

Интернет-журнал «Наукovedение» ISSN 2223-5167 <http://naukovedenie.ru/>

Том 7, №2 (2015) <http://naukovedenie.ru/index.php?p=vol7-2>

URL статьи: <http://naukovedenie.ru/PDF/36TVN215.pdf>

DOI: 10.15862/36TVN215 (<http://dx.doi.org/10.15862/36TVN215>)

УДК 620.193:621.643.053

Семенов Леонид Алексеевич

ФГБУН «Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН»

Россия, Якутск¹

Аспирант

E-mail: accounnt4@mail.ru

Математическое моделирование стресс-коррозионной трещины с использованием САЕ-систем

¹ 677005, Россия, г. Якутск, ул. Лермонтова 20, кв. 10

Аннотация. Выполнено исследование коррозионного растрескивания с использованием САЕ-системы ANSYS для обеспечения надежной и долговечной эксплуатации подземных газопроводов. Данная программная система является универсальной в конечно-элементном (МКЭ) анализе. Моделирование и анализ различных объектов с учетом разнообразных факторов позволяют избежать дорогостоящих и длительных циклов разработки типа «проектирование — изготовление — испытания». Приведены характеристики и описания магистральных газопроводов в России. Описаны основные причины аварий магистральных газопроводов. На основании этого проведен теоретический обзор коррозионного растрескивания. Определены параметры моделирования, а именно технические параметры газопровода и стали. Предел текучести и прочности стали выбран согласно справочной литературе и соответствует марке стали. Для последующего моделирования введены технические параметры стали в программную среду ANSYS. Объясняется выбор одиночной трещины, ее форма и геометрическое расположение в магистральном газопроводе по изученным теоретическим материалам. Сделана имитационная модель дефекта. Получены результаты напряженно-деформированного состояния участка магистрального газопровода в зависимости от глубины дефекта. Исследовано ее влияние на работоспособность магистрального газопровода с учетом технических характеристик. Сделаны выводы и даны дальнейшие рекомендации по результатам математического моделирования.

Ключевые слова: ANSYS; моделирование; магистральный газопровод; коррозионное растрескивание; трещина; эквивалентные напряжения; предел текучести; стенка газопровода; материал; пластическая деформация.

Ссылка для цитирования этой статьи:

Семенов Л.А. Математическое моделирование стресс-коррозионной трещины с использованием САЕ-систем // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 7, №2 (2015) <http://naukovedenie.ru/PDF/36TVN215.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ. DOI: 10.15862/36TVN215

Введение

В России на данный момент эксплуатируется 168,9 тыс. км магистральных газопроводов диаметром до 1420 мм при рабочих давлениях 5,4–7,5 МПа, большая часть которых имеет подземный способ прокладки². Срок эксплуатации 42,2 % газопроводов превысил 30-летний период³. Отличительной особенностью эксплуатации данных трубопроводов является суровый климат. Магистральные газопроводы проложены через различные участки болот, непроходимые таежные зоны, участки вечной мерзлоты и все это с постоянно изменяющейся температурой от -60 до +40 °С.

Основными причинами аварийных ситуаций магистральных газопроводов являются коррозионно-механические дефекты. Это связано в первую очередь с природно-климатическими факторами России и большим сроком эксплуатации данных газопроводов. А именно потеря качества изоляционного покрытия ведет к недостаточной защищенности газопроводов от внешнего воздействия.

Одной из основных причин разрушения магистральных газопроводов является коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), развивающееся с внешней, катодно-защищенной поверхности трубы. Характеризуется зарождением и развитием колоний трещин при одновременном воздействии коррозионной среды и растягивающих напряжений.

По мнению некоторых исследователей [1,2,3], коррозионное растрескивание обнаруживается исключительно на подземных газопроводах, на внешней катодно-защищенной поверхности, диаметром 114–1420 мм, с толщиной стенки 3,2–9,4 мм, в нижней части трубы в районе 4–8 часов при сквозном дефекте изоляционного покрытия.

Аварийные случаи по причине коррозионного растрескивания зафиксированы в различных странах, начиная от Канады, где большая часть ее территории находится в зоне вечной мерзлоты, и заканчивая пустынными районами Австралии [3,4,5,6].

В России доля аварий по данной причине составляет около 50 % от общего количества [7,8]. Впервые данный вид разрушения был обнаружен в начале 1960-х годов, а в бывшем СССР — в 80-х годах. На протяжении уже 55 лет коррозионное растрескивание представляет собой одну из наиболее актуальных проблем при транспортировке газа. Полного понимания причин и механизмов этого явления до сих пор нет.

Для рассмотрения данной проблемы было выполнено математическое моделирование коррозионного растрескивания с помощью программной системы конечно-элементного (МКЭ) анализа в сфере автоматизированных инженерных расчетов (CAE) ANSYS.

² ОАО «Газпром». Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/transportation> (дата обращения 10.02.2015).

³ ОАО «Газпром». Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/transportation/reliability> (дата обращения 10.02.2015).

Определение параметров моделирования

Целью данной работы является исследование стресс-коррозионной трещины, которое заключается в изучении закономерностей изменения напряженно-деформированного состояния и определении критической глубины дефекта для обеспечения надежной и долговечной эксплуатации подземных газопроводов.

Моделирование коррозионного растрескивания проводится с использованием САЕ-системы ANSYS. В качестве модели рассматривается участок III нитки магистрального газопровода «СВГКМ — Мастах — Берге — Якутск», технические параметры газопровода представлены в таблице 1.

Таблица 1

Технические параметры газопровода (составлено автором)

Длина участка	2000 мм
Диаметр газопровода	720 мм
Толщина стенки	8 мм
Внутреннее давление	5,5 МПа
Материал газопровода	Сталь 13Г1С-У
Предел текучести материала	380 МПа
Предел прочности материала	540 МПа

Материал газопровода 13Г1С-У — сталь конструкционная низколегированная, в программной среде ANSYS данную сталь представляем в виде изотропного материала Structural Steel с постоянными свойствами: модуль Юнга (модуль продольной упругости) $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа, коэффициент Пуассона $\nu = 0,3$.

В литературе коррозионное растрескивание описывается в виде колоний трещин на внешней поверхности трубы, ориентированных преимущественно вдоль ее оси, перпендикулярно кольцевым растягивающим напряжениям. Процесс развития коррозионного растрескивания, по данным исследователей [9], условно можно разделить на 3 этапа:

- 1) постепенное образование на поверхности металла первичных коррозионно-механических трещин;
- 2) развитие коррозионной трещины;
- 3) конечное лавинообразное разрушение.

В нашем случае рассматривается одиночная трещина, так как предполагается развитие и слияние данных колоний. Этапы развития коррозионного растрескивания представлены на рисунке 1.

