Министерство образования и науки Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Физико-механический институт
Высшая школа теоретической механики и математической физики

Работа допущена к защите
Директор ВШТМиМФ,
д.ф.-м.н., чл.-корр. РАН
_____ А. М. Кривцов
«___»_____2022 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Исследование НДС колонной головки СПД при эксплуатационных нагрузках

по направлению подготовки
01.03.03 «Механика и математическое моделирование»
направленность
01.03.03_03 Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи

Выполнил
студент гр. 5030103/80301 М. Ю. Волгин

Руководитель
Доцент ВШТМиМФ, к.ф-м.н. И. В. Курта

Консультант
Доцент БГТУ «Военмех» им Д. Ф. Устинова Р. Э. Шевчук

Санкт-Петербург
2022

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО
Физико-механического института

УТВЕРЖДАЮ

Директор

Высшей школы теоретической

механики и математической физики

А.М.Кривцов

« » 2022 г.

ЗАДАНИЕ

по выполнению выпускной квалификационной работы

студенту Волгину Максиму Юрьевичу, 5030103/80301
фамилия, имя, отчество (при наличии), номер группы

1. Тема работы: Исследование НДС колонной головки СПД при эксплуатационных нагрузках

2. Срок сдачи студентом законченной работы:
10.06.2022

3. Исходные данные по работе: Актуальные научные публикации по теме работы, конструкция колонной головки СПД, параметры для задания свойств материалов

4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Общие сведения о СПД, теоретические сведения НДС конструкции, создание 3D модели колонной головки, частный случай задачи Ламе, анализ НДС конструкции

5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей): Графики перемещений, напряжений и деформаций для расчетов, выполненных с помощью «Ansys»

6. Консультанты по работе: Р.Э. Шевчук

7. Дата выдачи задания 13.05.2022

Руководитель ВКР _____ И.В. Курта
(подпись) инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению 13.05.2022_____
(дата)

Студент _____ М.Ю. Волгин
(подпись) инициалы, фамилия

РЕФЕРАТ

На 32 с., 26 рисунков, 3 таблицы.

КОЛОННАЯ ГОЛОВКА, СИСТЕМА ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ, НДС МОДЕЛИ, ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

В данной работе исследуется НДС колонной головки систем подводной добычи. Исследуются классические задачи теории упругости: упругопластическая задача Ламе. Исследование проводится с помощью численного моделирования в программном комплексе «ANSYS».

THE ABSTRACT

32 pages, 26 pictures, 3 tables,

WELLHEAD, SUBSEA PRODUCTION SYSTEM, VAT MODELS, NUMERICAL SIMULATION

In this paper, the VAT of the column head of underwater mining systems is investigated. Classical problems of elasticity theory are investigated: the elastic-plastic problem of Lame. The research is carried out using numerical modeling in the ANSYS software packa

Содержание

Введение 5
Глава 1. Общие сведения о СПД 7
1.1 Классификация СПД 7
1.2 Распределение ресурсов углеводородов в шельфах мирового океана и морей России 8
Глава 2. Теоретические сведения о конструкции 12
2.1 Процесс бурения скважины. Назначение, основные параметры и состав колонной головки СПД 12
2.2 Последствия превышенных нагрузок на колонную головку 14
Глава 3. Создание 3D модели колонной головки СПД 16
3.1 Геометрия модели 16
3.2 Параметры материала 16
Глава 4. Частный случай задачи Ламе. Определение предельного внутреннего давления идеально пластичной бесконечной трубы 18
4.1 Постановка задачи 18
4.2 Решение в программном пакете «Ansys». Построение геометрии 20
4.3 Расчетная сетка 21
4.4 Граничные условия 22
4.5 Результаты 23
Глава 5. Анализ НДС конструкции 27
5.1 Расчетная сетка 27
5.2 Граничные условия 29
5.3 Результаты 31
Заключение 36
Список использованной литературы 37

Введение

В данный момент одной из основных проблем нефтедобывающей отросли является то, что месторождения «черного золота» на суше истощаются. Именно по этой причине сейчас исследование и повышение эффективности морской добычи нефти является наиважнейшей задачей различных нефтяных компаний.

За последние десятилетия научный и практический интерес к недрам континентального шельфа резко возрос, что связано с его значительными природно-сырьевыми ресурсами. Это подтверждают поисково-разведочные работы на нефть и газ в прибрежных районах морей и океанов, проводившиеся в последние годы.

По оценкам специалистов, предполагаемые геологические нефтяные запасы, располагающиеся в осадочных слоях морей и океанов, достигают 70% от совокупных мировых объёмов и могут составить сотни миллиардов тонн. Из этого объёма порядка 60% приходятся на шельфовые участки.

Основной проблемой является то, что нефтедобыча в морских условиях является относительно новой, а это сказывается на цене методов, которыми пользуются на данный момент.

Один из перспективных таких методов – применение подводных промыслов. Он основан на использовании так называемых систем подводного заканчивания скважин, у которых устья располагаются на морском дне.

Главным устьевым устройством, которое претерпевает огромные нагрузки, является колонная головка. Она должна обладать высокой степенью надежности, так как ошибки при проектировании или эксплуатации могут привести к различным авариям, которые повлекут за собой огромные экологические и экономические последствия.

Целью данной работы является получение 3D модели колонной головки СПД для исследования возникающих в ней напряжений и внутреннего давления, а также выявлений мест, которые подвергаются большему риску разрушения. Именно поэтому будет исследовано внутреннее сечение, по которому будет найдено предельное внутреннее давление, при котором конструкция не подвергается риску разрушения. Также будет исследовано НДС колонной головки, к которой будут приложены все эксплуатационные нагрузки.

Глава 1. Общие сведения о СПД

1.1 Классификация СПД

Оборудование для подводной эксплуатации подразделяют на "мокрые", "сухие" и комплексные системы. Наибольшее распространение в мире получили "мокрые" системы (90% всех подводных скважин), которые отличаются большим конструктивным разнообразием - это может быть как отдельно стоящая фонтанная арматура, так и сложные, размещенные внутри подводных гидротехнических сооружений комплексы, включающие куст из 12-24 устьев скважин и более, манифольд, энергетический блок, систему управления и т.д.

Система добычи "мокрого" типа состоит из устья одной скважины, оборудованной подводной фонтанной арматурой и соединенной выкидной линией (подводным трубопроводом) и райзером со стационарной платформой или плавсредством, как правило, расположенными над скважиной. Для этой цели могут быть использованы переоборудованные танкеры, плавучие и стационарные платформы.

Сухие системы представляют собой одно атмосферную камеру с расположенным внутри нее устьевым оборудованием. Камера оснащена шлюзом для стыковки с подводным аппаратом, доставляющим в нее оператора. Преимущества этого типа систем заключаются в том, что они могут работать на больших глубинах моря (до 800 - 900 м) без применения сложной водолазной техники, которая в настоящее время пока еще не соответствует требованиям для данных условий.

Комплексные системы состоят из основного комплекта оборудования устья скважин, размещенного на дне, и дополнительного - на стационарной платформе. Оба они находятся один над другим и соединяются вертикальным райзером. Число таких систем составляет около 5% общего числа подводных скважин [7].

На рисунке 1.1 представлено распределение по классу СПД.

Рисунок 1.1 Распределение систем в процентах

Наиболее перспективным в настоящее время считается направление, связанное с созданием крупных подводных комплексов в «мокром» исполнении.

1.2 Распределение ресурсов углеводородов в шельфах мирового океана и морей России

Географически под континентальным шельфом понимается выровненная часть отмели, подводной окраины материка с незначительным уклоном, примыкающая к суше и обладающая общими с ней геологическими характеристиками. Шельф простирается до глубины 100–200 м, после чего переходит в континентальный склон, который переходит в континентальный подъем, который, в свою очередь, переходит в дно океана;

Общий вид профиля континентального шельфа приведен на рисунке 1.2.

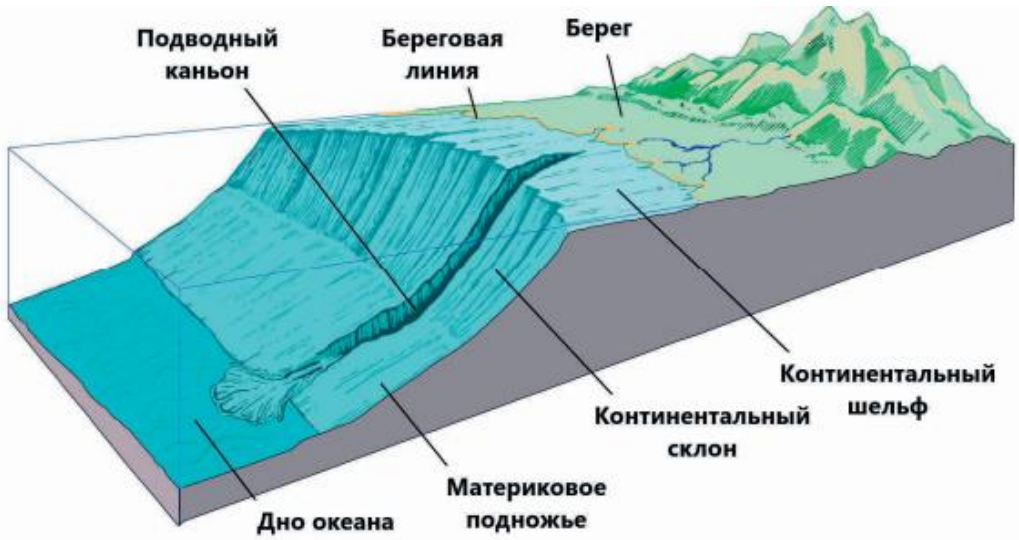

Рисунок 1.2 Континентальный шельф

Поверхность Мирового океана составляет 71% поверхности Земли, из них 7% приходится на континентальный шельф, содержащий значительные потенциальные запасы нефти и газа. Материковая отмель, называемая континентальным шельфом, в геологическом и топографическом отношении представляет собой продолжение суши в сторону моря.

