

УДК 622.692.4.053

РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ, ПОДВЕРЖЕННЫХ КАНАВОЧНОМУ ИЗНОСУ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Султанмагомедов Тимур Султанмагомедович¹,
tsultanmaga@gmail.com

Халиков Тагир Магомедович¹,
tagirhalikov33@mail.ru

Бахтизин Рамиль Назифович¹,
rektor@rusoil.net

Султанмагомедов Султанмагомед Магомедтагирович¹,
ft2010@mail.ru

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность исследования продиктована устареванием используемых промышленных трубопроводов, а значит, необходимостью улучшения качества полевых и камеральных работ по их диагностике и экспертизе промышленной безопасности. В работе рассмотрена возможность применения численного анализа напряженно-деформированного состояния трубопровода, подверженного канавочному износу, с использованием метода конечных элементов. С этой целью создается модель трубопровода с дефектом, рассматривается образование трещины. Рассмотрены плоская и объемная постановки задач, проведен анализ имеющихся исследований.

Целью исследования является изучение возможности применения метода конечных элементов для моделирования развития дефектов на трубопроводах. Для повсеместного внедрения метода конечных элементов для камеральной обработки при проведении экспертизы промышленной безопасности нужно обосновать необходимость его применения. Для этого рассмотрена задача определения напряженно-деформированного состояния трубопровода с канавочным износом, с последующим верифицированием результатов.

Объекты: анализ методом конечных элементов промышленных трубопроводов, подверженных дефектам потери металла.

Методы: математическое моделирование, экспериментальные методы, методы теоретической механики.

Результаты. Выполнен механический теоретический расчет напряжений в сечении трубопровода, подверженного ручейковой коррозии; результаты расчета сопоставлены с результатами экспериментов других авторов. По результатам расчетов, полученным на теоретической модели, предложена методика оценки технического состояния трубопровода с ручейковой коррозией, заключающаяся во внесении трещины в исходную геометрию в местах с критическими напряжениями и последующем анализе конструкции. Выполнен механический теоретический расчет напряжений, возникающих в сечении дефектного участка трубопровода при проведении его профилактического поворота.

Ключевые слова:

ручейковая коррозия, канавочный износ, метод конечных элементов, промышленный трубопровод, оценка технического состояния, экспертиза промышленной безопасности, напряженно-деформированное состояние, концентрация напряжений.

Введение

Промысловые трубопроводы получили широкое распространение в нефтегазовой отрасли. Они применяются как при транспорте от мест добычи до установок переработки, так и для подачи продукта на другой вид транспорта. Ввиду повышенной агрессивности перекачиваемой по данным трубопроводам среды и сложных условий эксплуатации (продукт с большим количеством примесей, высокое число циклов эксплуатации, т. е. испытание большего по сравнению с магистральными трубопроводами блоков эксплуатации) промышленные трубопроводы подвержены ускоренному устареванию. Накопление критического числа дефектов может приводить к авариям, которые ведут к возникновению экологических и экономических издержек. Обеспечение безопасности эксплуатации промышленных трубопроводов – ключевая задача для любой эксплуатирующей организации.

На рис. 1 приведена статистика по отказам промышленных трубопроводов и трубопроводов системы поддержания пластового давления (ППД) [1, 2]. Согласно статистике, наиболее частой причиной отказа промышленных трубопроводов является внутренняя коррозия. В последние годы произошло перераспределение причин отказа – увеличилось количество отказов, вызванных действием наружной коррозии.

Самым распространенным видом дефектов промышленных трубопроводов является потеря металла. Опаснейшим дефектом, согласно статистике аварий, можно считать «ручейковую» (канавочную) коррозию внутренней поверхности стенки металла. Ее возникновение объясняется недостаточной степенью очистки перекачиваемого продукта, а следовательно, увеличенным электро-механохимическим воздействием [3]. Твердые частицы (преимущественно сульфид железа и сероводород [4]), оседая под действием силы тяжести, нарушают железо-карбонатно-сульфидную пленку, ко-

торая формируется на внутренней поверхности трубопровода и защищает его от коррозии, в нижней образующей цилиндрической поверхности. На поверхности конструкции, в местах с нарушенным пленочным по-

крытием, происходит образование макрогальванической пары. В данном случае внутренняя поверхность с нарушенным покрытием является анодом, за счет чего происходит ее разрушение.

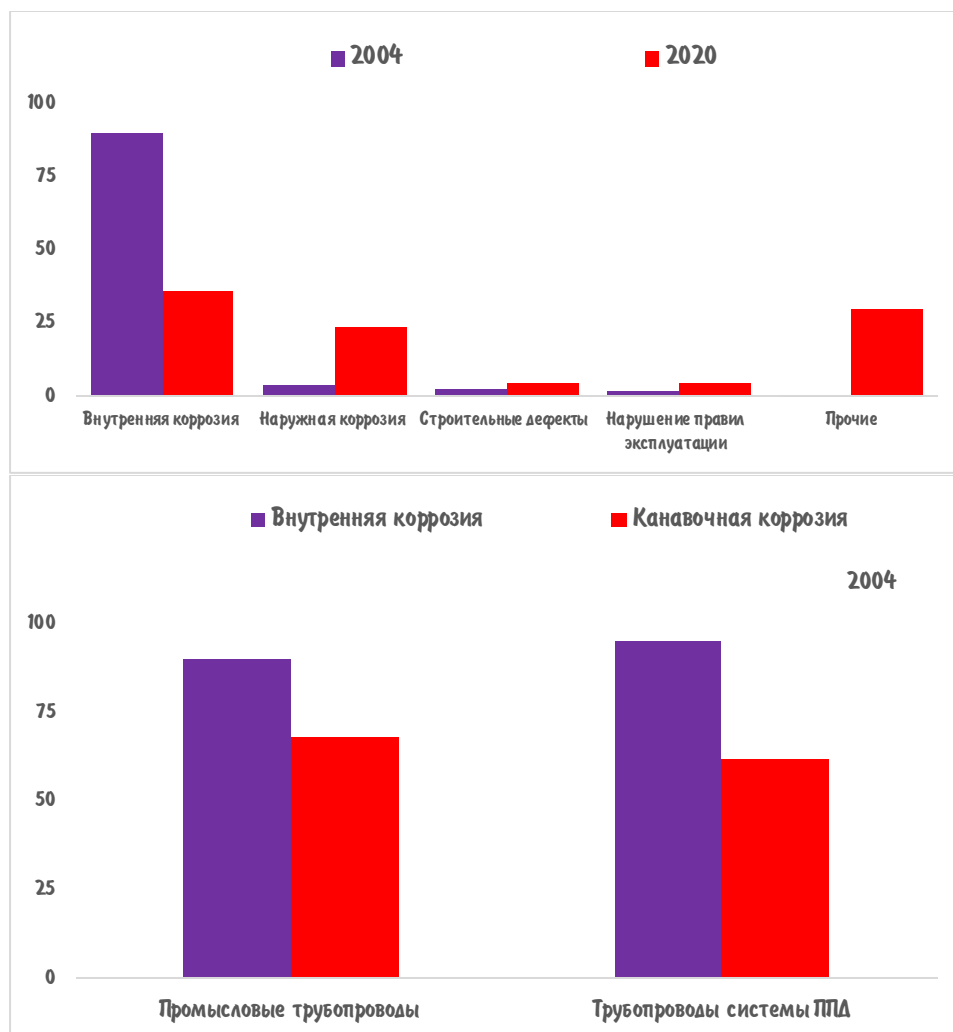


Рис. 1. Причины отказа промысловых трубопроводов [1, 2]

Fig. 1. Reasons for failure of field pipelines [1, 2]

Наибольший вклад в решение проблемы канавочного износа промысловых трубопроводов внесли: И.Г. Абдуллин, С.М. Султанмагомедов, А.А. Гоник, Д.В. Поподько, Г.Г. Попов, П.В. Бурков и др. [1, 3–6].