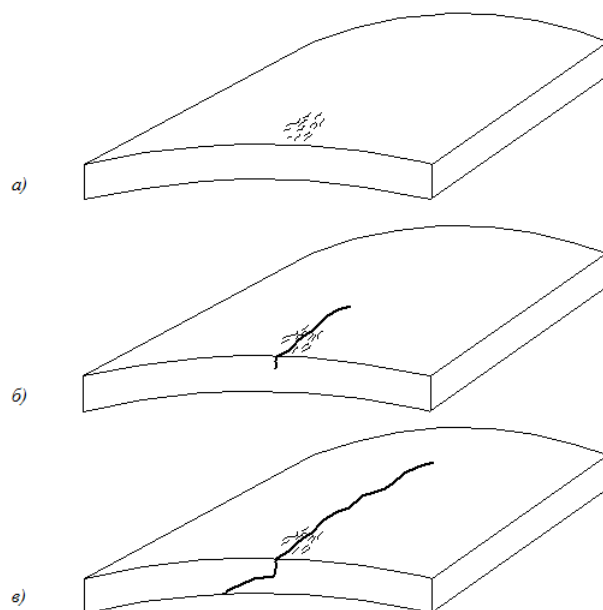


Рисунок 1. Процесс развития коррозионного растрескивания: а) постепенное образование на поверхности металла первичных коррозионно-механических трещин; б) развитие коррозионной трещины; в) конечное лавинообразное разрушение (составлено автором)

Коррозионное растрескивание почти всегда образуется в нижней части магистрального газопровода при наличии сквозного дефекта изоляционного покрытия. Данное обстоятельство по-разному объясняется исследователями. Так, например, по мнению исследователей [10], придерживающихся концепции водородного охрупчивания металла, это связано с тем, что пузырьки водорода в верхней образующей не накапливаются, а свободно отделяются и поднимаются вверх, по сравнению с пузырьками в нижней образующей.

Различают два вида трещин коррозионного растрескивания: широкие, коррозионно-растворенные и узкие с острой вершиной [11]. Данные различия обуславливаются разницей в воздействии среды и чувствительности стали.

Исходя из этого, рассматривается продольная трещина в нижней части газопровода на 6-часовой ориентации, со следующими параметрами: длина — 100 мм, ширина — 2 мм, глубина — от 1 до 4 мм (рисунок 2). Геометрическая модель трещины описывается в виде фигуры с трапециевидальным продольным и поперечным сечением. Предложенная модель позволяет в большей степени учитывать форму широкой, коррозионно-растворенной трещины.

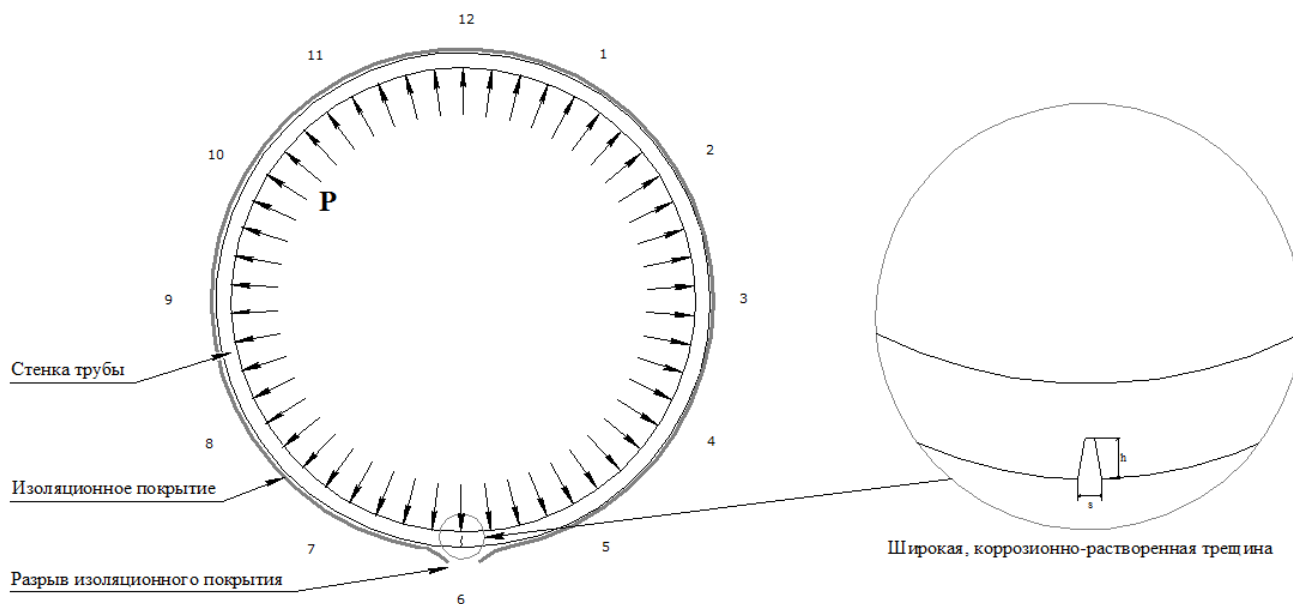


Рисунок 2. Трещина в нижней части магистрального газопровода (составлено автором)

Моделирование напряженно-деформированного состояния участка магистрального газопровода при глубине трещины 1 мм

Рассмотрим влияние трещины на напряженно-деформированное состояние участка магистрального газопровода со следующими параметрами: длина — 100 мм, ширина — 2 мм, глубина — 1 мм. Для последующих решений длина и ширина трещины будут постоянными, будет меняться глубина трещины. Для удобства дефект будет рассматриваться с нескольких ракурсов. За внутреннее давление берем значение 5,5 МПа.

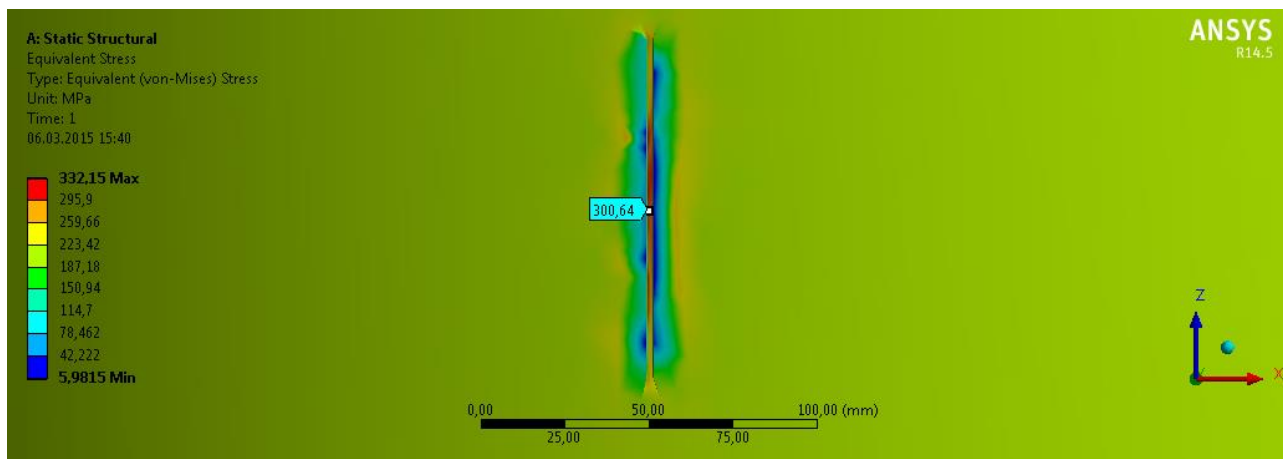


Рисунок 3. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Вид снизу (составлено автором)