Минерально-сырьевые ресурсы океана распределены как в особых экономических зонах государств, имеющих морские границы, так и в Международном районе морского дна, они слагаются из ресурсов сырья, расположенных на дне и под дном океана; нефть и газ являются наиболее ценными продуктами, добываемыми на подводных месторождениях континентального шельфа. В таблице 1.1 приведены начальные ресурсы углеводорода арктического шельфа России [8].

Таблица 1.1

Нефтегазоносный бассейн	Начальные ресурсы	
	нефть, млрд т	газ, трлн м^3
Арктический регион Северного Ледовитого океана		
Арктический шельф России		
Западно-Баренцевский	9,0	8,0
Восточно-Баренцевский	20,0	41,0
Тимано-Печорский	4,0	1.8
Южно-Карский	7,0	33,0
Северо-Карский	2,3	3,3
Лаптевский	2,3	4,2
Восточно-Арктический	6,0	4,7
Новосибирско-Чукотский	0,7	2,0
Итого	**51,3**	**98,0**

По оценкам, общая площадь таких бассейнов в пределах Мирового океана достигает 60–80 млн км^2. Сегодня доля добычи углеводородов шельфовых месторождений в мировом объеме составляет, по различным оценкам, 30–35%, а к 2050 году данная доля может увеличиться до 40–45%.

На рисунке 1.3 видно распределение запасов углеводородных запасов шельфов мирового океана.

Рисунок 1.3 Распределение ресурсов углеводородов Мирового океана

Российский шельф является самым большим в мире и занимает четвертую часть площади Мирового океана или треть Северного Ледовитого. Суммарно на долю континентального шельфа России приходится треть мировых запасов газа, 22% конденсата, 12% нефти.

Большая часть континентального шельфа России находится в северных и арктических районах. Основные ресурсы углеводородов России (более 80%) сосредоточены в недрах Баренцева, Печорского, Карского и Охотского морей, на рисунке 1.4 показано распределение начальных запасов углеводородного сырья морей России [1].

Рисунок 1.4 Распределение начальный запасов углеводородов морей России

Глава 2. Теоретические сведения о конструкции

2.1 Процесс бурения скважины. Назначение, основные параметры и состав колонной головки СПД

Процесс бурения скважины можно выделить тремя основными этапами:

1) Бурение интервала направления и спуск кондуктора;
2) Установка колонной головки на выходящий конец кондуктора из-под земли. После этого на колонную головку для осуществления дальнейшего процесса сооружения устанавливают противовыбросовое оборудование (ПВО). ПВО предназначается для безопасности бурения скважины в случае опасности газонефтеводопроявления. Данное оборудование позволяет эффективно и благополучно загерметизировать скважину;
3) Спуск обсадных и эксплуатационной колонн и их подвес в колонной головке. В основном выделено два варианта подвешивания: муфтовый или клиньевой. Дальше происходит демонтирование ПВО и установление фонтанной арматуры (ФА) на колонную головку, которую мы будем использовать как при освоении скважины, так и при эксплуатации;

Если подытожить, то колонная головка жестко соединяет в единую систему все обсадные и эксплуатационную колонны скважины. Она обеспечивает полную изоляцию и герметизацию межколонных пространств и одновременно доступ к ним для контроля состояния стволовой части скважины и выполнения необходимых технологических операций.

Колонные головки делятся на 3 типа:

1) Клиньевая (ОКК);
2) Муфтовая (ОКО);
3) Малогабаритного типа (ОК);

В основном рассматриваются первые два типа. Отличие этих типов в способах подвешивания эксплуатационной колонны к колонной головке.

Основные параметры:

Тип (ОКК, ОКО, ОК);

- Допустимое давление (14, 21, 35, 70, 105 МПа) – то давление, которое способна выдержать колонная головка;
- Диаметр обвязываемых колонн;
- Количество обвязываемых колон – считается количество обсадных колонн, то есть в нормативном документе: 1 – одна обсадная колонна и одна эксплуатационная, 2 – две обсадных колонны и одна эксплуатационная и т.д.;
- Исполнение (морозостойкое и коррозионное) – различают 3 коррозионных исполнения: К1 (объемное содержание $CO_2 < 6\%$), К2 (объемное содержание CO_2 и $H_2S < 6\%$), К3 (объемное содержание CO_2 и $H_2S < 25\%$);

В нормативном документе информация о головных головках всегда записывается в виде шифра. Первые его буквы и цифра после них говорит о типе и количестве обвязываемых колонн. Следующие цифры несут информацию о допустимом давлении. После этого пишется о диаметре обсадных и эксплуатационных колонн, а также исполнении.

Например, если в документе встретить шифр “ОКК1-21-178×245К1”, то это будет означать, что используется колонная головка клиньевого типа с обвязыванием одной обсадной и эксплуатационной колонны, допустимое давление - 21 МПа, диаметр обсадной колонны – 245 мм, диаметр эксплуатационной колонны – 178 мм, исполнение коррозионное типа 1.

Колонная головка является важным оборудованием при бурении и добыче нефти и газа на шельфе. Головка блокируется с помощью кольцевых запорных поршней, которые перемещают замковую втулку вниз по разрезному стопорному кольцу. Сопрягаемый профиль между замковой втулкой и разрезным стопорным кольцом заставляет разрезное стопорное кольцо закрываться и зацепляться с зубьями профиля Н4 на устье скважины. Как только

разъем заблокирован, усилие передается от него к стопорному кольцу, к нижнему плечу корпуса, к гайкам и шпилькам [15].

Общий план состава колонной головки изображен на рисунке 2.1:

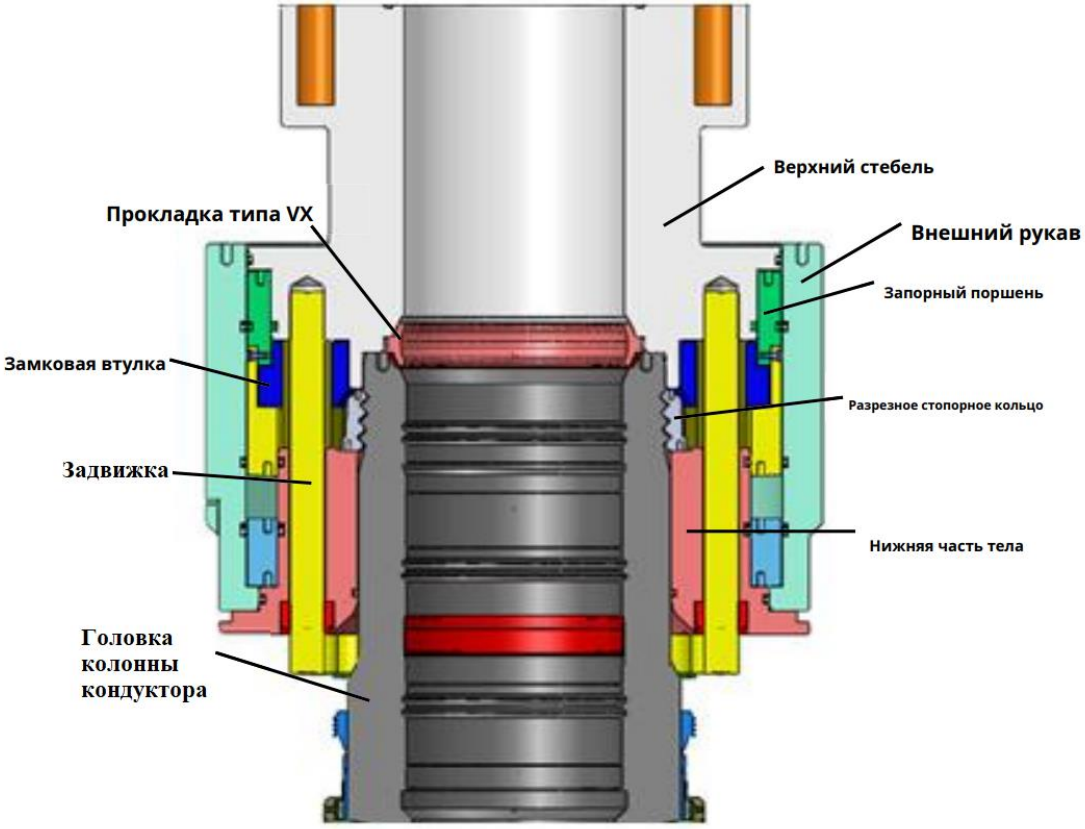

Рисунок 2.1 Состав колонной головки СПД

2.2 Последствия превышенных нагрузок на колонную головку

Превышенные нагрузки на колонную головку приведут к ее разрушению, а следовательно, к попаданию в окружную среду продуктов углеводорода и возникновению аварии. Наиболее опасными аварийными событиями при разведке и разработке морских месторождений являются выбросы в форме газонефтеводопроявления(ГНВП) – самопроизвольных выделений из скважины газа, нефти, воды или их смеси, способных переходить в открытое фонтанирование при нарушении барьеров безопасности.

Подводные выбросы происходят с большим внутрискважинным давлением, приводящим к образованию газожидкостного шлейфа с последующим выходом

его на поверхность и формированием разлива на морской поверхности. При подводных выбросах из скважин газа он проходит через водную толщу и выходит на поверхность моря в виде площадного источника. Под воздействием подводных течений может происходить горизонтальный снос потока от центра источника со смещением выхода газа на поверхность относительно оси скважины.

Ликвидация осложнений может потребовать достаточно сложных и продолжительных операций. Система для борьбы с открытым подводным фонтанированием должна включать в себя противопожарные суда, оборудование для проводки наклонных разгрузочных скважин, устройства для сбора углеводородов под водой, боновые ограждения и средства защиты побережья.