В работах приведенных выше авторов широко рассмотрена изучаемая проблема с точки зрения правил классической механики. На данный момент существуют инструменты, позволяющие производить более подробный анализ дефекта, получая наглядное представление о поле распределения механических напряжений исследуемого объекта. Одним из таких инструментов для решения задач механики деформируемого твердого тела является численное моделирование, а именно анализ методом конечных элементов.

Исследования канавочного износа методом конечных элементов проводились Д.В. Поподько в [5]. На данный момент благодаря увеличению вычислительных мощностей разработанная модель может быть доработана и усовершенствована для анализа

объемной конструкции и прогнозирования роста трещин. Превышение предела прочности в опорных узлах дефекта на практике приводит к образованию трещин и их последующему ускоренному росту, вплоть до разрушения трубопровода.

В [6] доказана зависимость между перераспределением эквивалентных растягивающих напряжений и развитием ручейковой коррозии. Также предложен метод лабораторных испытаний сталей на способность противостоять данному виду коррозии с целью определения наиболее стойких.

Численное моделирование ручейковой коррозии проведено в [7]. Полученные в ходе компьютерного моделирования процесса результаты следует применять с осторожностью ввиду несоблюдения стандартов расчета тонкостенных оболочек. Согласно пункту 5.3.1 ГОСТ Р 57700.10-2018 исследование тонкостенных оболочек допустимо выполнять лишь при создании сетки конечных элементов конструкции не менее трех по толщине.

Метод конечных элементов представляет собой способ численного решения дифференциальных и интегральных уравнений и применяется для решения прикладных задач физики, в том числе задач механики твердого деформируемого тела [8].

Применимость метода конечных элементов для решения задач, возникающих при проведении экспертизы промышленной безопасности, доказана рядом исследований [9–19].

В частности, обоснованы перспективы применения расширенного метода конечных элементов (Extended Finite Element Method – XFEM) для прогнозирования отказов трубопровода с начальными отклонениями и без них [10].

В [16] достоверность результатов расчета на установившуюся долговечность, выполненного в программном комплексе Ansys, подтверждена с помощью моделирования Т-образных стальных соединений на морской нефтегазовой платформе. Авторы утверждают, что подобный метод анализа обеспечивает большой запас по прочности и поэтому его применение в инженерных изысканиях с точки зрения механики усталостного разрушения безопасно и обосновано.

В [19] предложен способ моделирования развития трещины с помощью клеточных структур методом конечных элементов, который показал хорошую сходимость с натурным экспериментом.

Цели и задачи

Целью исследования является определение степени применимости метода конечных элементов при проведении работ по оценке технического состояния действующих трубопроводов с дефектами на примере трубопровода, подверженного ручейковой коррозии.

Задачи:

- оценка текущего состояния вопроса использования метода конечных элементов при проведении экспертизы промышленной безопасности нефтегазовых объектов;
- прочностной анализ трубопровода, подверженного ручейковой коррозии, в ПО Ansys с учетом пластических деформаций;
- сравнение результатов предыдущих исследований с проведенным механическим расчетом дефектных участков с учетом возможного роста трещин.
- моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода при однократном повороте трубопровода вокруг оси в программном комплексе Ansys.

Методы

В исследовании рассматривались три типа канавочного износа трубопроводов: овальный, серповидный и шпоночный (рис. 2) [5]. На практике определение типа коррозионного дефекта возможно различными методами неразрушающего контроля, наиболее рациональным является применение ультразвукового контроля.

Конечно-элементная модель выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ Р 57700.10-2018, вид разбиения на подобласти вблизи дефекта представлен на рис. 3.

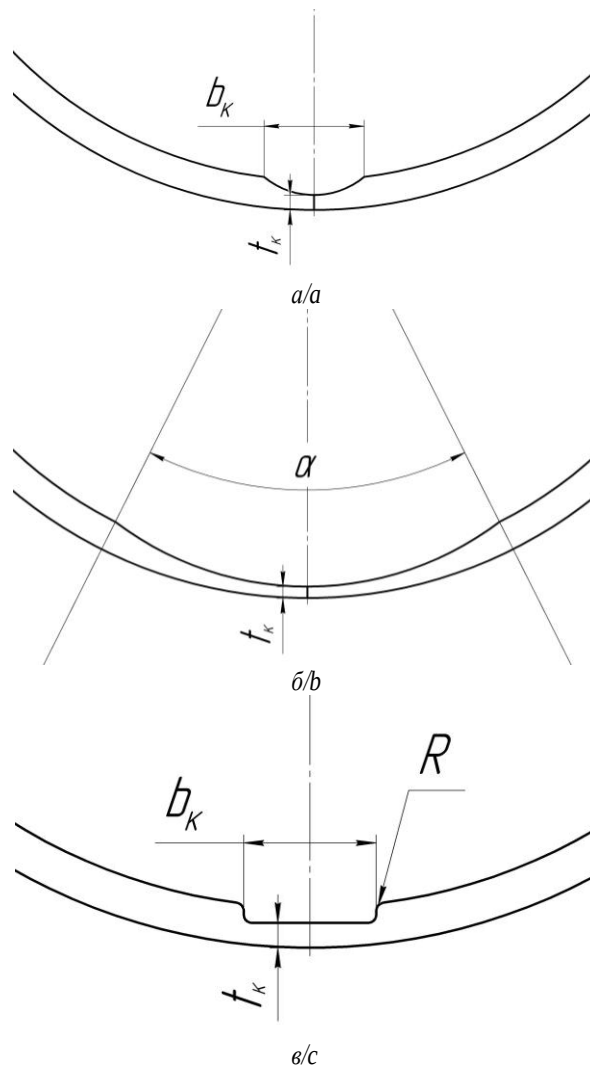


Рис. 2. Типы канавочного износа промышленных трубопроводов: а) овальная коррозия; б) серповидная коррозия; в) шпоночная коррозия

Fig. 2. Types of groove wear of field pipelines: a) oval corrosion; b) sickle-shaped corrosion; c) keyway corrosion

Сечение трубопровода разбито на четырехугольные конечные элементы размером 7 мм в длину и 2,5 мм в ширину (четыре элемента в толщину для тонкостенного элемента). Для получения более точных результатов распределения напряжений вблизи дефекта для овальной и шпоночной коррозии размер конечного элемента в непосредственной близости области износа (область уточнения принята равной двойной длине дефекта) искусственно уменьшен до значения 1 мм.