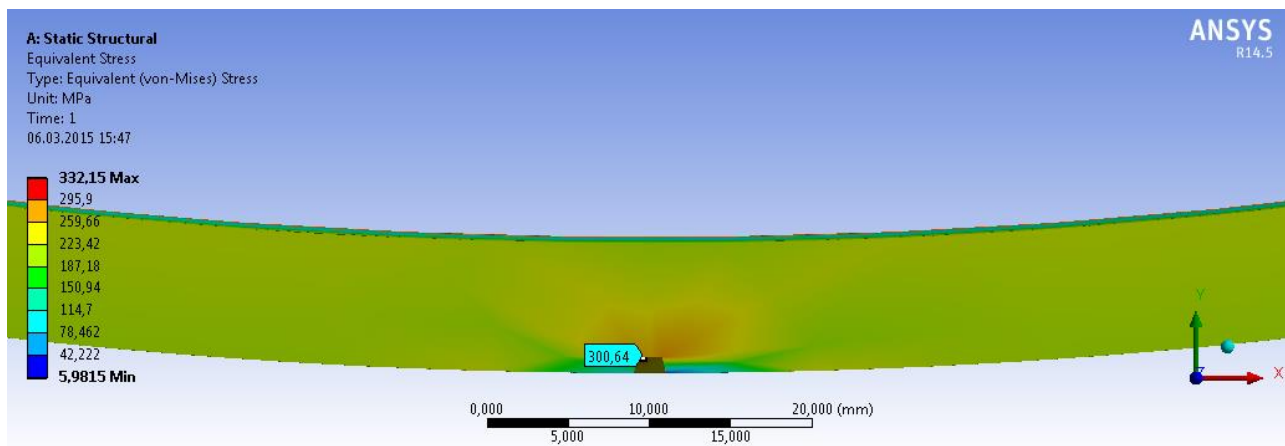


Рисунок 4. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Вид сбоку (составлено автором)

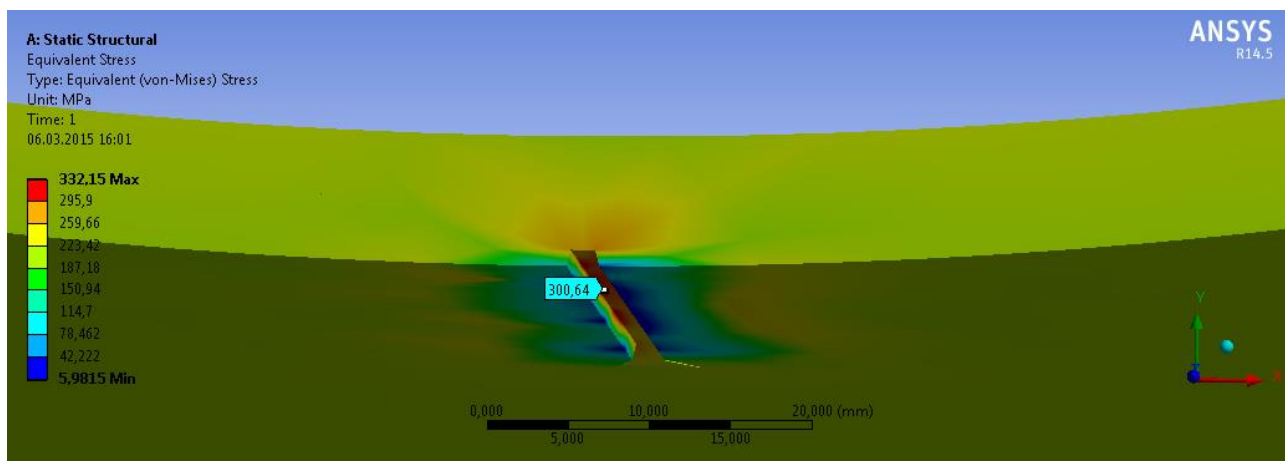


Рисунок 5. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Общий вид (составлено автором)

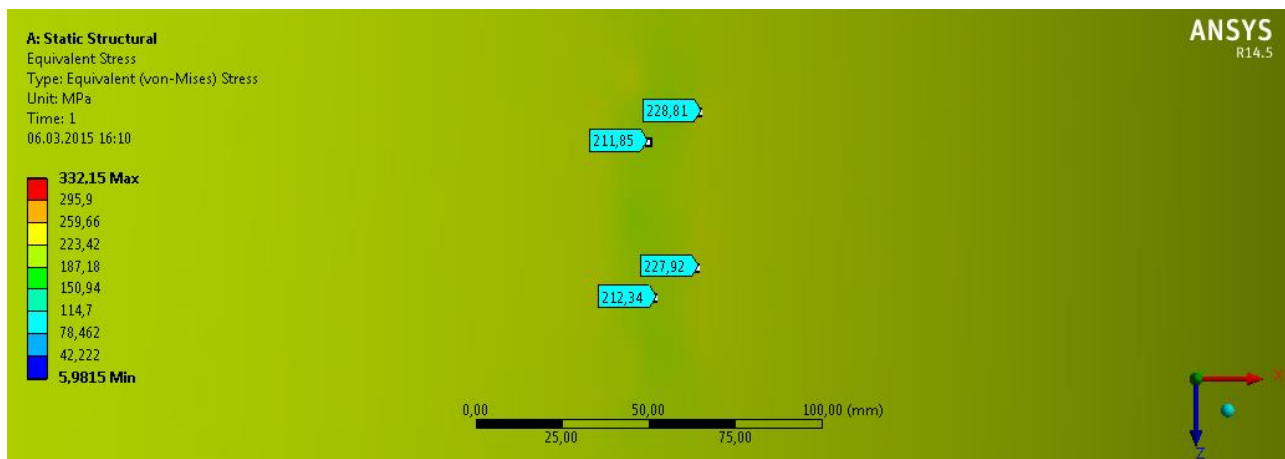


Рисунок 6. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Вид с внутренней стенки газопровода (составлено автором)

По результатам моделирования (рисунки 3–6) эквивалентные напряжения по Мизесу при глубине трещины 1 мм — несущественные. В вершине трещины наблюдается повышение напряжений — 300,64 МПа, что не столь значительно для предела текучести материала газопровода $\sigma_T = 380$ МПа. Показания проб внутренней стенки газопровода составляют: 211,85 МПа, 212,34 МПа, 227,92 МПа, 228,81 МПа.

Моделирование напряженно-деформированного состояния участка магистрального газопровода при глубине трещины 2 мм

Рассмотрим трещину с глубиной 2 мм (рисунки 7–10).