Глава 3. Создание 3D модели колонной головки СПД

3.1 Геометрия модели

Для моделирования в пакете «Ansys» обязательно условие построения расчетной модели. В данном подзаголовке рассматривается создание геометрии головки. Создается множество отдельных деталей, которые после этого прикрепляются друг к другу аналогично чертежам. Все действия происходят в «Ansys DesignModeler». Полученную геометрию можно увидеть на рисунке 3.1:

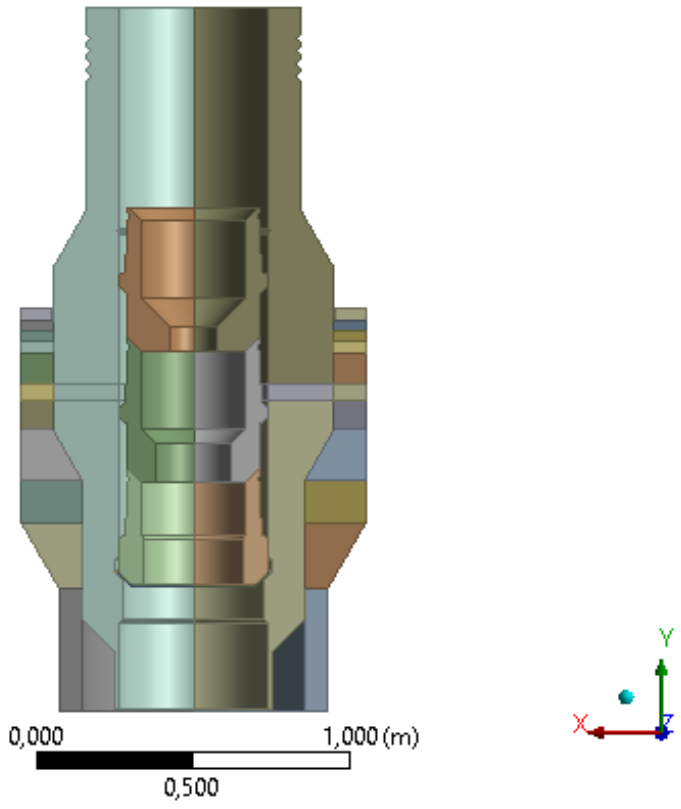

Рисунок 3.1 Геометрия колонной головки

3.2 Параметры материала

Очевидно, что материал колонной головки испытывает огромные нагрузки, а значит он должен быть повышенной прочности. Для данной модели выбирается сталь 40ХЛ. Данный вид стали используется для конструкций,

требующих повышенную прочность. Основные параметры стали 40ХЛ представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Материал	Плотность, kg/m^3	Модуль Юнга, МПа	Коэффициент Пуассона	Предел текучести, МПа	Предел прочности, МПа
Сталь 40 ХЛ	7830	2.19E+11	0.3	490	650

Глава 4. Частный случай задачи Ламе. Определение предельного внутреннего давления идеально пластичной бесконечной трубы

4.1 Постановка задачи

Задача Ламе состоит в том, чтобы найти предельное внутреннее давление (p_t), при котором упругие деформации переходят в пластические, а при идеально пластичном материале это будет означать полное разрушение конструкции.

Рассматривается сечение цилиндрической трубы, которое испытывает только внутреннее давление. Решив частный случай задачи Ламе для цилиндра, можно получить приближенное решение для значения предельного давления, если воспользоваться некоторыми упрощениями: внешнее давление отсутствует, концы трубы являются закрытыми.

Также задаются начальные условия для внутреннего и внешнего радиусов, приняв за a – внутренний радиус трубы, b – внешний радиус трубы.

В таком случае, воспользовавшись уравнениями закона Гука и проделав некоторые математические операции, получим значение для радиальных, касательных и осевых напряжений [11]:

$$\sigma_r = \frac{qa^2}{b^2 - a^2}\left(1 - \frac{b^2}{r^2}\right) \tag{4.1}$$

$$\sigma_\varphi = \frac{qa^2}{b^2 - a^2}\left(1 + \frac{b^2}{r^2}\right) \tag{4.2}$$

$$\sigma_z = \frac{qa^2}{b^2 - a^2} \tag{4.3}$$

В данной задаче используется идеально пластичный материал, а значит приращение упругой части деформации за пределом текучести равен нулю. В таком случае зависимость деформации от напряжения можно представить кривой, представленной на рисунке 4.1:

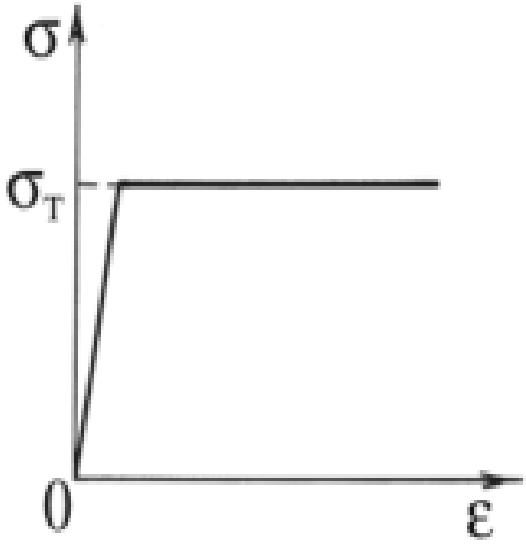

Рисунок 4.1 Зависимость деформации от напряжения

Если сослаться на теорию пластичности Мизеса, то условие пластичности определяется по формуле (4.4):

$$\left(\sigma_r - \sigma_\varphi\right)^2 + \left(\sigma_\varphi - \sigma_z\right)^2 + \left(\sigma_z - \sigma_r\right)^2 = 2\sigma_T^2 \qquad (4.4)$$

Из условия, что в трубе осуществляется плоское деформированное состояние получим формулу (4.5):

$$\sigma_z = \frac{1}{2}\left(\sigma_r + \sigma_\varphi\right) \qquad (4.5)$$

Из (4.4) и (4.5) → (4.6):

$$\frac{3}{2}\left(\sigma_r - \sigma_\varphi\right)^2 = 2\sigma_T^2 \qquad (4.6)$$

Выражая $\sigma_r - \sigma_\varphi$, получим (4.7):

$$\sigma_\varphi - \sigma_r = \frac{2}{\sqrt{3}}\sigma_T \tag{4.7}$$

В итоге получается система уравнений (4.8):

$$\begin{aligned} \sigma_r &= -p_t + \frac{2}{\sqrt{3}}\sigma_T \ln\frac{r}{a} \\ \sigma_\varphi &= -p_t + \frac{2}{\sqrt{3}}\sigma_T \left(1 + \ln\frac{r}{a}\right) \\ \sigma_z &= -p_t + \frac{2}{\sqrt{3}}\sigma_T \left(\frac{1}{2} + \ln\frac{r}{a}\right) \end{aligned} \tag{4.8}$$

Из (4.8) → (4.9)

$$p_t = \sigma_T \frac{2}{\sqrt{3}} \ln\frac{b}{a} \tag{4.9}$$

4.2 Решение в программном пакете «Ansys». Построение геометрии

Задается материал идеально пластичным в «Engineering Data», в разделе «Bilinear Isotropic Hardening» указывается предел текучести и модуль касательной материала. За материал принимается сталь 40ХЛ, которая используется в колонной головке.

Внутренний радиус (a) равен 0,406 m, внешний (b) принимает значение 0,501 m. Геометрия сечения трубы представлена на рисунке 4.2:

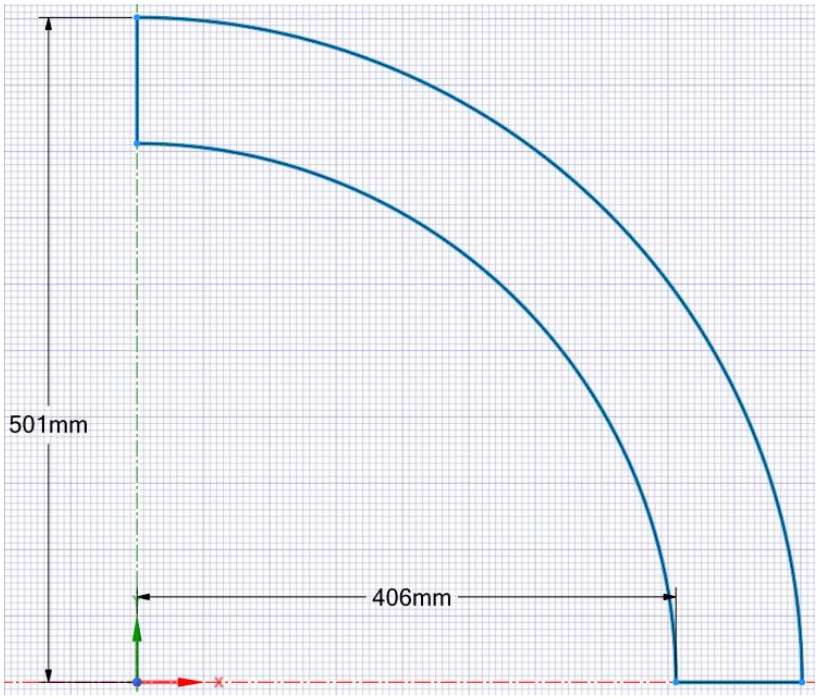

Рисунок 4.2 Геометрия модели

4.3 Расчетная сетка

При исследовании НДС любой конструкции необходима расчетная сетка, которая делается в «Ansys» в разделе «Mesh». Полученная сетка обладает следующими важными параметрами:

1. Размер элементов (Element Size): 0,006 m;
2. Количество узлов (Nodes): 1700;
3. Количество элементов (Elements): 1584;

Полученную расчетную сетку можно увидеть на рисунке 4.3:

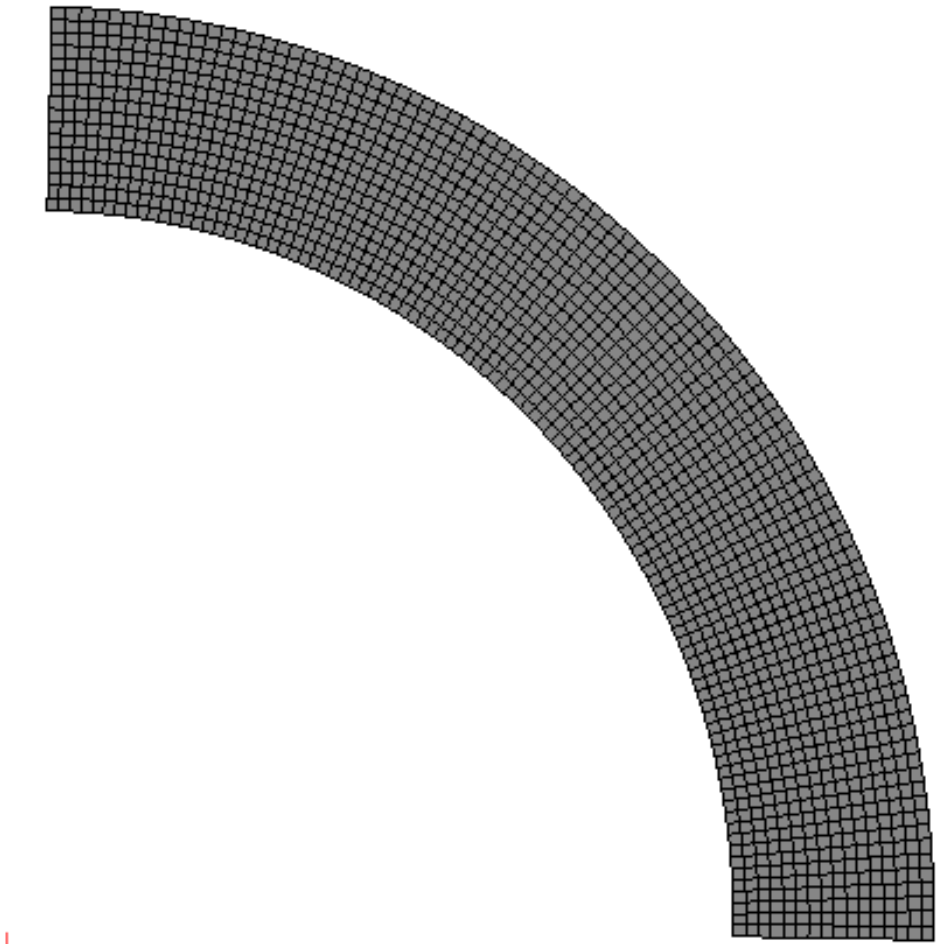

Рисунок 4.3 Расчетная сетка сечения

4.4 Граничные условия

Граничные условия в этом случае определяются следующим образом. На стенки сечения ставится условие «Displacement», которое отвечает за задание перемещения по направлениям. Причем на верхнюю стенку ставится условие свободного перемещения по «y» и «z» осям, а на «x» - 0 m. Аналогично ставится на нижнюю стенку, но уже условие свободного перемещения по x и z осям, а на y – 0 m. Также задается внутреннее давление, которое будет изменяться линейно в течение времени от 0 до 145 МПа. Граничные условия, заданные в «Ansys» можно увидеть на рисунке 4.4:

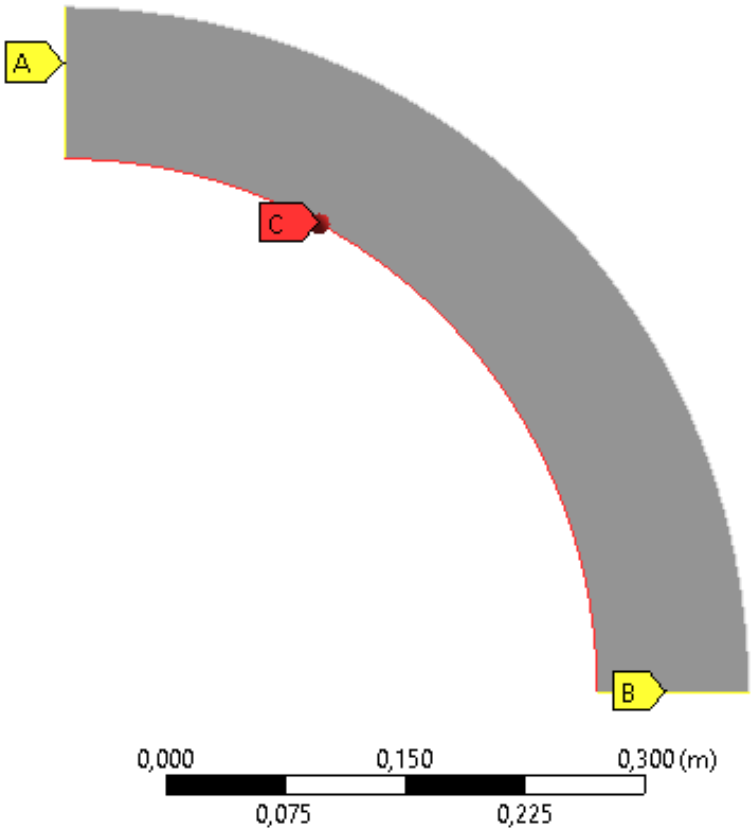

Рисунок 4.4 Граничные условия

4.5 Результаты

Нашему предельному давлению будет соответствовать такое значение давления, при котором все сечение перейдет в пластические деформации. На рисунках 4.5 и 4.6 представлены результаты распределения полных перемещений, а также эквивалентных пластических деформаций.

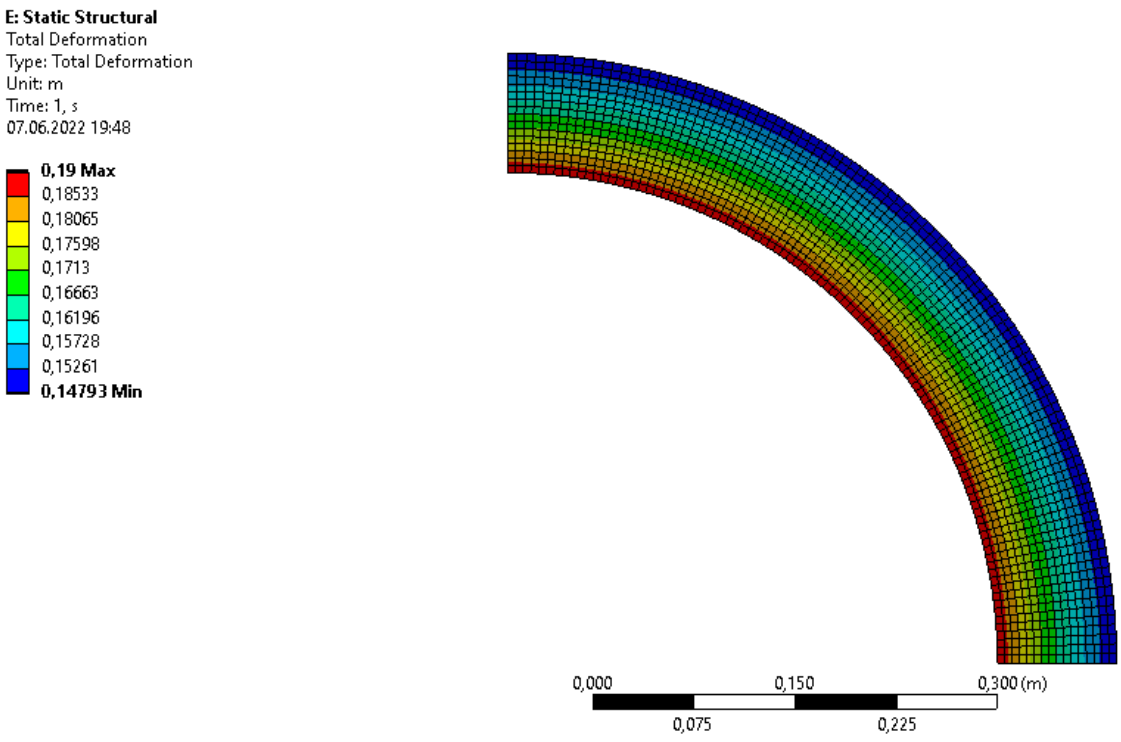

Рисунок 4.5 Распределение полной деформации

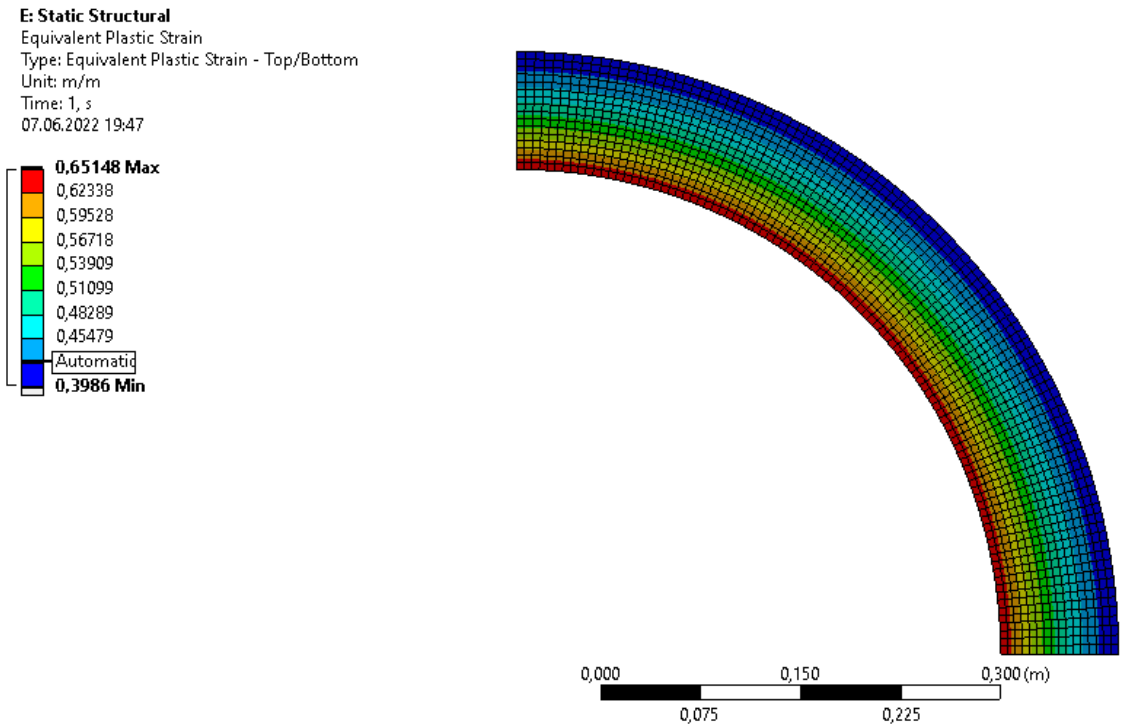

Рисунок 4.6 Распределение пластических деформаций

Выводя через «Static Structural» функцию «Chart», настраиваются параметры выводимых кривых. Интересует Equivalent Plastic Strain (Min), так

как, когда это значение не будет равно нулю, то это будет означать, что сечение перешло полностью в пластические деформации. На рисунке 4.7 в точке C и будет значение предельного внутреннего давления. Чтобы увидеть точное значение предельного давления рассматривается таблица 4.1, по которой построены данные кривые.