Наиболее сложной конечно-элементной моделью является модель со шпоночным типом дефекта. Локальное изменение геометрии в узлах дефекта способно провоцировать появление эффекта сингулярности напряжений (сингулярность напряжений – это физически нереалистичные высокие напряжения, получаемые в связи с используемой в методе конечных элементов дискретизацией расчётной модели). Во избежание появления такого эффекта в узлах расчетной модели нанесены скругления с радиусом 2 мм.

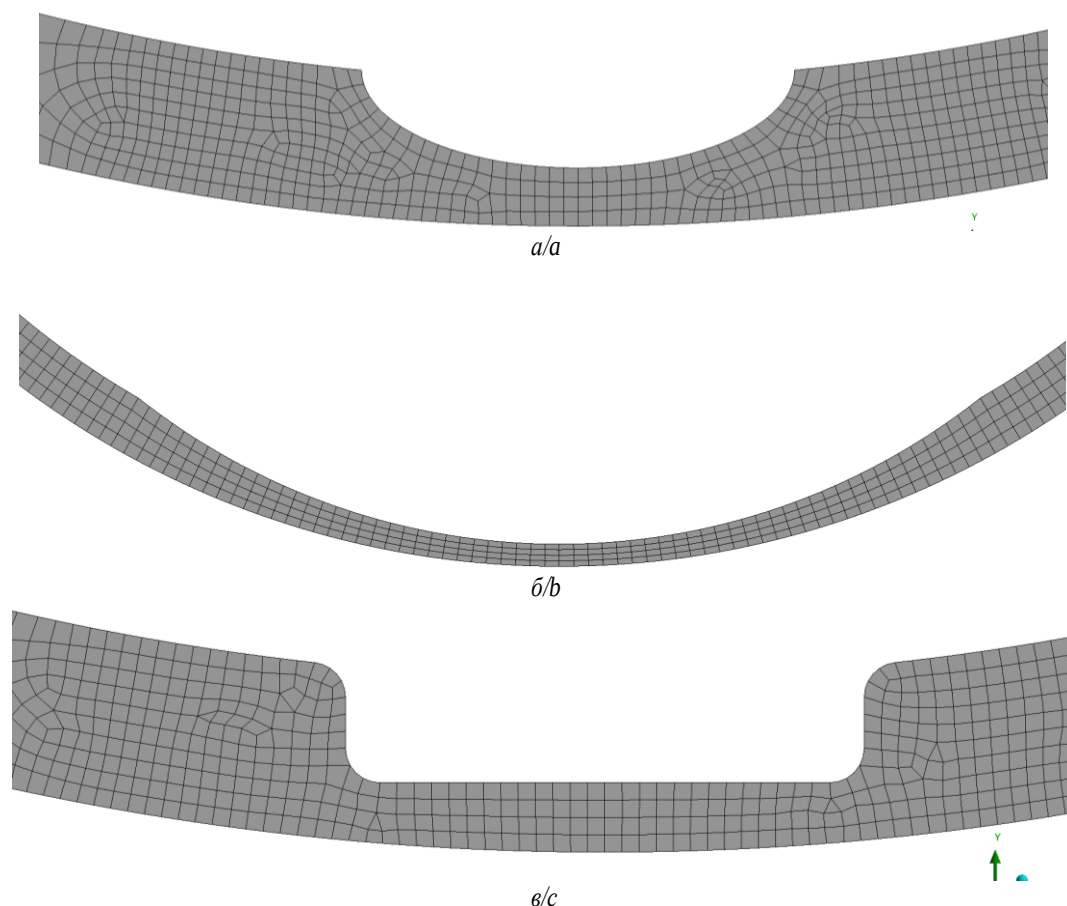


Рис. 3. Конечно-элементная модель сечения трубопровода с дефектом: а) овальная коррозия; б) серповидная коррозия; в) шпоночная коррозия

Fig. 3. Finite element model of a pipeline section with a defect: a) oval corrosion; b) sickle-shaped corrosion; c) keyway corrosion

Расчет канавочной коррозии выполнен для подземного участка трубопровода с наружным диаметром $D_n=325$ мм и толщиной стенки $t=10$ мм. Для моделирования поведения грунта в граничных условиях применяется упругая опора «Elastic Support», что является эквивалентом упругого грунта с коэффициентом постели на сжатие (коэффициент, равный отношению давления, приложенного к какой-либо точке поверхности основания, к осадке, возникающей от этого давления в этой же точке, аналог коэффициента жесткости пружины), равным 5 МН/м^3 . Рабочее давление, действующее на внутреннюю поверхность трубопровода, принималось равным $P_{\text{раб}}=2 \text{ МПа}$ (рис. 4).

Результаты

В результате численного моделирования дефектных трубопроводов получены эпюры распределения напряжений и деформаций (рис. 5). Проведено численное моделирование трубопроводов с различными видами дефектов потери металла (овальная коррозия, серповидная коррозия, шпоночная коррозия).

С точки зрения распределения напряжений при одинаковой остаточной толщине наиболее опасным видом канавочной коррозии является шпоночная коррозия. Максимальные напряжения выявлены в местах утонения металла (таблица).

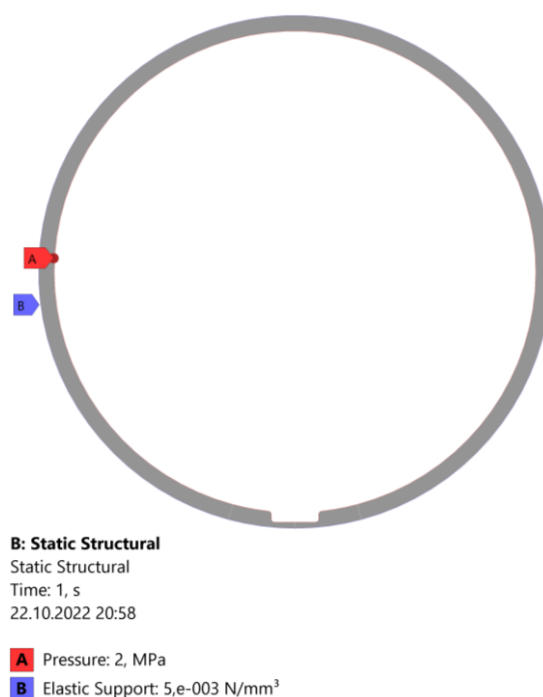


Рис. 4. Граничные условия с одной канавкой
Fig. 4. Boundary conditions with a groove

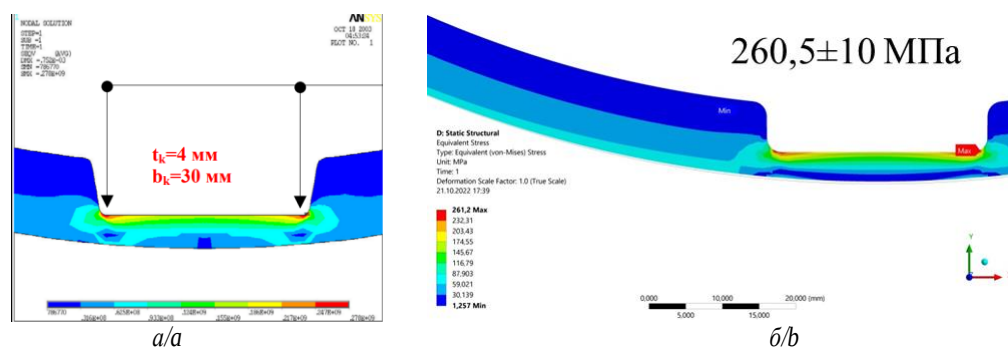


Рис. 5. а) результаты моделирования в [5]; б) результаты моделирования шпоночной коррозии авторами
Fig. 5. a) results of modeling in [5]; б) results of modeling keyway corrosion by the authors