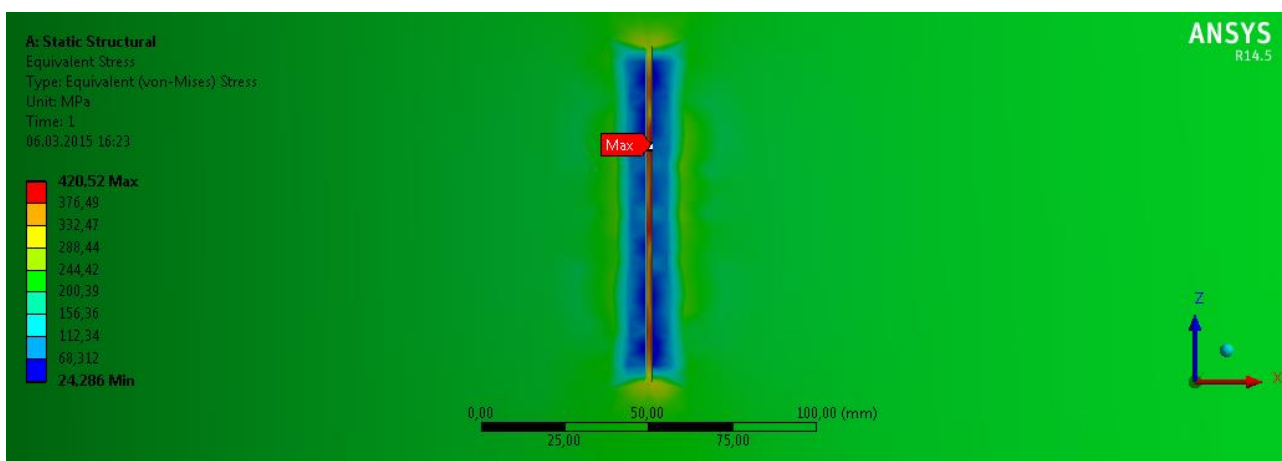


Рисунок 7. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Вид снизу (составлено автором)

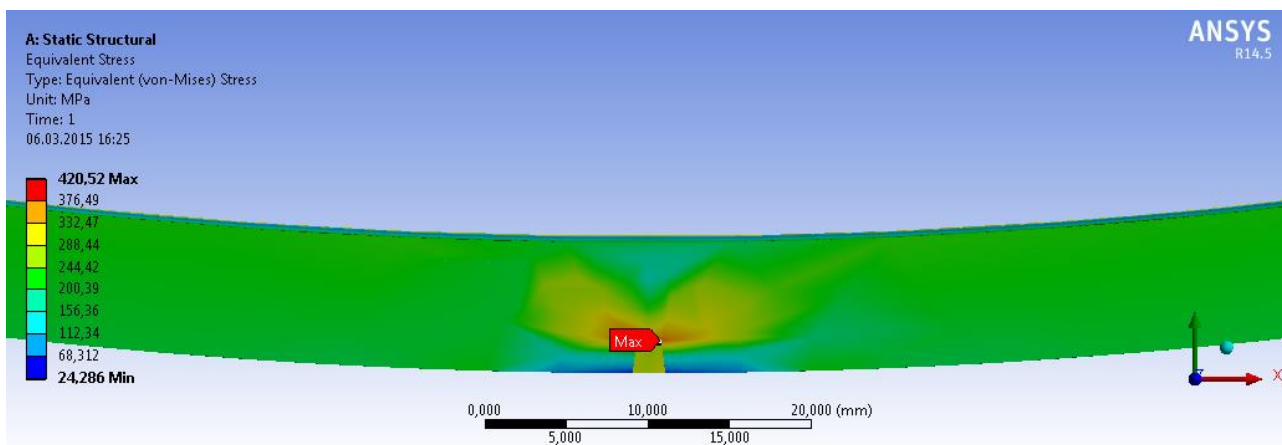


Рисунок 8. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Вид сбоку (составлено автором)

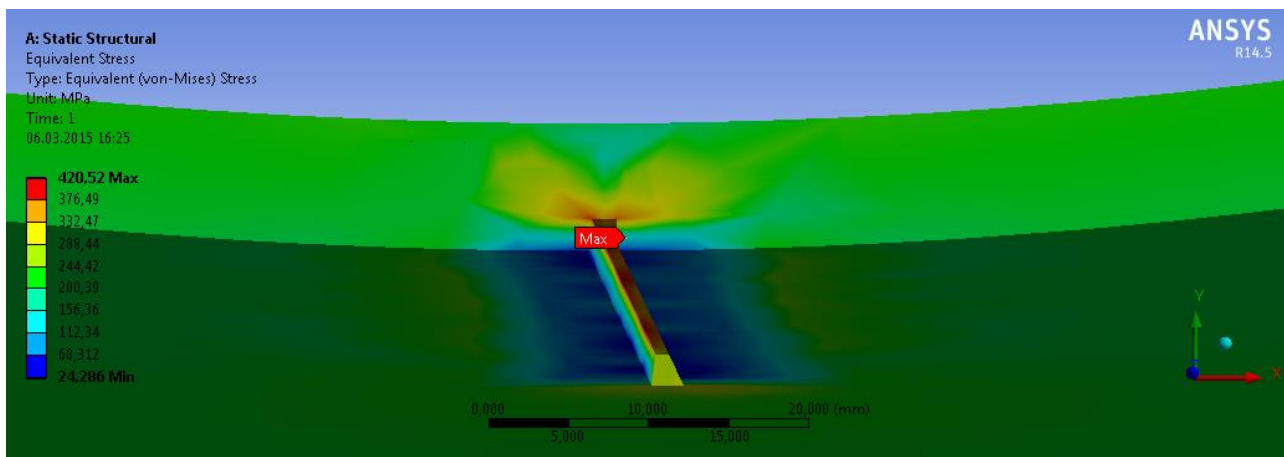


Рисунок 9. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Общий вид (составлено автором)