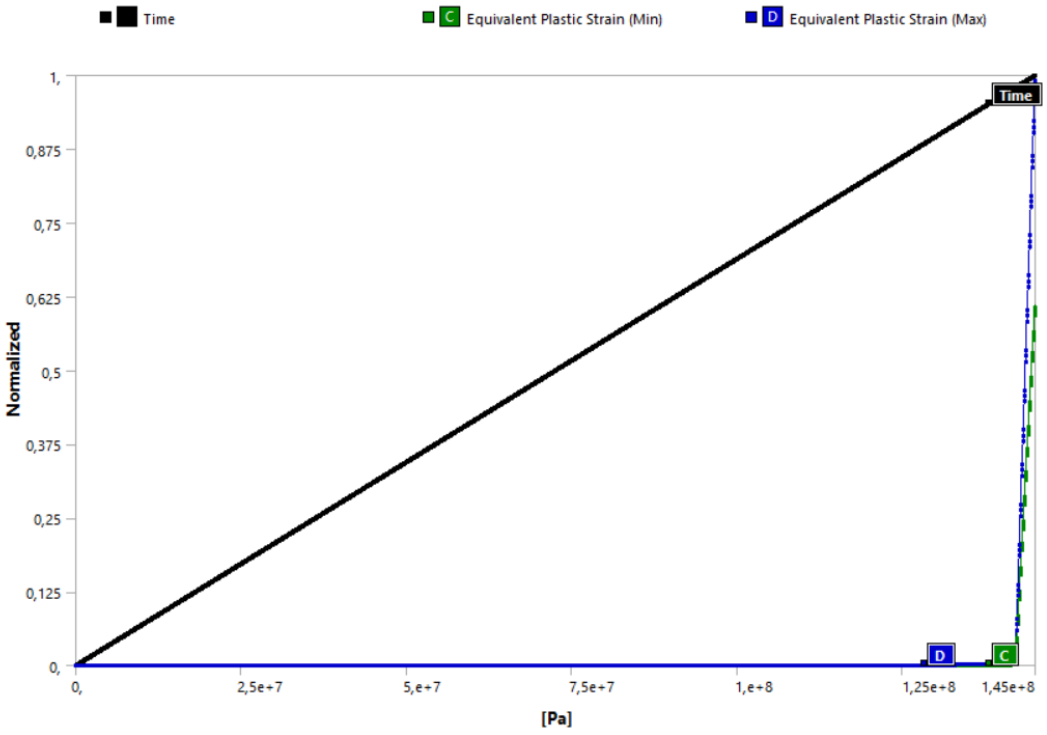

Рисунок 4.7 Кривые пластических деформаций

Таблица 4.1

	Steps	Time [s]	Pressure [Pa]	[C] Equivalent Plastic Strain (Min) [m/m]	[D] Equivalent Plastic Strain (Max) [m/m]
4842	1	0,9682	= 1,4039e+008	0,	1,4564e-003
4843	1	0,9684	= 1,4042e+008	0,	1,4671e-003
4844	1	0,9686	= 1,4045e+008	0,	1,4779e-003
4845	1	0,9688	= 1,4048e+008	0,	1,4888e-003
4846	1	0,969	= 1,4051e+008	0,	1,4996e-003
4847	1	0,9692	= 1,4053e+008	0,	1,5156e-003
4848	1	0,9694	= 1,4056e+008	0,	1,5321e-003
4849	1	0,9696	= 1,4059e+008	5,8159e-007	1,5492e-003
4850	1	0,9698	= 1,4062e+008	2,0351e-005	1,5831e-003
4851	1	0,97	= 1,4065e+008	4,0544e-005	1,6177e-003
4852	1	0,9702	= 1,4068e+008	6,1177e-005	1,653e-003
4853	1	0,9704	= 1,4071e+008	8,2271e-005	1,6891e-003
4854	1	0,9706	= 1,4074e+008	1,0385e-004	1,726e-003
4855	1	0,9708	= 1,4077e+008	1,2592e-004	1,7638e-003
4856	1	0,971	= 1,408e+008	1,4853e-004	1,8024e-003
4857	1	0,9712	= 1,4082e+008	1,7168e-004	1,842e-003
4858	1	0,9714	= 1,4085e+008	1,9542e-004	1,8825e-003
4859	1	0,9716	= 1,4088e+008	2,1976e-004	1,9241e-003
4860	1	0,9718	= 1,4091e+008	2,4474e-004	1,9667e-003
4861	1	0,972	= 1,4094e+008	2,704e-004	2,0104e-003
4862	1	0,9722	= 1,4097e+008	2,9676e-004	2,0553e-003
4863	1	0,9724	= 1,41e+008	3,2387e-004	2,1015e-003
4864	1	0,9726	= 1,4103e+008	3,5178e-004	2,149e-003
4865	1	0,9728	= 1,4106e+008	3,8053e-004	2,1979e-003
4866	1	0,973	= 1,4109e+008	4,1016e-004	2,2482e-003
4867	1	0,9732	= 1,4111e+008	4,4074e-004	2,3002e-003
4868	1	0,9734	= 1,4114e+008	4,7233e-004	2,3538e-003
4869	1	0,9736	= 1,4117e+008	5,0499e-004	2,4092e-003
4870	1	0,9738	= 1,412e+008	5,388e-004	2,4666e-003
4871	1	0,974	= 1,4123e+008	5,7385e-004	2,5259e-003
4872	1	0,9742	= 1,4126e+008	6,1021e-004	2,5875e-003
4873	1	0,9744	= 1,4129e+008	6,48e-004	2,6515e-003
4874	1	0,9746	= 1,4132e+008	6,8733e-004	2,718e-003

Из таблицы 4.1 можно сделать вывод, что p_t = 1,4056e+8 Па. Предлагается сравнить данное значение с теоретическим значением, которое вычисляется по (4.9) и принимает значение 1,42e+8 Па. Погрешность вычисления составляет: $\frac{p_t^*}{p_t} = \left|1 - \frac{1{,}4056\text{e+8}}{1{,}42\text{e+8}}\right| \approx 0{,}01 = 1\%$.

Глава 5. Анализ НДС конструкции

5.1 Расчетная сетка

Геометрия модели была уже построена в разделе 3.1 (рисунок 3.1). Поэтому перейдем сразу на построение расчетной сетки конструкции.

Полученная сетка обладает следующими важными параметрами:

1. Средняя площадь поверхности (Average Surface Area): 3,7187e-002 m²;
2. Размер элементов (Element Size): 0,1 m;
3. Количество узлов (Nodes): 188719;
4. Количество элементов (Elements): 41496;

Полученную расчетную сетку можно увидеть на рисунках 5.1, 5.2, 5.3:

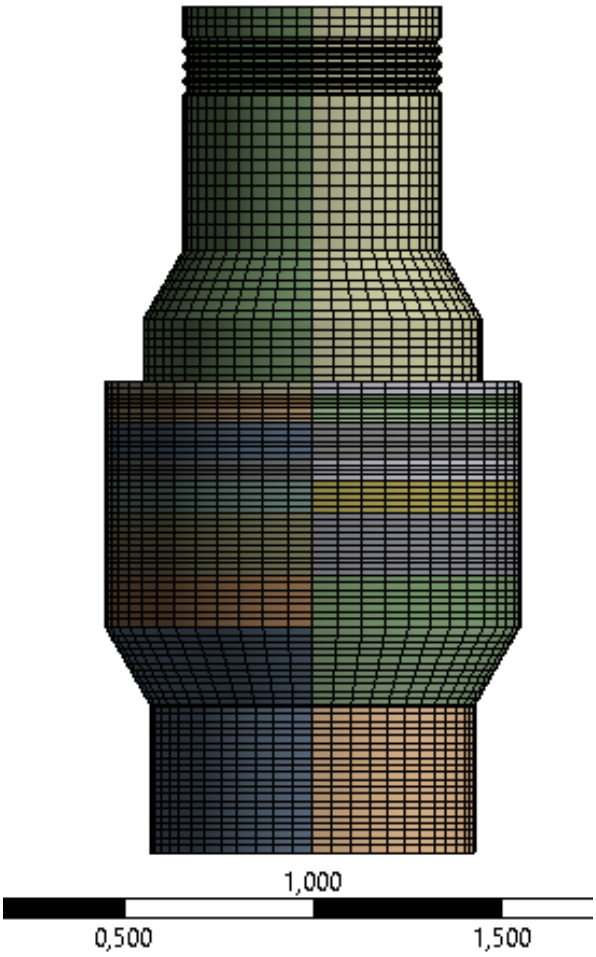

Рисунок 5.1 Расчетная сетка (вид спереди)

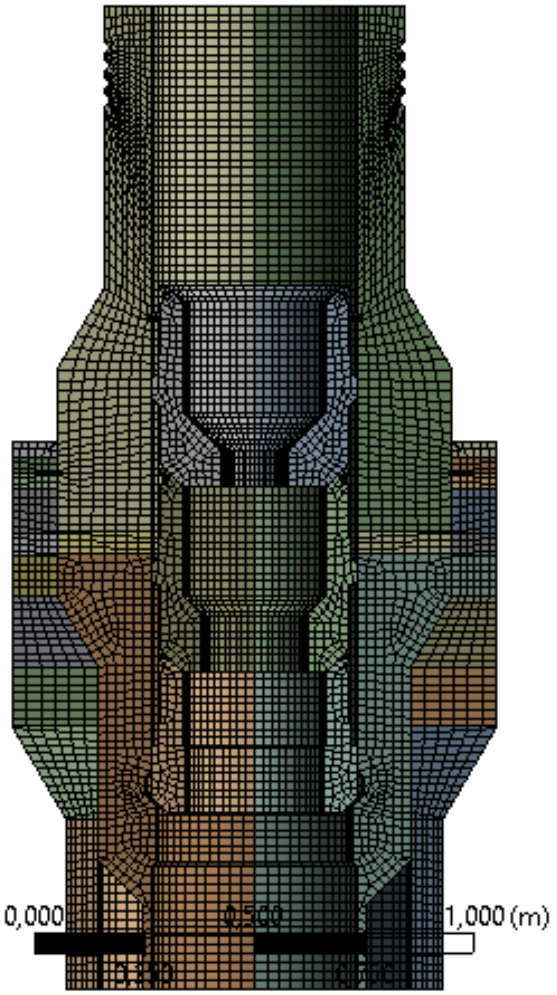

Рисунок 5.2 Расчетная сетка (вид сзади)