Таблица. Результат расчета максимальных напряжений в трубопроводе, МПа

Table. Result of calculating the maximum stresses in the pipeline, MPa

Тип дефекта Type of defect	Серповидная коррозия Sickle-shaped corrosion			Овальная коррозия Oval corrosion			Шпоночная коррозия Keyway corrosion		
	Центральный угол канавки, град Central angle of the groove, deg			Ширина канавки, мм Groove width, mm					
	30	45	60	20	25	30	20	25	30
Результаты моделирования в [5] Simulation results in [5]	200,00	172,00	152,00	276,00	278,00	260,00	277,00	276,00	275,00
Результаты моделирования кор- розии авторами Results of corrosion modeling by the authors	207,63	174,53	153,96	259,13	267,60	257,56	257,42	264,59	261,19
Расхождение результатов, % Divergence of results, %	3,82	1,47	1,29	6,11	3,74	0,94	7,07	4,13	5,02

Полученные результаты могут быть использованы лишь в узком диапазоне условий. Погрешность вычисления, возникающая в результате влияния размера конечного элемента, проанализирована на сходи-

мость (рис. 6). Предложенная методика расчета наиболее точно описывает поведение трубопроводов с серповидным и овальным типом коррозионных дефектов ввиду меньшей погрешности результатов.

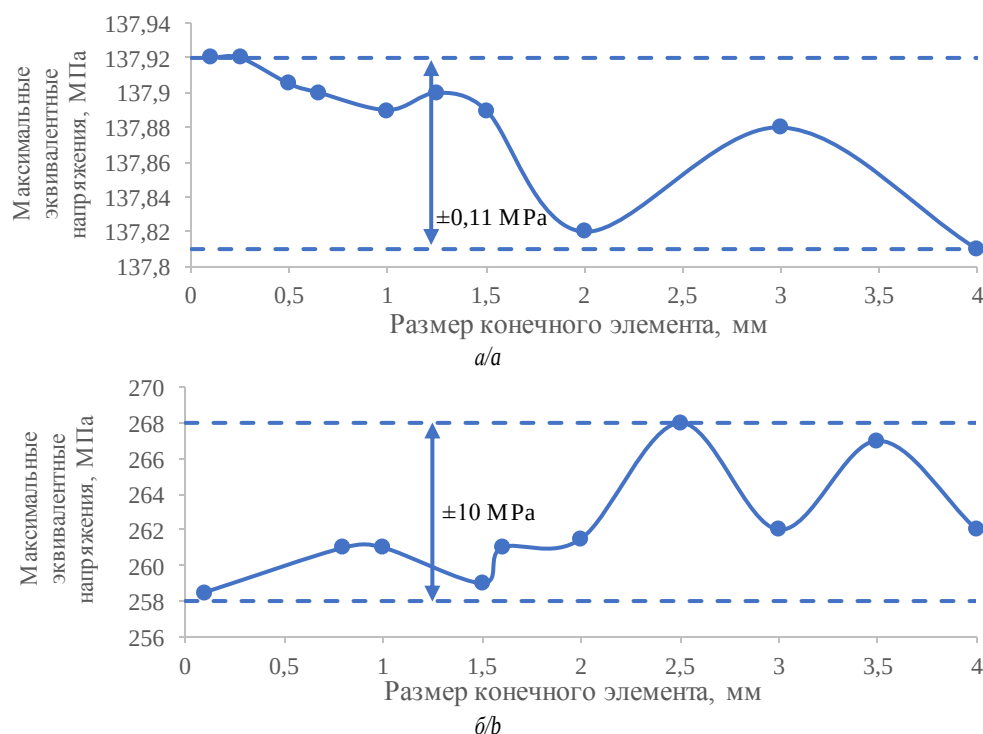


Рис. 6. Зависимость максимальных эквивалентных напряжений от размера конечного элемента: а) серповидная коррозия; б) шпоночная коррозия

Fig. 6. Dependence of the maximum equivalent stresses on the size of the finite element: а) sickle-shaped corrosion; б) keyway corrosion

Изучение зависимости максимальных эквивалентных напряжений от размера конечного элемента в рамках одного эксперимента показало, что генерируемая погрешность не превышает 1 % уже при задании линейного размера элемента в 1 мм для серповидного и овального типа дефектов.

Для шпоночного коррозионного разрушения зависимость максимальных эквивалентных напряжений от размера конечного элемента не показывает однозначной сходимости. На основании проведенного анализа в качестве погрешности вычислений принята величина размаха расчетных напряжений равная 10 МПа.

В области канавки, в которой ожидаются максимальные напряжения, искусственно создается трещина с целью исследования последующего развития лавинообразного вскрытия канавки. Такой метод используется для прогноза дальнейшего износа трубопровода, вплоть до его разрушения.

Для моделирования механики разрушения в программном комплексе Ansys Workbench также возможно применение других методов задания исходной геометрии трещины. Стоит отметить необходимость размещения локальной системы координат каждой из трещин в ее основании, ориентированной таким образом, чтобы ось X системы была направлена вдоль глубины распространения фронта дефекта.

«Semi-Elliptical Crack» – полуэллиптическая трещина, создаваемая на уровне конечных элементов, без изменения CAD-геометрии конструкции. Создание трещины осуществляется заданием всех характерных размеров эллиптической формы в окне ее свойств. Данный способ создания трещины поддерживает разбиение исходной конструкции только тетра-элементами. Сама же трещина может быть разбита как тетра-, так и гекса-элементами.

«Arbitrary Crack» – способ задания трещины произвольной формы. Трещина создается на основе тела – поверхности, моделируемой на этапе создания

CAD-геометрии. Данная трещина поддерживает только сетку из тетра-элементов.

«Pre-Meshed Crack» – также создает трещину произвольной формы, но на основе подготовленной сетки конечных элементов. Данный способ удобен в случаях импорта сетки конечных элементов из сторонних программных пакетов.

«Pre-Meshed Crack» – единственный возможный способ анализа трещин в плоской постановке.

Смоделировано дальнейшее развитие трещины методом «Arbitrary Crack» способом задания исходной трещины для ее дальнейшего анализа. В процессе расчета происходит формирование динамической сетки конечных элементов. На каждом этапе расчета в исследуемой области происходит формирование новой сетки конечных элементов, что позволяет производить расчет с учетом развития трещины. Решение подобной задачи невозможно в плоской постановке, поэтому для моделирования процесса принята модель с толщиной 5 мм.

Исходная трещина размещена в основании дефекта потери металла, в месте, где напряжения превышают предел прочности металла. Глубина исходной трещины принята равной 0,5 мм. Так как решение задачи разрушения невозможно провести в одну итерацию, параметры подшага приняты в соответствии со стандартными значениями, рекомендуемыми разработчиками программного обеспечения.

