим, что коэффициент запаса прочности больше 1 и находится в пределах от минимального значения 1,6181 до максимального 3,3668. Это означает, что конструкция выдерживает нагрузки, возникающие в результате провала грунта под нефтепроводной конструкцией.

5.2 Модель с расстоянием провала грунта 4 метра

Далее будем увеличивать длину подмывания грунта до 4 метров. Теперь модель будет выглядеть следующим образом:



Рисунок 9 – модель участка трубопровода с увеличенной длиной провала.

Параметры материалов и давлений, приложенных к конструкции, остаются неизменными. Получим графики распределения деформаций и напряжений:



Рисунок 10 – распределение деформаций.



Рисунок 11 – распределение напряжений.

Максимальные деформации составляют 13,19 мм, что на 9,36 мм больше, чем при длине провала в 2 м. Пиковые напряжения достигают 352,93 МПа и превышают напряжения в предыдущем случае на 93,37 МПа.



Далее получим график запаса прочности:

Рисунок 12 – запас прочности.

Нас интересует минимальное значение коэффициента, которое равно 1,19, что значительно ниже, чем в предыдущем случае, но достаточно для нормального функционирования конструкции. Продолжаем увеличивать длину провала грунта.

4.1 Модель с максимальным расстоянием просадки грунта (8 метров)

На сей раз зададим длину подмыва грунта под трубопроводом равную 8 метрам:



Рисунок 13 – модель участка трубопровода с увеличенной длиной провала грунта до 8 метров.

Так же, как и в предыдущем случае, параметры материалов конструкции и интенсивность нагрузки остается неизменной. В очередной раз получим графики распределения деформаций и напряжений:



Рисунок 14 – распределение деформаций.



Рисунок 15 – распределение напряжений.

В данном случае, максимальные деформации достигают почти 25 миллиметров, что является большими деформациями для такого трубопровода. Напряжения увеличились, как и в предыдущем случае, на 93,29 МПа и составили 446,22 МПа.

Далее получим график запаса прочности, на котором видим, что минимальный коэффициент запаса равен 0.94, что меньше 1.



Рисунок 16 – запас прочности.

При такой длине провала грунта целостность конструкции будет нарушена. Следовательно, возникает необходимость в принятии мер по предотвращению возникновения таких ненормативных нагрузок и, как следствие, напряжений и деформаций.

## Заключение

В ходе работы была выявлена максимально возможная длина провала грунта, при которой конструкция понесла необратимые деформации вследствие климатических условий и других природных факторов.

Выполнение такого рода моделирования позволяет оценить риски при заложении и эксплуатации нефтепровода, что в свою очередь может обезопасить и удешевить производство нефтепроводных конструкций на всех этапах.

Так же, для предотвращения угрозы разрушения, на участках со сложными инженерно-геологическими условиями необходимо создать систему мониторинга трубопровода, заключающуюся:

- В контроле грунтовых изменений, включая такие сложные явления как карсты, пучения, сдвиги, оползни, обводнения и другие;
- В оценке уровня дефектности и напряженно деформированного состояния с учетом происходящих грунтовых изменений;
- В определении уровня безопасности трубопровода и допустимости внешних или внутренних нагрузок.

#### Список литературы

1. Бахтизин Р.Н., Масалимов Р.Б., Зарипов Р.М., Аносова Е.П. Моделирование напряженно-деформированного состояния кривой вставки подземного участка трубопровода при ее растяжении.

2. Бруяка В.А., Фокин В.Г.,Солдусова Е.А., Глазунова И.А., Адеянов И.Е. Инженерный анализ в ANSYS Workbench, Самар. гос. техн. ун-т, 2010, 271 с.

3. Вдовин С.И. Инженерный метод вариационной оценки пластических деформаций: учебное пособие для высшего профессионального образования. Ч. 1. Гибка труб/ С.И. Вдовин, Т.В. Федоров.- Орел: Госуниверситет – УНПК, 2013. – 93 с.

4. Глазков А.С., Климов В.П., Гумеров К.М., Продольно-поперечный изгиб трубопровода на участках грунтовых изменений// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 1. С. 63-70.

5. Гумеров А. Г., Дудников Ю.В., Азметов Х.А. Анализ напряженно деформированного состояния подземных трубопроводов на углах поворота в горизонтальной плоскости//Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов.- 2012.-№1.- с 46-50.