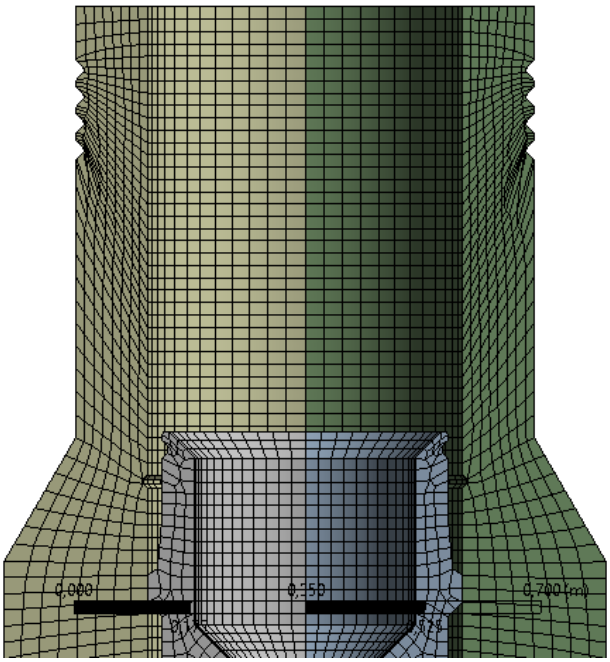

Рисунок 5.3 Приближенная расчетная сетка

5.2 Граничные условия

Конструкция претерпевает две основные нагрузки: внутреннее давление и изгибающий момент. В данной задаче исследуется НДС колонной головки, которая имеет шифр «ОКК2-70-178×245×323К1». Это означает, что внутреннее давление нашей конструкции принимается равным 70 МПа. Из-за того, что у нас есть внутреннее давление, к верхней грани модели будет применяться растягивающая сила $F = p \cdot S = 7,94E + 6\ N$, где p – внутреннее давление, а S – площадь верхней грани. Также по нормативным документам, изгибающий момент принимается равным 7e+6 N×m. Так как рассматривается симметричная задача, то в граничных условиях значение изгибающего момента будет равно 3,5e+6 N×m. Еще обязательным граничным условием будет являться заделка нижней части труб, так как в данной задаче рассматривается только конструкция колонной головки, которая находится в устье скважины. Материал задан сталью 40ХЛ. Как заданы граничные условия можно увидеть на рисунках 5.4 и 5.5:

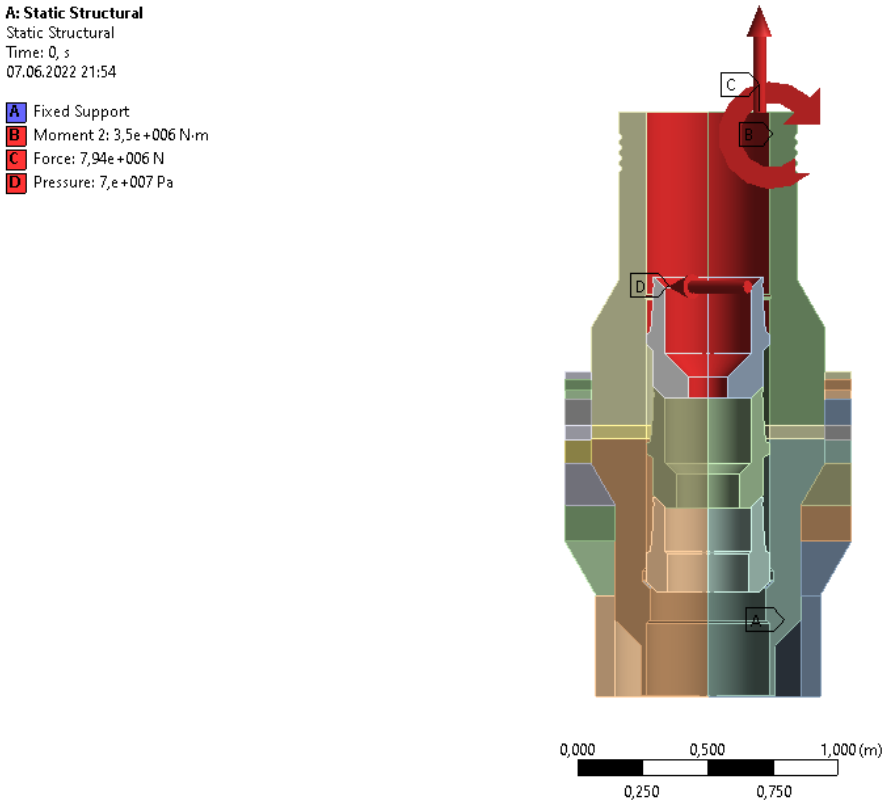

Рисунок 5.4 Граничные условия (вид сзади)

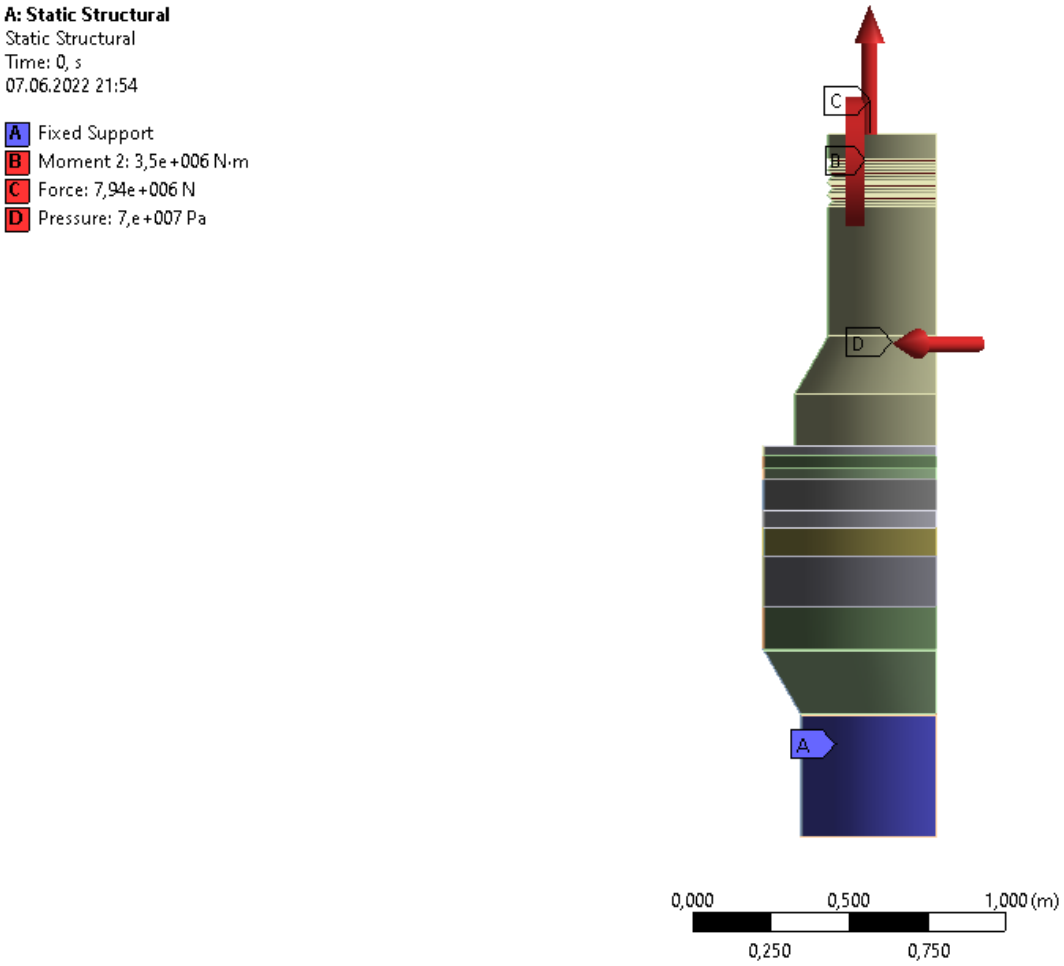

Рисунок 5.5 Граничные условия (вид сбоку)

5.3 Результаты

На рисунках 5.6 и 5.7 представлены распределение перемещений полной модели, а также приближенные участки максимальных значений перемещений.