Результаты моделирования представлены на рис. 7. Области, в которых напряжения превышают предел прочности исследуемого материала, на рисунке окрашены красным цветом; области с превышением предела текучести, означающие переход в зону пластических деформаций, показаны желтым цветом. Максимальные напряжения наблюдаются у пика трещины, что провоцирует ее дальнейшее развитие вплоть до разрушения трубопровода.

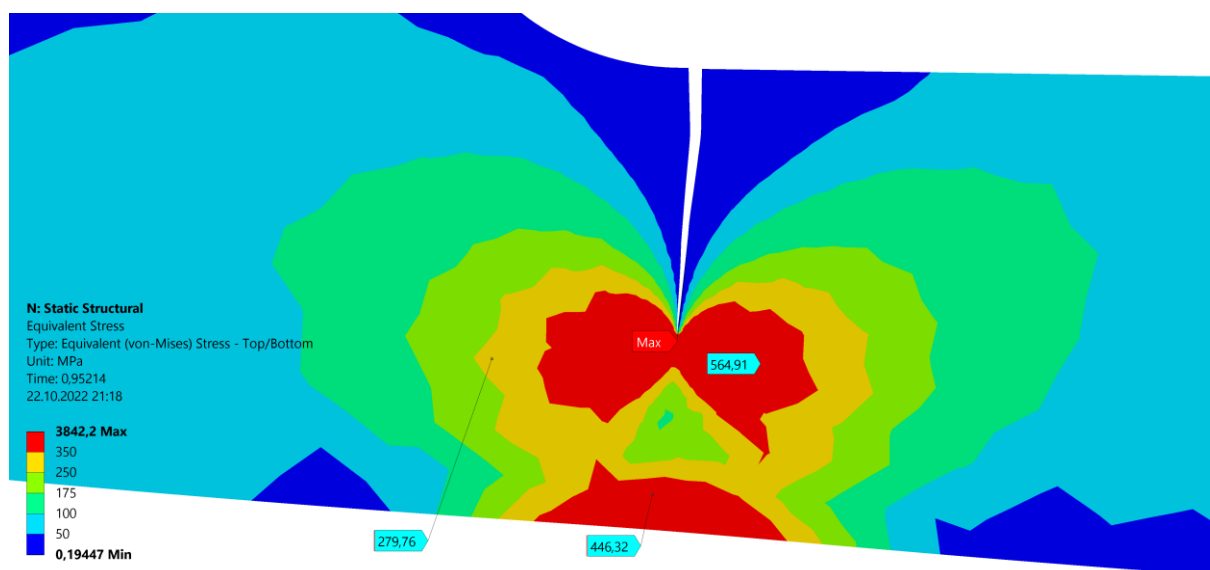


Рис. 7. Напряженное состояние при раскрытии трещины

Fig. 7. Stress state during crack opening

В работе [1] предлагается применение метода профилактического поворота трубопроводов на участках, подверженных «канавочному» разрушению, позволяющего увеличить срок их эксплуатации за счет обеспечения более равномерного износа внутренней поверхности стенки труб. Метод обеспечения безопасной эксплуатации заключается в повороте трубопровода относительно его продольной оси на угол φ , который определяется исходя из расчета прочности при параметризации линейных размеров коррозии.

Порядок профилактического поворота промышленного подземного трубопровода следующий. На пораженных участках трубопровода разрабатываются шурфы в целях размещения на поверхности трубопровода механических захватных устройств (МЗУ), которые будут передавать крутящий момент от силового механизма к трубопроводу за счет возникающих сил трения между ними. Расчетами определяют необходимый начальный угол поворота рассматриваемого сечения трубопровода, увеличивая его на 15...20 %. С помощью приложения нагрузки от силовых механизмов (тракторы, трубоукладчики и т. д.) к МЗУ происходит поворот участка трубопровода определенной длины. Эта длина определяется на основе инженерных изысканий и задает расстояние до следующего шурфа и следующего МЗУ. Выполнение профилактического поворота участка трубопровода возможно как одновременно с применением нескольких МЗУ, так и

последовательно с установкой одного устройства в различных сечениях участка.

Таким образом, имеющийся дефект смещается из зоны повышенного износа, а значит, интенсивность его дальнейшего развития замедляется.

Все параметры, определяющие проведение профилактических работ, должны быть определены расчетами из условий безопасности эксплуатации трубопровода. В том числе в работе предложена методика определения рациональной длины размещения МЗУ, которая решает сразу несколько проблем, связанных с поворотом участка: минимизирует разницу между углами поворота сечений, допускает проведение повторных профилактических работ в случае необходимости, снижает образование остаточных деформаций конструкции, уменьшает угол возврата под действием упругих деформаций. Размещение МЗУ по длине пораженного участка производится на основании расчета по минимизации остаточных деформаций. Исходными данными для такого расчета является информация, полученная в результате проведения неразрушающего контроля на всем участке предполагаемого износа.

На данный момент благодаря увеличению вычислительных мощностей разработанная методика может быть исследована с помощью анализа методом конечных элементов. Схема к определению локальной нагрузки на трубопровод от механического захватного устройства представлена на рис. 8, а.

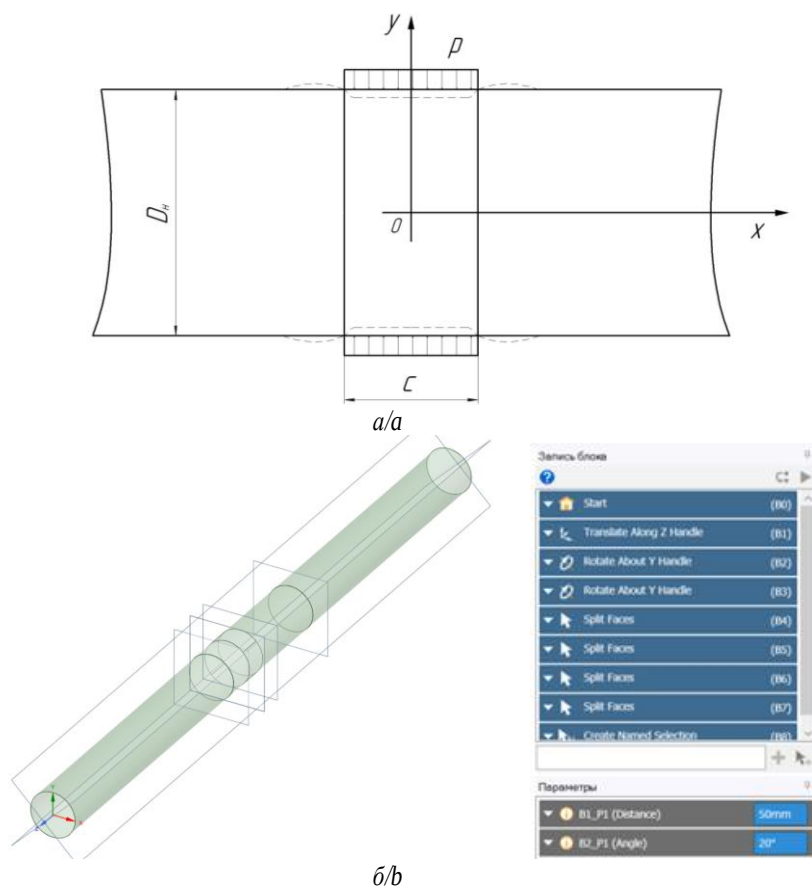


Рис. 8. а) схема к определению воздействия локальной нагрузки на трубопровод [1]; б) расчетная параметрическая модель

Fig. 8. a) scheme for determining the impact of local load on the pipeline [1]; b) calculated parametric model

В программе геометрического моделирования SpaceClaim создана параметрическая модель (рис. 8, б), позволяющая производить расчет локальной нагрузки на трубопровод. Особенностью данной модели является возможность параметрического изменения геометрии. Путем программирования процесса построения добавлена возможность изменения ширины и угла приложения нагрузки. Такая модель позволяет анализировать зависимость возникающих максимальных напряжений как от ширины захватного устройства, так и от угла приложения нагрузки.