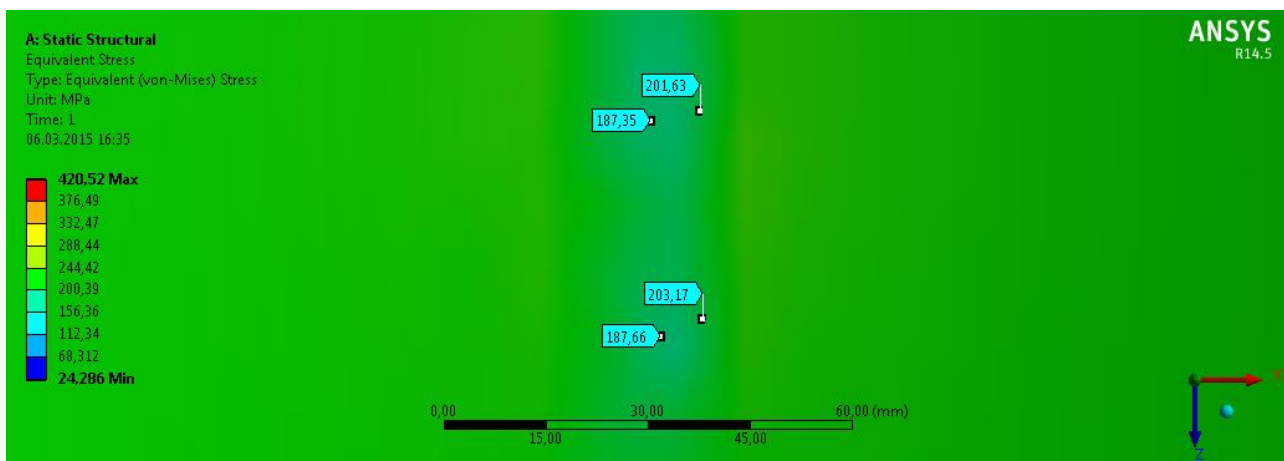


Рисунок 10. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Вид с внутренней стенки газопровода (составлено автором)

Максимальные напряжения приходятся на вершину трещины — 420 МПа, что не соответствует пределу текучести материала $\sigma_t = 380$ МПа. Следовательно, в вершине трещины начнется развитие пластической деформации материала. По мере увеличения коэффициента интенсивности напряжения увеличится скорость роста трещины. Показания проб внутренней стенки газопровода составляют: 187,35 МПа, 187,66 МПа, 201,63 МПа, 203,17 МПа.

Моделирование напряженно-деформированного состояния участка магистрального газопровода при глубине трещины 3 мм

Увеличиваем глубину трещины до 3 мм (рисунки 11–14).

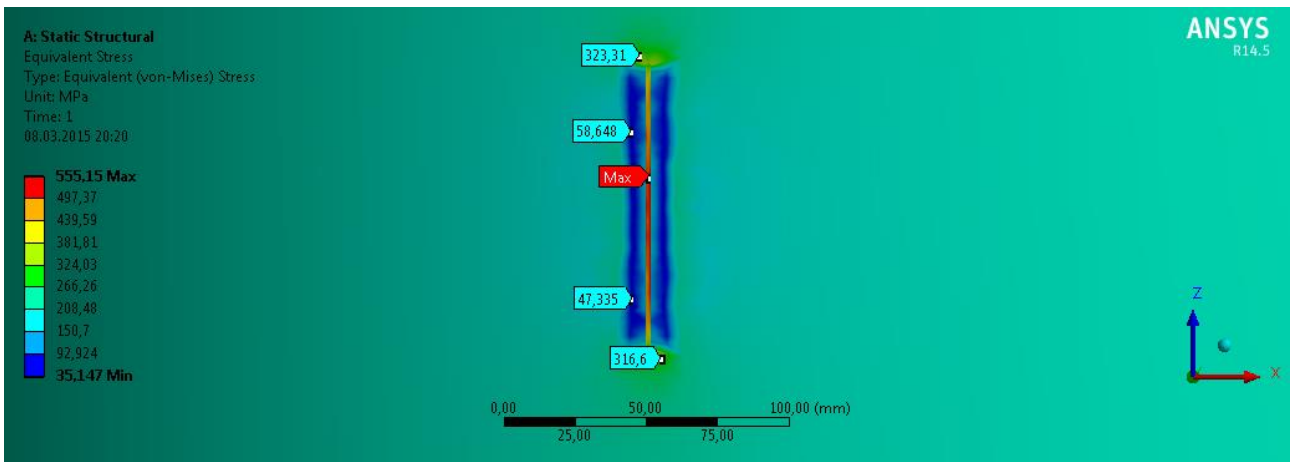


Рисунок 11. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Вид снизу (составлено автором)

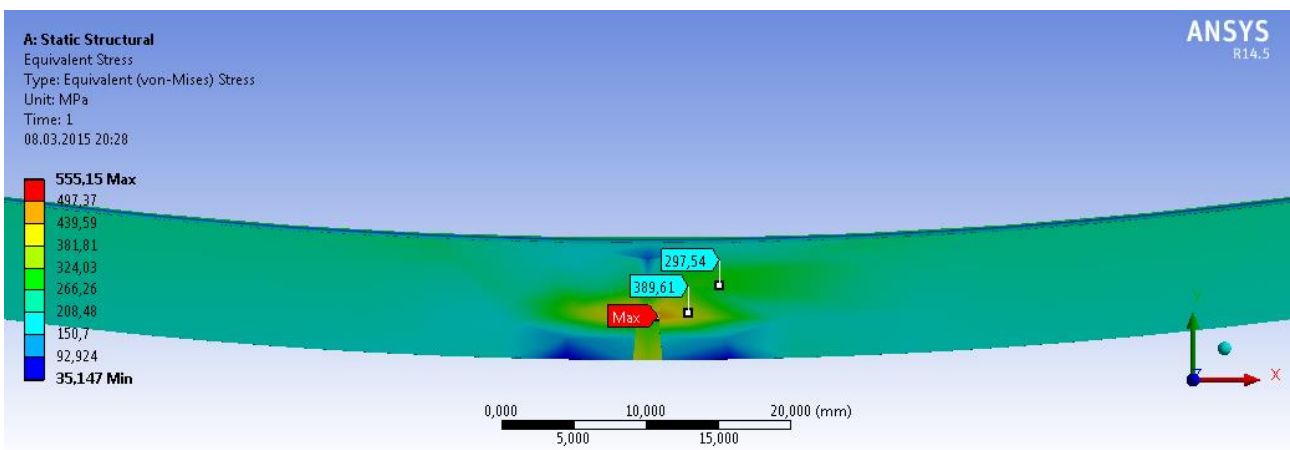


Рисунок 12. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Вид сбоку (составлено автором)

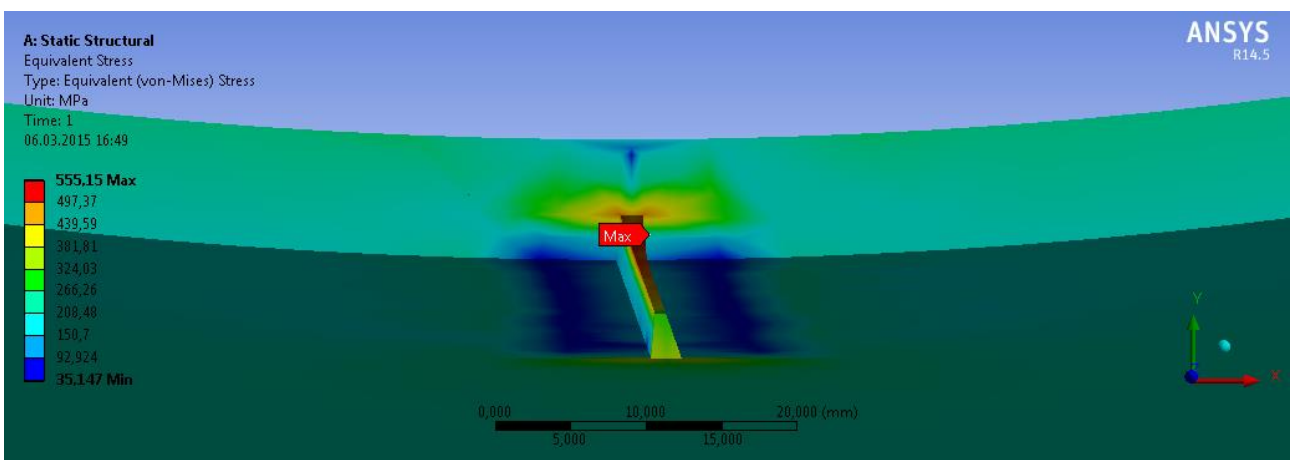


Рисунок 13. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Общий вид (составлено автором)