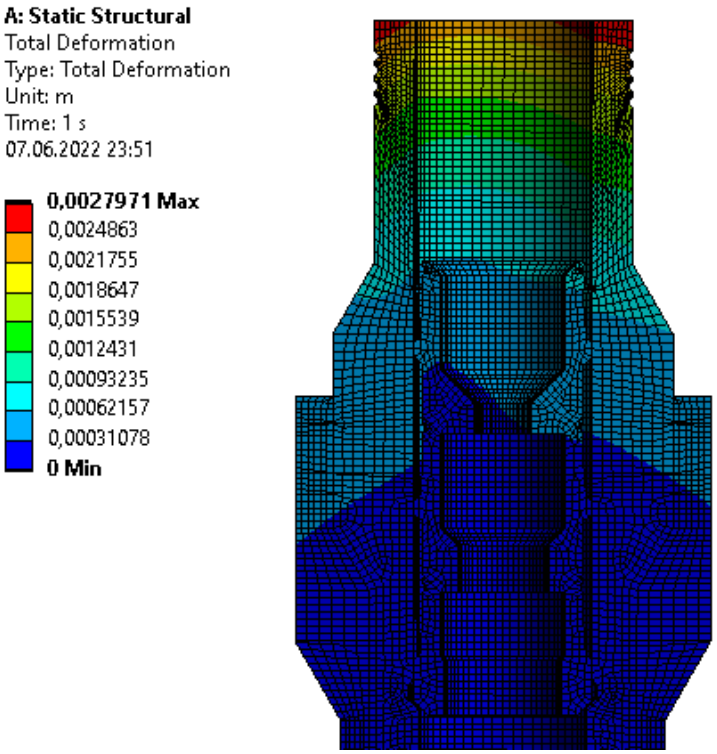

Рисунок 5.6 Распределение полных деформаций конструкции

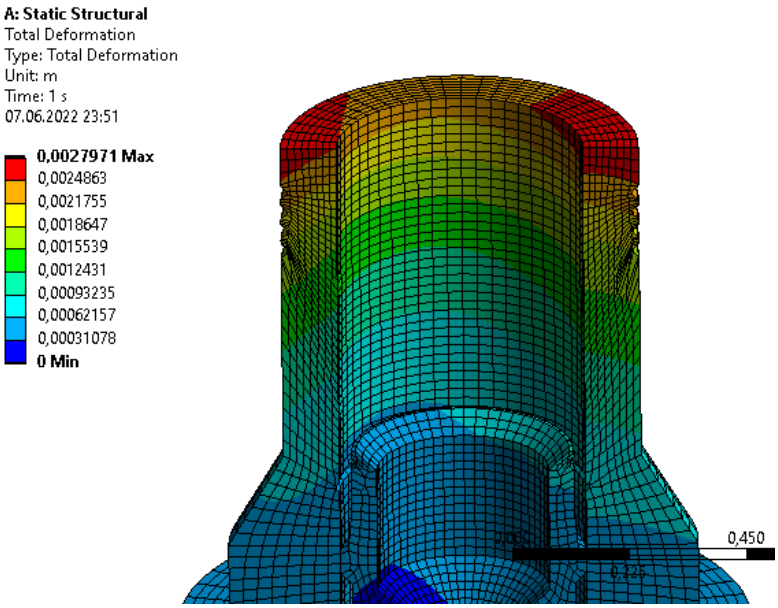

Рисунок 5.7 Распределение полных деформаций, приближенное в областях максимальных значений

Видно, что так как растягивающая сила прикладывается к верхней гране модели, то максимальные деформации возникают именно в этой зоне.

На рисунке 5.8 представлено распределение напряжений по Мизесу полной модели.

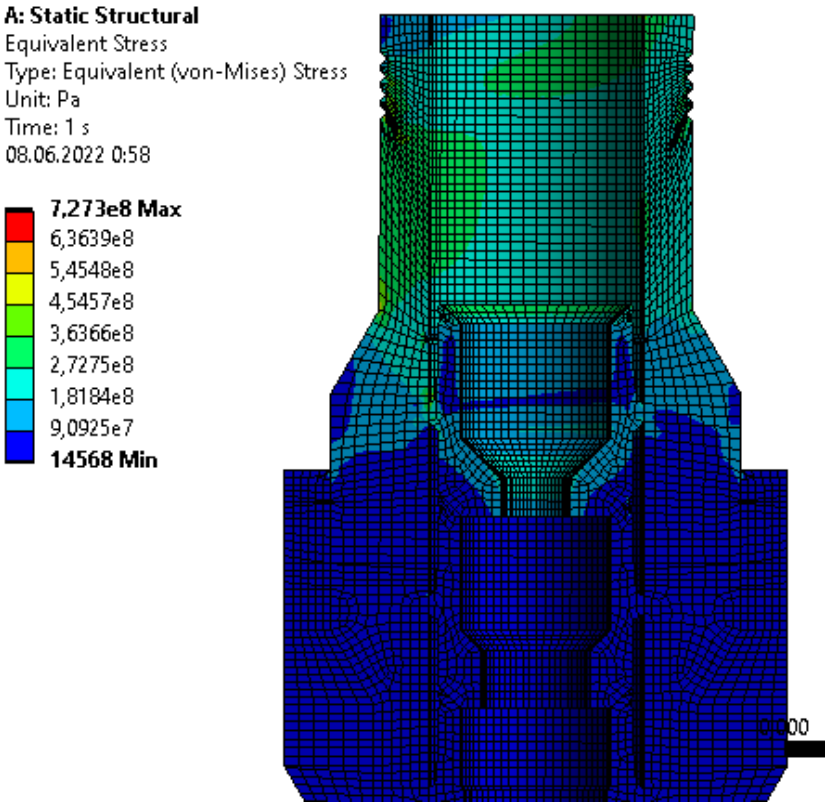

Рисунок 5.8 Распределение напряжений по Мизесу

Видно, что напряжения почти на всей поверхности модели не превышают предел текучести $\sigma_t = 490$ МПа, но есть так называемые «горячие» точки, в которых напряжение достигает максимального значения σ = 7,27e+8 Па. Эти точки будут в креплениях фонтанной аппаратуры, так как там действует изгибающий момент. Распределение напряжений в «горячих» точках представлены на рисунках 5.9 и 5.10.

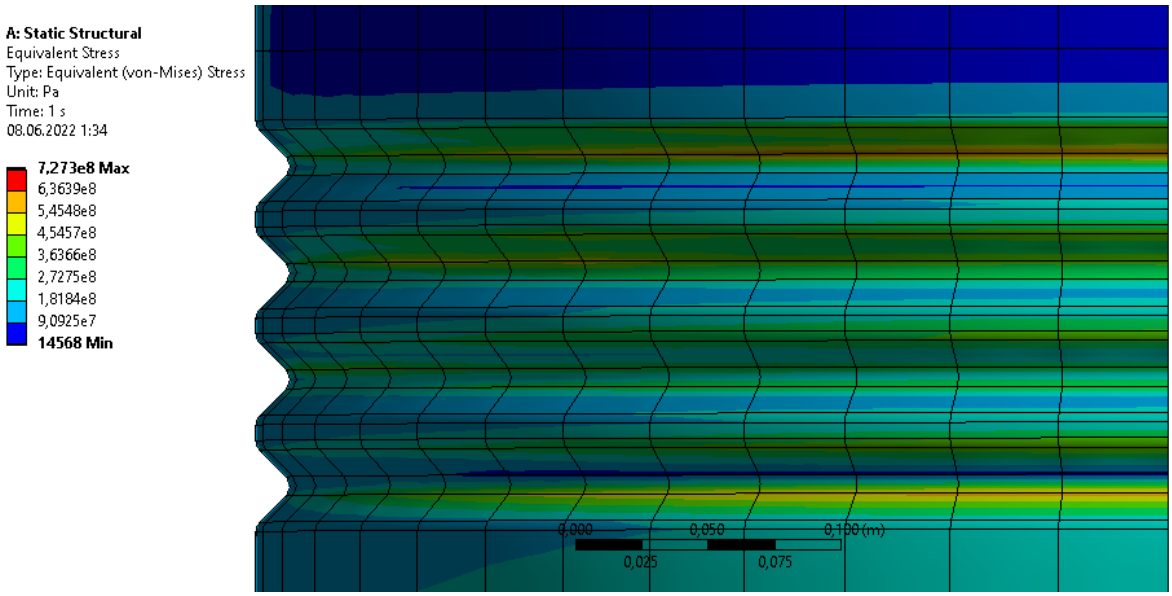

Рисунок 5.9 Распределение напряжений по Мизесу (вид справа)

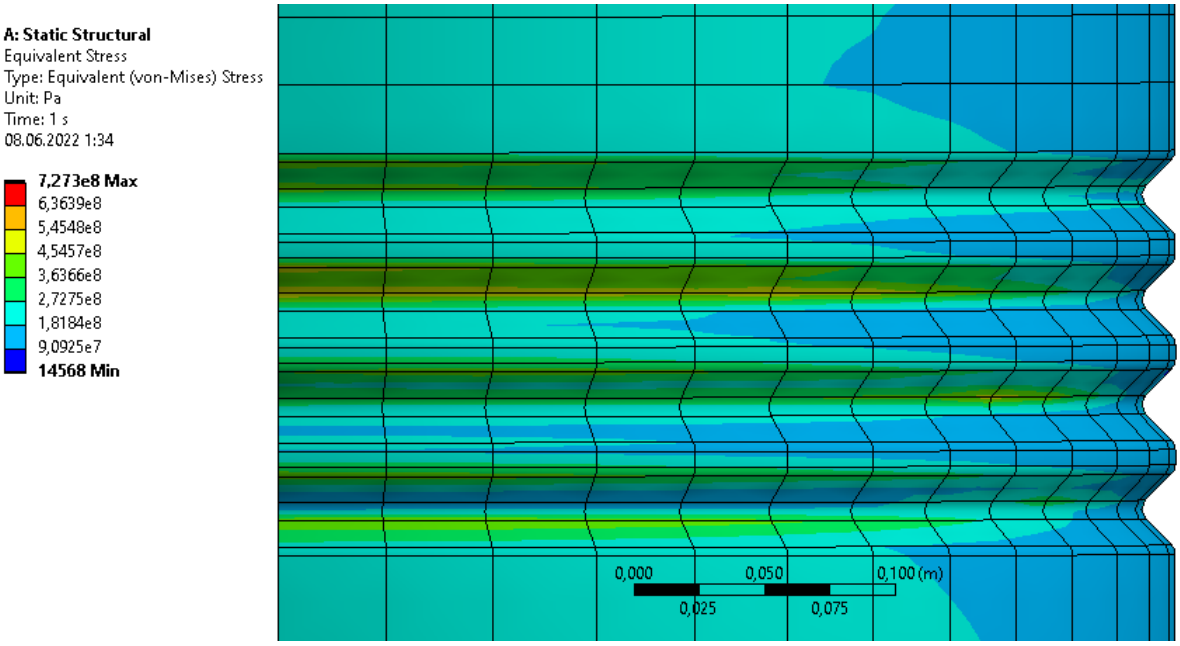

Рисунок 5.10 Распределение напряжений по Мизесу (вид слева)

Также важно убедиться, что деформации не перешли в пластические из упругих, так как это будет означать полное разрушение конструкции. На рисунке 5.11 представлено распределение пластических деформаций модели.