Расчет напряжений от действия механического захватного устройства производился в Shell-постановке. Для моделирования поведения грунта в граничных условиях применяется упругая опора, что является эквивалентом упругого грунта с коэффициентом постели на сжатие равным 5 МН/см^3 . В области прилегания предполагаемого устройства распределено усилие (рис. 9). Параметрическая модель позволила изменять параметры: ширины МЗУ, угла обхвата и давления устройства на часть поверхности трубопровода.

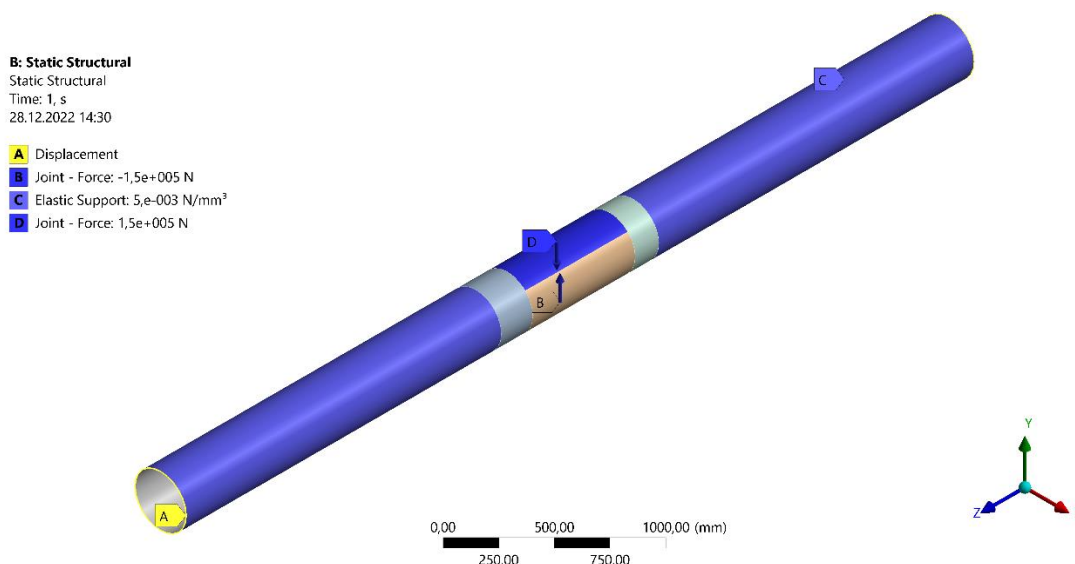


Рис. 9. Граничные условия при моделировании напряжений от захватывающего устройства
Fig. 9. Boundary conditions in simulation of stresses from a gripping device

Результаты моделирования воздействия МЗУ представлены на рис. 10. Созданная параметрическая модель позволяет анализировать чувствительность максимальных эквивалентных напряжений к изменению геометрических параметров захватывающего устройства. При исследовании влияния параметров МЗУ на возникновение максимальных эквивалентных

напряжений сила прилагаемой нагрузки находилась в диапазоне 150...200 кН, длина механического захватного устройства – в диапазоне 165...650 мм, угол обхвата устройства – в диапазоне 90...130°. Зависимости нагрузки и длины взяты исходя из геометрических и силовых характеристик захватывающего устройства, предложенного в [1].

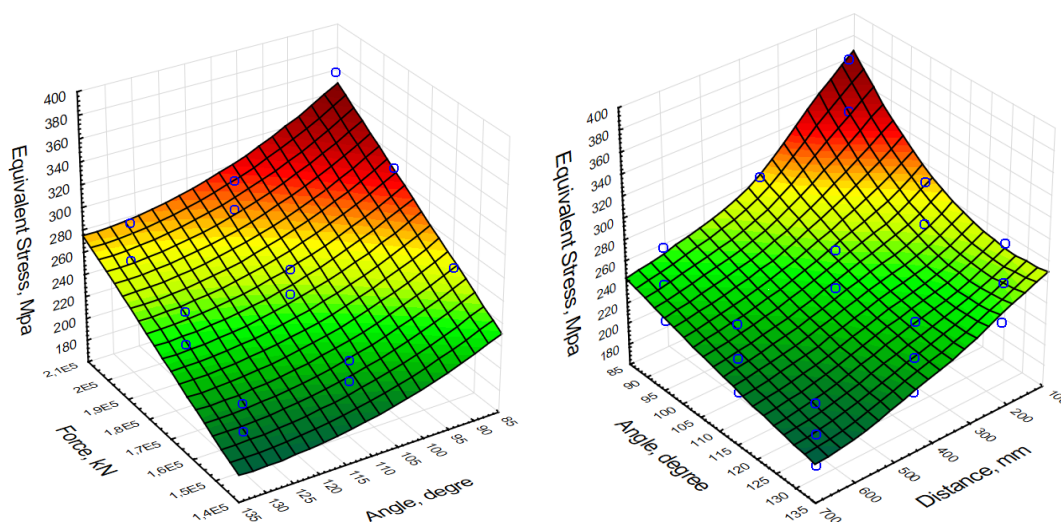


Рис. 10. Результаты моделирования воздействия МЗУ
Fig. 10. Results of modeling the impact of a mechanical gripping device

Для построения поверхностей распределения напряжений использован метод сплайн интерполяции данных. Графические зависимости построены по результатам проведения 27 численных экспериментов.

Увеличение как длины механического захватного устройства, так и ширины его обхвата пропорционально уменьшает возникающие в трубопроводе эквивалентные напряжения.

Полученные результаты и предложенная методика могут быть применимы, например, при анализе НДС ремонтируемого трубопровода, усиленного бандажом [20], или моделировании проведения капитального ремонта магистральных трубопроводов [21].