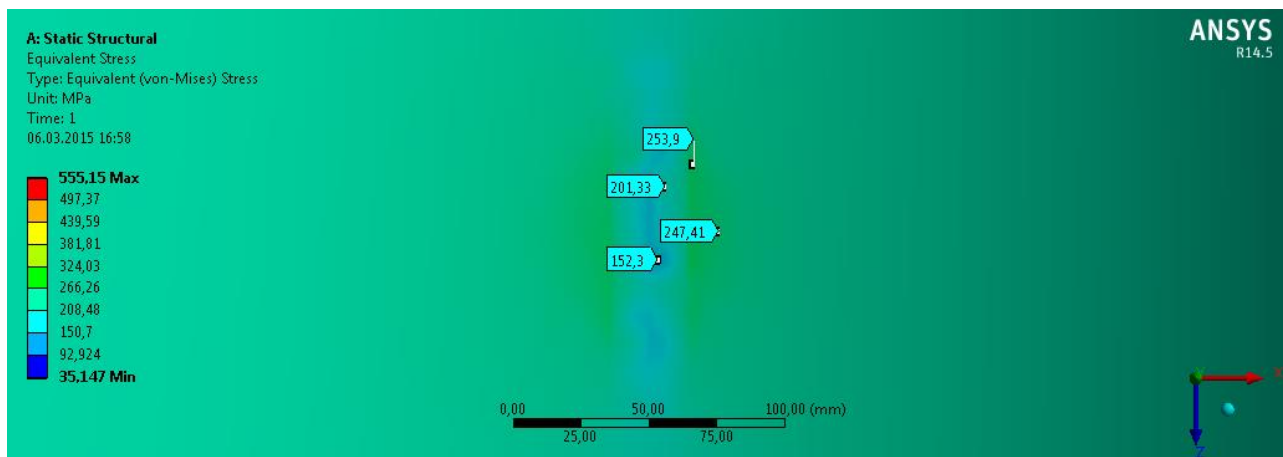


Рисунок 14. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Вид с внутренней стенки газопровода (составлено автором)

В данном случае максимальные эквивалентные напряжения по Мизесу в вершине трещины равны 555,15 МПа. Высокие показания напряжений наблюдаются в нижних и верхних окрестностях трещины, а также в вершине (рисунок 11). В левых и правых окрестностях трещины показания напряжений низкие. Область вершины трещины образует капюшон высоких напряжений, постепенно затухая (рисунок 12). Во внутренней стенке газопровода наблюдается линия низких напряжений в месте, где ровно проходит вершина трещины. По краям данной линии наблюдаются высокие значения напряжений. Показания проб внутренней стенки газопровода составляют: 152,3 МПа, 201,33 МПа, 247,41 МПа, 253,9 МПа.

Моделирование напряженно-деформированного состояния участка магистрального газопровода при глубине трещины 4 мм

Глубина трещины 4 мм соответствует половине толщины стенки газопровода (рисунки 15–18).

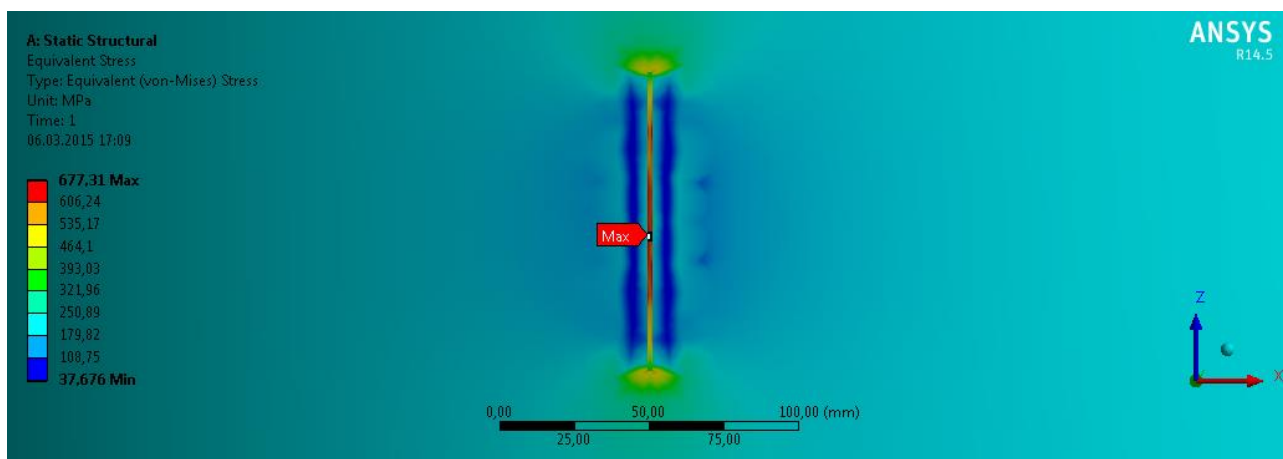


Рисунок 15. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Вид снизу (составлено автором)

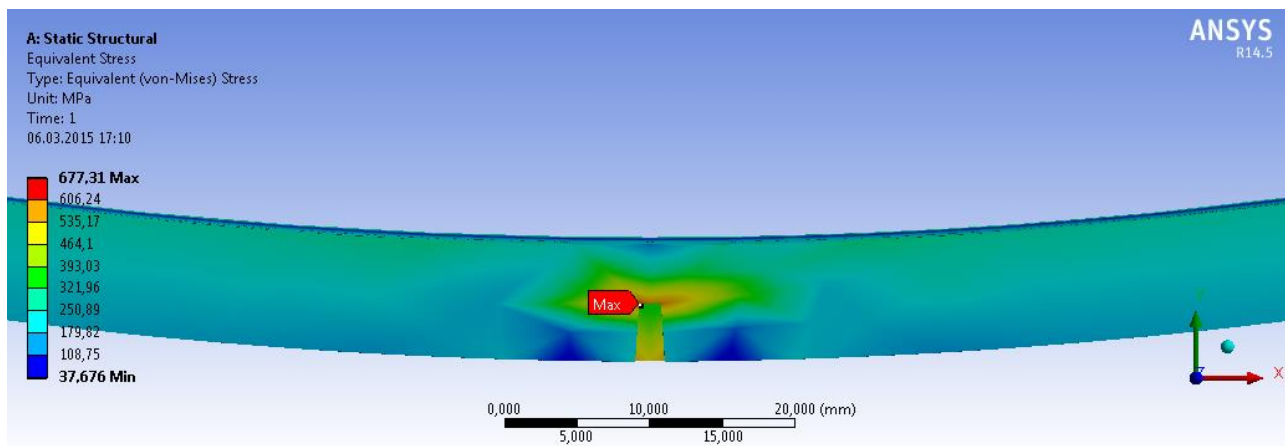


Рисунок 16. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Вид сбоку (составлено автором)