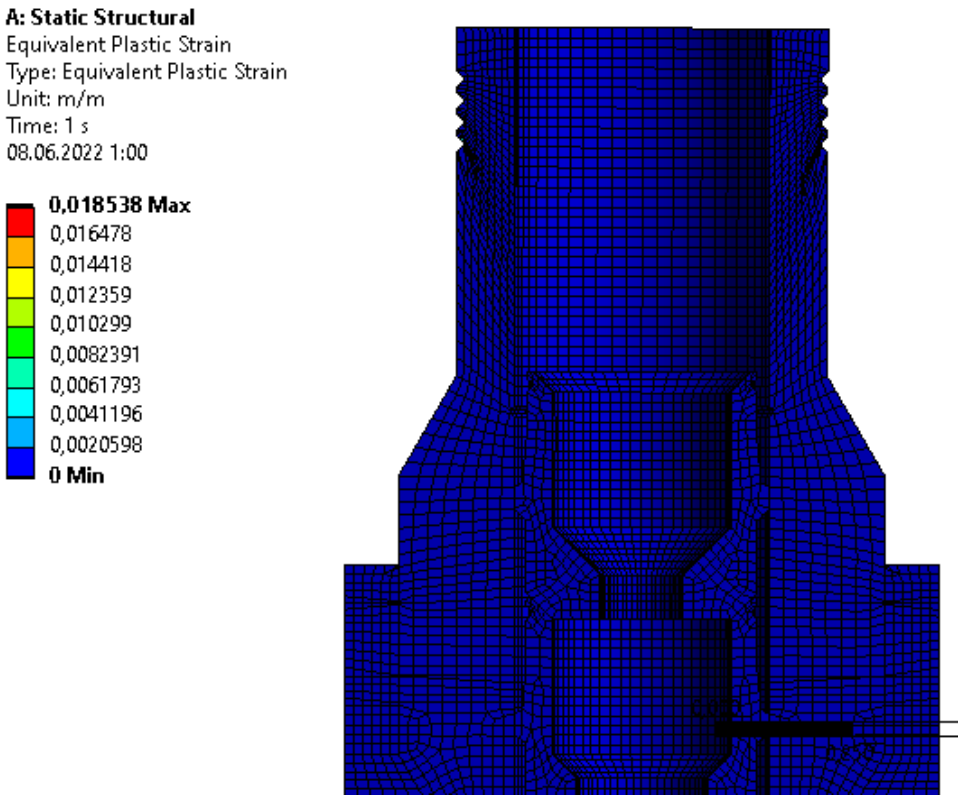

Рисунок 5.11 Распределение пластических деформаций полной модели

Видно, что почти вся конструкция не претерпевает пластические деформации, но опять же надо рассмотреть «горячие» точки, в которых зарождается пластика. На рисунках 5.12 и 5.13 представлены распределения пластических деформаций в «горячих» точках.

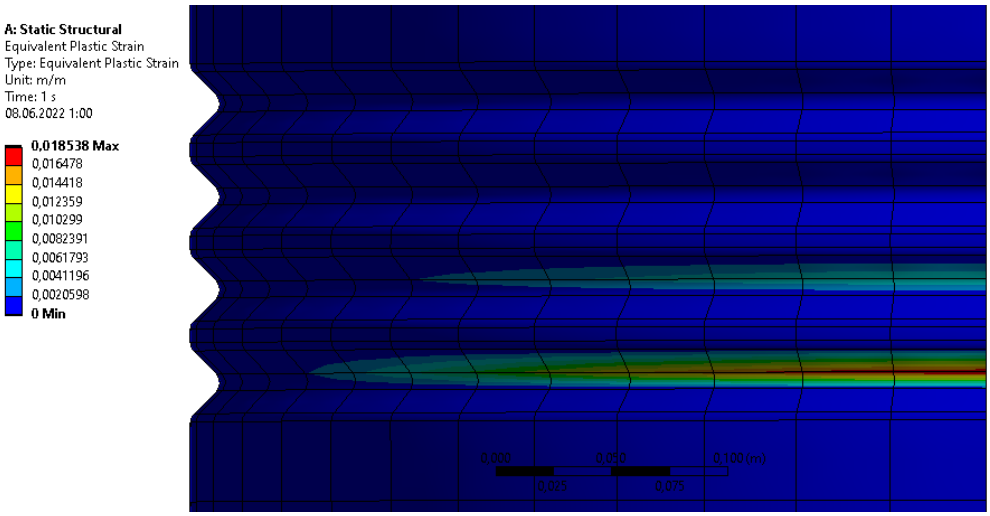

Рисунок 5.12 Распределение пластических деформаций (вид справа)

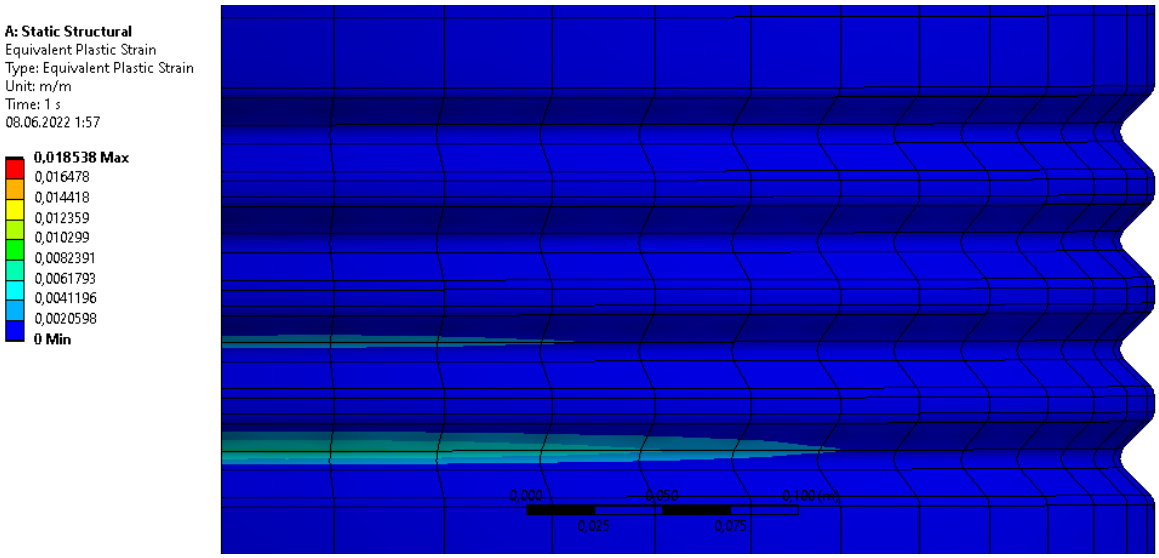

Рисунок 5.13 Распределение пластических деформаций (вид слева)

Заключение

Таким образом было определенно численное значение предельного внутреннего давления в программном пакете «Ansys». Было сопоставлено численное значение с аналитическим, полученным из решения частого случая задачи Ламе для цилиндра. Погрешность двух значений составил 1%, что говорит о правильности постановки задачи и составлении модели в «Ansys».

Конечно – элементное моделирование колонной головки системы подводной добычи показывает, что почти во всей конструкции при эксплуатационных нагрузках возникают напряжения, не превышающие предел текучести стали из которого сделана модель. Также К-Э моделирование показало, что крепления фонтанной арматуры подвергаются пластическим деформациям, а из-за этого в них могут зарождаться микротрещины. Можно сделать вывод, что данные «горячие» точки наиболее подвержены хрупкому разрушению вследствие больших циклических нагрузок.

По причине этого была поставлена задача на будущее исследовать «опасные» зоны колонной головки, смоделировав процессы появления микротрещин, и попытаться найти пути решения, которые помогут меньше подвергать риску разрушения крепления фонтанной арматуры.

Список использованной литературы

1. Богатырева Е.В., Гречко А.Г., Ибрагимов И.Э., Мирзоев Д.А., Новиков А.И., Петренко В.Е. Морские подводные нефтегазовые промыслы. В 2 т. – Т. 2: Технологии и технические средства для подводного обустройства и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений: Учебное пособие – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – 388 с.
2. Денисов. М.А. Компьютерное проектирование. ANSYS: учебное пособие – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014 – 77с.
3. Доль А.В., Иванов Д.В. Введение в Ansys Workbench: Учеб.-метод. пособие для студентов естественно-научных дисциплин – Саратов: Амирит, 2016.-56с.:ил.
4. Захаров А.А., Миклина О.А, Мординов А.А., Полубоярцев Е.Л. Устьевое оборудование фонтанных и нагнетательных скважин: Методические указания – Ухта: УГТУ, 2004.- 31с.
5. Куприянов Н.А., Логвинова Н.А., Хохлов В.А., Цукублина К.Н. Сопротивление материалов: учебное пособие; Юргинский технологический институт. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 228 с.
6. Мастобаев Б.Н., Мастобаев Ю.Б., Мовсумзаде М.Э., Мовсумзаде Э.М. Морская нефть. Развитие технических средств и технологий - СПб: Недра, 2005. – 236с.
7. Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазового дела: Том 1: Обустройство и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений: Учебник - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. - 272 с.
8. Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазопромыслового дела: В 2 томах. - Т. 11. Морские нефтегазопромысловые инженерные сооружения -

объекты обустройства морских месторождений: Учебник - М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. - 286 с.:

9. Можаровский Н.С., Писаренко Г.С. Уравнения и краевые задачи теории пластичности и ползучести. Справочное пособие – Киев: Наук. Думка, 1981. – 496с.

10. Подгорнов В. М. Заканчивание скважин: В двух частях: Часть 1. Формирование крепи скважины: Учебник для вузов – М.: МАКС Пресс, 2008.- 264 с.

11. Работнов Ю. Н. Сопротивление материалов - М.: Физматгиз, 1963. — 456 с.

12. ГОСТ Р 59304-2021. Нефтяная и газовая промышленность. Системы подводной добычи. Термины и определения.

13. ИСО 13628-4:2010 «Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация систем подводной добычи. Часть 4. Подводное оборудование устья скважины и устьевой елки»

14. Howard Crumpton. Well Control for Completions and Interventions. Chapter 13 – Subsea Completion and Intervention Riser Systems. 2018.- 721 с.

15. Fatigue Life Evaluation of Subsea Wellhead Connector Based on Finite Element Method/ Wang chuan, Hongwu Zhu, Yinxun Zhang, Kuang Ding, Penghui Li.