Обсуждение

Предложена новая методика оценки технического состояния трубопровода с ручейковой коррозией, заключающаяся во внесении трещины в исходную геометрию в местах с критическими напряжениями. Применение метода конечных элементов при проведении экспертизы промышленной безопасности нефтегазовых объектов находится на стадии развития. Ряд исследований доказал эффективность и безопасность применения данного метода; нормативно-техническая документация находится в разработке.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Султанмагомедов С.М. Обеспечение долговечности и безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов, подверженных канавочному износу: автореф. дис. ... д-ра наук. – Уфа, 2002. – 224 с.
2. Ермаков А.Е., Филипов Д.А. Анализ причин отказов промышленных трубопроводов // Научный электронный журнал Меридиан. – 2020. – № 5 (39). – С. 333–335. URL: <https://meridian-journal.ru/site/article?id=2950> (дата обращения 05.12.2022).
3. Абдуллин И.Г., Гареев А.Г., Мостовой А.В. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности. – Уфа: Изд-во «Гилем», 1997. – 177 с.
4. Гоник А.А. О локальной внутренней коррозии нефтегазопроводов на месторождениях Западной Сибири и возможности ее устранения // Защита металлов. – 2005. – Т. 41. – № 5. – С. 523–527.
5. Поподько Д.В. Оценка безопасной эксплуатации оболочек с канавочным износом методом конечных элементов: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2004. – 147 с.
6. Попов Г.Г. Разработка метода защиты промышленных нефтепроводов от ручейковой коррозии подбором коррозионно-стойких сталей: дис. ... канд. техн. наук. – СПб, 2020. – 105 с.
7. Исследование напряженно-деформированного состояния промышленных трубопроводов, подвергшихся воздействию ручейковой коррозии / П.В. Бурков, В.П. Бурков, Д.С. Фатьянов, В.Ю. Тимофеев // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2018. – № 3 (127). – С. 5–13.
8. Gallagher R.H. Finite element analysis: fundamentals. – Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1975. – 420 p.
9. Некоторые аспекты экспертизы технического состояния металлургического оборудования / И.И. Карпунин, Н.А. Галов, А.М. Выговский, Н.К. Корнев // Черная Металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации. – 2016. – № 3. – С. 90–95.
10. Systematic literature review of the application of extended finite element method in failure prediction of pipelines / M.M. Shahzamanian, M. Lin, M. Kainat, N. Yoosef-Ghods, S. Adeeb // Journal of Pipeline Science and Engineering. – 2021. – V. 1. – P. 241–251.
11. Buckling analysis of deepwater pipelines by vector form intrinsic finite element method / L. Zhen-Mian, Y. Yang, Y. Jian-Xing, Z. Yu, Z. Xiao-Ming, Z. Ming-Ren // Engineering Mechanics. – 2021. – V. 38 (4). – P. 247–256.

Выводы

1. Проведенный прочностной анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода, подверженного ручейковой коррозии в ПО Ansys, показал хорошую сходимость с экспериментальными данными и результатами других авторов.
2. При нагружении трубопровода с канавочным износом внутренним давлением происходит «втягивание» стенки в месте износа внутрь трубопровода на малую величину. Данное явление происходит из-за стремления выстроить центры тяжести сечения в одну линию. Такое поведение наблюдается пока на трубопровод действует внутреннее давление. Для верификации полученных в результате проведенного расчета результатов необходимо произвести натурные эксперименты, а также исследовать более широкий спектр дефектов промышленных трубопроводов методом конечных элементов.
3. Моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода при однократном захвате трубопровода механическим захватным устройством определило пропорциональную зависимость возникающих напряжений от силы, длины и угла приложения нагрузки.

12. A review of finite element analysis and artificial neural networks as failure pressure prediction tools for corroded pipelines / S.D. Vijaya Kumar, M. Lo Yin Kai, T. Arumugam, S. Karuppanan // Materials. – 2021. – V. 14. – P. 1–15.
13. Prediction of tensile strain capacity for X52 steel pipeline materials using the extended finite element method / N. Elyasi, M. Shahzamanian, M. Lin, L. Westover, Y. Li, M. Kainat, N. Yoosef-Ghods, S. Adeeb // Applied Mechanics. – 2021. – V. 2. – P. 209–225.
14. Failure pressure estimation for an aged and corroded oil and gas pipeline: a finite element study / J.C. Velázquez, N.E. González-Arévalo, M. Díaz-Cruz, A. Cervantes-Tobón, H. Herrera-Hernández, E. Hernández-Sánchez // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2022. – V. 101. – P. 1–25.
15. Stress calculations adopted finite element method of pressure steam pipeline containing defects / Y. Chen, P. Tang, J. Zhong, S. Yan, N. Jin, L. Liu // MATEC Web of Conferences. – 2021. – V. 353. – P. 1–4.
16. Fatigue crack monitoring of t-type joints in steel offshore oil and gas jacket platform / L. Ali, S. Khan, S. Bashmal, N. Iqbal, W. Dai, Y. Bai // Sensors. – 2021. – V. 21. – P. 1–26.
17. Park Y.-I., Cho J.-S., Kim J.-H. Structural integrity assessment of independent type-C cylindrical tanks using finite element analysis: comparative study using stainless steel and aluminum alloy // Metals. – 2021. – V. 11. – P. 1–20.
18. Nahal M. Pipelines reliability analysis under corrosion effect and residual stress // Arabian journal for science and engineering. – 2015. – V. 40. – P. 3273–3283.
19. Nucleation and propagation of stress corrosion cracks: modeling by cellular automata and finite element analysis / K. Gong, M. Wu, X. Liu, G. Liu // Materials Today Communications. – 2022. – V. 33. – P. 17–38.
20. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода, усиленного бандажом / Р.Р. Рамазанов, И.Ф. Кантемиров, Д.А. Гулин, И.Ф. Махмудова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 1 (135). – С. 78–88.
21. Азметов Х.А., Шайбаков Б.Р. Определение технологических параметров капитального ремонта магистральных трубопроводов в условиях действия продольного сжимающего усилия в стенке труб // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 5 (121). – С. 95–103.

Дата поступления: 09.01.2023 г.

Дата рецензирования: 23.01.2023 г.

Информация об авторах

Султанмагомедов Т.С., аспирант, ассистент кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Халиков Т.М., магистрант кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Бахтизин Р.Н., доктор физико-математических наук, профессор, академик РАЕН, академик АН Республики Башкортостан, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Султанмагомедов С.М., доктор технических наук, академик РАЕН, профессор кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности, декан факультета трубопроводного транспорта, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

UDC 622.692.4.053

CALCULATION OF THE STRESS-STRAIN STATE OF PIPELINES SUBJECT TO GROOVE WEAR BY THE FINITE ELEMENT METHOD

Timur S. Sultanmagomedov¹,
tsultanmaga@gmail.com

Tagir M. Khalikov¹,
tagirhalikov33@mail.ru

Ramil N. Bakhtizin¹,
rektor@rusoil.net

Sultanmagomed M. Sultanmagomedov¹,
ft2010@mail.ru

¹ Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

The relevance of the study is dictated by the obsolescence of the field pipelines used, which means the need to improve the quality of field and desk work on their diagnostics and industrial safety expertise. The paper considers the possibility of applying numerical analysis of the stress-strain state of a pipeline subject to groove wear using the finite element method. For this purpose, a model of a pipeline with a defect is created and the formation of a crack is considered. The flat and volumetric problem statements are considered, the analysis of available studies is carried out.

The purpose of the research is to study the possibility of using finite element method to simulate the development of defects in pipelines. For the widespread introduction of finite element method for in-house processing during industrial safety expertise, it is necessary to justify the need for its use. For this purpose, the problem of determining the stress-strain state of a pipeline with groove wear, with subsequent verification of the results, is considered.

Objects: finite element analysis of field pipelines subject to metal loss defects.