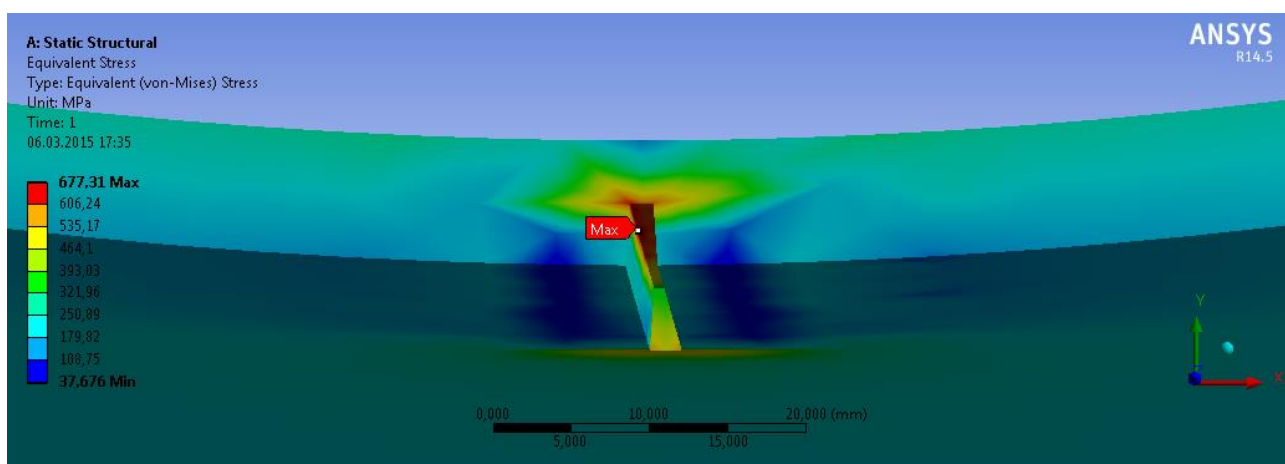


Рисунок 17. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Общий вид (составлено автором)

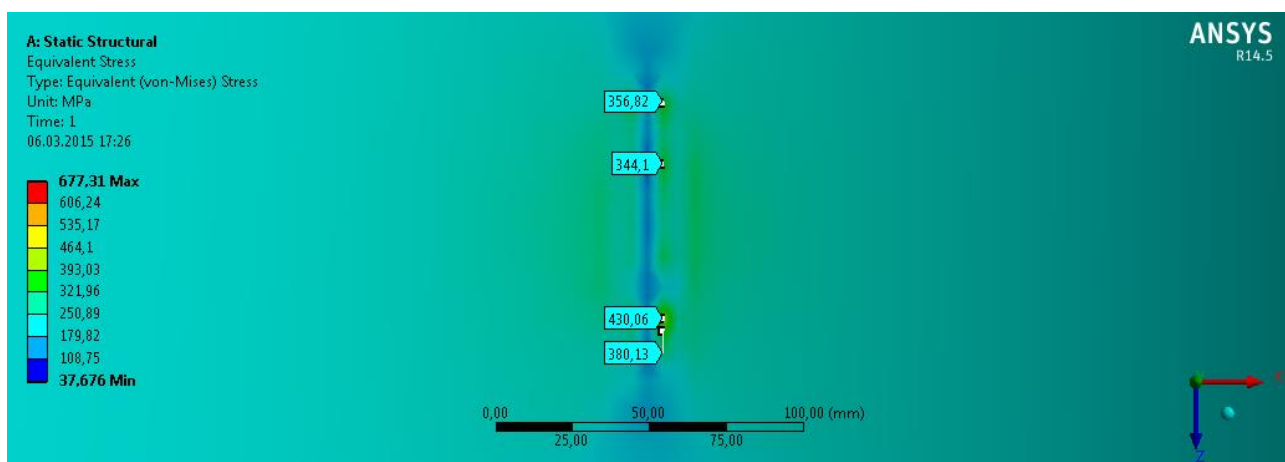


Рисунок 18. Эквивалентные напряжения по Мизесу. Вид с внутренней стенки газопровода (составлено автором)

По результатам моделирования максимальные напряжения составляют 677,31 МПа. С внутренней стенки газопровода наблюдаются повышения напряжений, и показания, соответственно, равны: 344,1 МПа, 356,82 МПа, 380,13 МПа, 430,06 МПа. Данные значения напряжений не соответствуют пределу текучести материала газопровода в 380 МПа. При дальнейшей эксплуатации возможно нарушение работоспособности газопровода. Следовательно, безопасная эксплуатация данного газопровода допускается при глубине трещины менее 50 % от толщины стенки. Результаты проведенного моделирования согласуются со СТО Газпром 2-2.3-173-2007⁴, а именно дефекты глубиной в 50 % и более от толщины стенки трубы относят к недопустимым.

Заключение

Проведенное моделирование коррозионного растрескивания показало, что, начиная с глубины трещины в 2 мм, запускается процесс пластической деформации материала газопровода в вершине трещины. По мере увеличения коэффициента интенсивности напряжения увеличивается скорость роста трещины. Начиная с глубины трещины в 3 мм, возрастает вероятность лавинообразного разрушения в виде механического долома под углом 45° по направлению к кольцевым растягивающим напряжениям, которое присуще коррозионному растрескиванию. При достижении глубины 4 мм напряжение с внутренней стенки газопровода превысит предел текучести материала, что может привести к неустойчивой работе с последующей аварией. Следовательно, безопасная эксплуатация данного газопровода допускается при глубине дефекта менее 50 % от толщины стенки, в зависимости от протяженности. Дефекты глубиной в 50 % и более недопустимы в независимости от протяженности.

По мере увеличения глубины трещины увеличиваются напряжения в вершине. Наибольшие напряжения возникают в нижних и верхних окрестностях трещины, в левых и правых окрестностях наблюдаются низкие показания напряжений. Область вершины трещины образует капюшон высоких напряжений, постепенно затухая вглубь. С внутренней стенки газопровода наблюдается линия низких напряжений, которая ровно проходит над вершиной трещины, края данной линии имеют высокие показания напряжений.