6. Мухаммедова Д. Ч., Халлыев Н. Х. Математическая модель расчета напряженно-деформированного состояния ЛЧМГ при капитальном ремонте с сохранением его пространственного положения в горизонтальной и вертикальной плоскостях // Молодой ученый. — 2012. — №7. — С. 37-39.

7. Павлова З.Х. Исследование напряженно-деформированного состояния труб магистральных нефтепроводов в условиях изменений технологического режима перекачки//Нефтегазовое дело. 2014. Т. 12. № 1. С. 91-96.

8. Работнов Ю.Н. Механика деформируемого твердого тела. М.: Наука, 1988.
 712 с.

9. Рудаченко А.В. Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов: учебное пособие / А.В. Рудаченко, А.Л. Саруев; Томский

политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 136 с.

10. Рукавишников В.А., Ткаченко О.П. Приближенное решение нелинейной задачи о деформировании подземного трубопровода // Сибирский журнал индустриальной математики. 2010. Т. XIII, № 4(44). С. 97-108.

11. Рыжков Е. В., Рыжков В. М. О влиянии внутреннего давления на изгиб трубопроводов // Вестник Волгогр. гос. архит.-строит. ун-та. Сер: Стр-во и архит. 2012. Вып. 29 (48). С. 179—185.

 Селезнев В.Е., Алешин В.В., Прялов С.Н. Математическое моделирование трубопроводных сетей и систем каналов: методы, модели и алгоритмы / Под ред.
 В.Е. Селезнева. – М.: МАКС Пресс, 2007. – 695 с.

13. Селезнев В.Е., Алешин В.В., Прялов С.Н. Основы численного моделирования магистраль- ных трубопроводов/ Под ред. В.Е. Селезнева. М.: КомКнига, 2005. 496 с.

14. Сунагатов М. Ф., Гайсин А. З. Определение напряжённодеформированного состояния трубопровода в зоне оползня грунта// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2016. №2. С. 134-150.

15. Топоров С.Ю., Редутинский М.Н., Акимов А.В. Определение технологических параметров монтажа трубопровода по отклонениям от проекта// Нефть и газ Западной Сибири, 2013. С 114-117.

16. Фокин В.Г. Ф 75 Метод конечных элементов в механике деформируемого твёрдого тела: Учеб. пособие / В.Г. Фокин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 131 с.

17. Чудаков Г.М., Иванов М.Г, Барамбонье С., Дегтяренко Н.А., Повышение надежности линейной части магистральных нефтепроводов// Научные труды КубГТУ, № 10, 2016г.С.70-85.

18. Шоцкий С.А., Малюшин Н.А. Напряжения и перемещения пригруженного подземного трубопровода на углах поворота в вертикальной плоскости// Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2009. № 2. С. 83-85.

33

19. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*.



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

«Дальневосточный федеральный университет»

#### Инженерная школа

Кафедра механики и математического моделирования

#### ОТЗЫВ РУКОВОДИТЕЛЯ

на выпускную квалификационную работу студента <u>Моторин Алексей</u> Владимирович

направление подготовки 15.03.03 «Прикладная механика» группа <u>Б3409</u> Руководитель ВКР <u>зав. кафедрой МиММ доцент А.А. Бочарова</u> На Моделирование воздействия грунта на напряженно-деформированное состояние линейного участка трубопровода средствами ANSYS. Дата защиты ВКР «04» июля 2018 г.

Работа посвящена конечно-элементному моделированию воздействия грунта на подземный участок нефтепровода средствами ANSYS. Рассматривается напряженно-деформированное состояние под воздействием внешней нагрузки, имитирующей обвал грунта и проседание грунта под участком нефтепровода в сложных геологических условиях.

Выполнение моделирования такого рода позволяет дополнить результат мониторинга и инспектирования участков нефтепровода в процессе эксплуатации, оценить безопасность в критических условиях и сократить расходы на ремонт.

В ходе выполнения ВКР Моторин А.В. показал отличные навыки самостоятельной работы владения основами математического и компьютерного моделирования сложных задач механики конструкций, навыками самостоятельной работы с современными CAD/CAE системами.

В целом считаю, что Моторин А.В. достоин присуждения степени бакалавра по направлению подготовки «Прикладная механика» и может быть рекомендована к поступлению в магистратуру. Оценка работы отлично. Процент заимствований составляет 12 %.

01NO

Руководитель ВКР <u>усв. иор. р.е.ч.</u> Уч. стећењи звание подпись «02» июля 2018 г.

2010 рола ДА И.О. Фамилия