Methods: mathematical modeling, experimental methods, methods of theoretical mechanics.

Results. A mechanical theoretical calculation of stresses in the cross section of a pipeline subject to stream corrosion was performed; the calculation results are compared with the results of experiments by other authors. Based on the results of calculations obtained on a theoretical model, a method for assessing the technical condition of a pipeline with rivulet corrosion is proposed, which consists in introducing a crack into the original geometry in places with critical stresses and subsequent analysis of the structure. A mechanical theoretical calculation of stresses arising in the section of a defective section of the pipeline during its preventive rotation is performed.

Key words:

stream corrosion, groove wear, finite element method, field pipeline, technical condition assessment, industrial safety expertise, stress-strain state, stress concentration.

REFERENCES

1. Sultanmagomedov S.M. Obespechenie dolgovechnosti i bezopasnoy ekspluatatsii promyslovyykh truboprovodov, podverzhennykh kanavochnomu iznosu. Avtoreferat Dis. Dokt. nauk [Ensuring the durability and safe operation of industrial pipelines subjected to groove wear. Dr. Diss. Abstract]. Ufa, 2002. 224 p.
2. Ermakov A.E., Filipov D.A. Analiz prichin otkazov promyslovyykh truboprovodov [Analysis of the causes of failures of field pipelines]. Nauchnyy elektronnyy zhurnal Meridian, 2020, no. 5 (39), pp. 333–335. Available at: <https://meridian-journal.ru/site/article?id=2950> (accessed 5 December 2022).
3. Abdullin I.G., Gareev A.G., Mostovoy A.V. Korroziionno-mekhanicheskaya stoykost neftegazovykh truboprovodnykh sistem: diagnostika i prognozirovaniye dolgovechnosti [Corrosion and mechanical resistance of oil and gas pipeline systems: diagnostics and forecasting of durability]. Ufa, Gilem Publ., 1997. 177 p.
4. Gonik A.A. O lokalnoy vnutrenney korrozii neftegazoprovodov na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri i vozmozhnosti ee ustraneniya [About local internal corrosion of oil and gas pipelines in the fields of Western Siberia and the possibility of its elimination]. Zashchita metallov, 2005, vol. 41, no. 5, pp. 487–490.
5. Popodko D.V. Otsenka bezopasnoy ekspluatatsii obolochek s kanavochnym iznosom metodom konechnykh elementov. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Evaluation of the safe operation of shells with groove wear by the finite element method. Cand. Dis. Abstract]. Ufa, 2004. 147 p.
6. Popov G. Razrabotka metoda zashchity promyslovyykh nefteprovodov ot rucheykovoy korrozii podborom korroziionnostoykikh staley. Diss. Kand. nauk [Development of a method for protecting field oil pipelines from stream corrosion by selecting corrosion-resistant steels. Cand. Diss.]. St. Petersburg, 2020. 105 p.
7. Burkov P.V., Burkov V.P., Fatyanov D.S., Timofeev V.Yu. Studying the stress-strain state of oilfield pipelines exposed to rill corrosion. Bulletin of the Kuzbass State Technical University, 2018, vol. 127, no. 3, pp. 5–13. In Rus.
8. Gallagher R.H. Finite element analysis: fundamentals. Englewood Cliffs, Prentice-Hall Publ., 1975. 420 p.
9. Karpukhin I.I., Galov N.A., Vygovskiy A.M., Kornev N.K. Some aspects of the examination of the engineering status of the metallurgical equipment. Ferrous Metallurgy. Bulletin of Scientific, Technical and Economic Information, 2016, no. 3, pp. 90–95. In Rus.
10. Shahzamanian M.M., Lin M., Kainat M., Yoosef-Ghods N., Adeeb S. Systematic literature review of the application of extended finite element method in failure prediction of pipelines. Journal of Pipeline Science and Engineering, 2021, vol. 1, pp. 241–251.
11. Zhen-Mian L., Yang Y., Jian-Xing Y., Yu Z., Xiao-Ming Z., Ming-Ren Z. Buckling analysis of deepwater pipelines by vector form intrinsic finite element method. Engineering Mechanics, 2021, vol. 38 (4), pp. 247–256.
12. Vijaya Kumar S.D., Lo Yin Kai M., Arumugam T., Karuppanan S. A review of finite element analysis and artificial neural networks as failure pressure prediction tools for corroded pipelines. Materials, 2021, vol. 14, pp. 1–15.

13. Elyasi N., Shahzamanian M., Lin M., Westover L., Li Y., Kainat M., Yoosief-Ghodsi N., Adeeb S. Prediction of tensile strain capacity for X52 steel pipeline materials using the extended finite element method. *Applied Mechanics*, 2021, vol. 2, pp. 209–225.
14. Velázquez J.C., González-Arévalo N.E., Díaz-Cruz M., Cervantes-Tobón A., Herrera-Hernández H., Hernández-Sánchez E. Failure pressure estimation for an aged and corroded oil and gas pipeline: a finite element study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, vol. 101, pp. 1–25.
15. Chen Y., Tang P., Zhong J., Yan S., Jin N., Liu L. Stress calculations adopted finite element method of pressure steam pipeline containing defects. *MATEC Web of Conferences*, 2021, vol. 353, pp. 1–4.
16. Ali L., Khan S., Bashmal S., Iqbal N., Dai W., Bai Y. Fatigue crack monitoring of T-type joints in steel offshore oil and gas jacket platform. *Sensors*, 2021, vol. 21, pp. 1–26.
17. Park Y.-I., Cho J.-S., Kim J.-H. Structural integrity assessment of independent type-C cylindrical tanks using finite element analysis: comparative study using stainless steel and aluminum alloy. *Metals*, 2021, vol. 11, pp. 1–20.
18. Nahal M. Pipelines reliability analysis under corrosion effect and residual stress. *Arabian journal for science and engineering*, 2015, vol. 40, pp. 3273–3283.
19. Gong K., Wu M., Liu X., Liu G. Nucleation and propagation of stress corrosion cracks: modeling by cellular automata and finite element analysis. *Materials Today Communications*, 2022, vol. 33, pp. 17–38.
20. Ramazanov R.R., Kantemirov I.F., Gulín D.A., Makhmudova I.F. Calculation of the stress-strain state of a pipeline reinforced with a bandage. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2022, no. 1 (135), pp. 78–88. In Rus.
21. Azmetov K.A., Shaybakov B.R. Technological parameters determination for trunk pipelines overhaul under conditions of longitudinal compressive force in the pipe wall. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2019, no. 5 (121), pp. 95–103. In Rus.

Received: 9 January 2023.

Reviewed: 23 January 2023.

Information about the authors

Timur S. Sultanmagomedov, postgraduate student, assistant, Ufa State Petroleum Technological University.

Tagir M. Khalikov, master student, Ufa State Petroleum Technological University.

Ramil N. Bakhtizin, Dr. Sc., Academician of the RANS, Academician of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan, professor, chief researcher, World-class scientific center «Rational development of liquid hydrocarbon reserves of the planet», Ufa State Petroleum Technological University.

Sultanmagomed M. Sultanmagomedov, Dr. Sc., professor, Academician of the RANS, dean of the Pipeline Transport Department, Ufa State Petroleum Technological University.