По результатам моделирования можно сделать вывод о том, что такие виды дефектов зависят от растягивающих напряжений. Внутреннее давление, технические характеристики материала, а также толщина стенки и диаметр газопровода в наибольшей степени влияют на растягивающие напряжения. Для эффективного обнаружения и идентификации данного рода дефектов необходимо применять внутритрубную диагностику. Также не исключается возможность использования такого вида диагностики, как переиспытание избыточным давлением, которая не раз упоминается в различных источниках литературы, а также является единственным методом обнаружения такого рода дефектов в некоторых магистральных газопроводах.

Исходя из того, что данный вид дефектов развивается исключительно на наружных поверхностях подземных газопроводов, в нижней части трубы, и в местах расслоения изоляции, можно предположить наличие какого-то источника воздействия. До сих пор природа воздействия неясна и мало изучена, в различных источниках — разные данные, которые противоречат друг другу.

⁴ СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением.

Как известно, подземные газопроводы защищены от коррозии пассивными и активными методами. Пассивный метод защиты от коррозии заключается в нанесении специальных изоляционных покрытий на внешнюю поверхность газопровода. Активный метод защиты осуществляется путем катодной поляризации. Наиболее эффективным решением в борьбе против коррозионного растрескивания является применение изоляции с хорошими адгезионными свойствами. Суровые климатические условия некоторых районов России, с высоким перепадом температур, снижают адгезию между изоляционным покрытием и материалом трубы. В идеале магистральные газопроводы могут эксплуатироваться в течение 50 лет и более, в зависимости от эксплуатационных качеств изоляции. Следовательно, нужны дальнейшие материаловедческие исследования в области изоляционных покрытий подземных газопроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хижняков В.И. Коррозионное растрескивание магистральных газонефтепроводов в процессе длительной эксплуатации. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. 263 с.
2. Абдуллин И.Г., Гареев А.Г., Мостовой А.В. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем. Уфа: Гилем, 1997. 177 с.
3. National Energy Board. Public Inquiry Concerning Stress Corrosion Cracking on Canada Oil and Gas Pipelines, МН-2-95: 1996. 178 p.
4. Cheng F.Y. Stress Corrosion Cracking of Pipelines. John Wiley & Sons, Inc., 2013. 288 p.
5. Baker T.R., Parkins R.N., Rochfori G.G. Investigations relating to stress corrosion cracking on the pipeline authority is Moomba to Sydney pipeline // Proc. Of 7th Symp. Line Pipe Research: Arlington, 1986.
6. Uredniced M., Lambert S., Vosikovsky J. Stress corrosion cracking. Monitoring and control // Proc. Ynt. Conf. on Pipeline Reliability: Canada, Calgary, 1992.
7. Бархатов А.Ф., Зайковская А.С. Оценка степени риска при авариях магистральных трубопроводов по причине коррозионного растрескивания под напряжением // «Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи»: мат. второй российской молодежной научной школы-конференции: ТПУ, 2014. С. 185-189.
8. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. Москва: Елима, 2004. 1104 с.
9. Овчинников И.И. Исследование поведения оболочечных конструкций, эксплуатирующихся в средах, вызывающих коррозионное растрескивание // Интернет-журнал «Науковедение» 2012. №4 <http://naukovedenie.ru/PDF/38tvn412.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус.
10. Хижняков В.И., Кудашкин Ю.А., Хижняков М.В., Жилин А.В. Коррозионное растрескивание напряженно-деформированных трубопроводов при транспорте нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. 2011. №3. С. 84-89.
11. Кримчеева Г.Г. Особенности старения катодно-поляризуемых труб магистральных газопроводов // «Научно-техническая конференция УГТУ»: мат. научно-технической конференции: УГТУ, 2002. С. 25-31.

Рецензент: Иванов Александр Русланович, кандидат технических наук, старший научный сотрудник отдела 50 «Механика и безопасность конструкций» ИФТПС СО РАН.

Semenov Leonid Alekseevich

«Institute of Physical and Technical Problems of the North it. V.P. Larionov SB RAS»

Russia, Yakutsk

E-mail: accountnt4@mail.ru

Mathematical modeling of stress-corrosion cracks using CAE-systems

Abstract. The investigation of stress corrosion cracking using ANSYS CAE-systems to ensure reliability and durability of underground pipelines. This software system is universal in the finite element method (FEM) analysis. Modeling and analysis of the various objects in the light of various factors to avoid costly and lengthy development cycles such as «design — manufacture — test». The characteristics and the description of the main gas pipelines in Russia. Describes the main causes of accidents gas mains. On the basis of a theoretical overview of stress corrosion cracking. The parameters of the simulation, namely the technical parameters of the pipeline and steel. The yield strength and the strength of steel is selected according to the reference literature and corresponds to the steel grade. For subsequent modeling introduced technical parameters of steel in software environment ANSYS. Explains the choice of a single crack, its shape and geometric arrangement in the gas pipeline on the study of theoretical material. Made a simulation model of the defect. The results of the stress-strain state of main gas pipeline section depending on the depth of the defect. Studied its effect on the performance of the main gas pipeline from the technical characteristics. The conclusions and recommendations are further based on the results of mathematical modeling.

Keywords: ANSYS; modeling; gas pipeline; corrosion cracking; split; equivalent stresses; yield strength; wall of the pipeline; material; plastic deformation.

REFERENCES

1. Khizhnyakov V.I. Korrozionnoe rastreskivanie magistral'nykh gazonefteprovodov v protsesse dlitel'noy ekspluatatsii. Tomsk: Izd-vo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2013. 263 s.
2. Abdullin I.G., Gareev A.G., Mostovoy A.V. Korrozionno-mekhanicheskaya stoykost' neftegazovykh truboprovodnykh sistem. Ufa: Gilem, 1997. 177 s.
3. National Energy Board. Public Inquiry Concerning Stress Corrosion Cracking on Canada Oil and Gas Pipelines, MH-2-95: 1996. 178 p.
4. Cheng F.Y. Stress Corrosion Cracking of Pipelines. John Wiley & Sons, Inc., 2013. 288 p.
5. Baker T.R., Parkins R.N., Rochfori G.G. Investigations relating to stress corrosion cracking on the pipeline authority is Moomba to Sydney pipeline // Proc. Of 7th Symp. Line Pipe Research: Arlington, 1986.
6. Uredniced M., Lambert S., Vosikovsky J. Stress corrosion cracking. Monitoring and control // Proc. Ynt. Conf. on Pipeline Reliability: Canada, Calgary, 1992.
7. Barkhatov A.F., Zaykovskaya A.S. Otsenka stepeni riska pri avariyaх magistral'nykh truboprovodov po prichine korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem // «Energetika, elektromekhanika i energoeffektivnye tekhnologii glazami molodezhi»: mat. vtoroy rossiyской molodezhnoy nauchnoy shkoly-konferentsii: TPU, 2014. S. 185-189.
8. Mazur I.I., Ivantsov O.M. Bezopasnost' truboprovodnykh sistem. Moskva: Elima, 2004. 1104 s.
9. Ovchinnikov I.I. Issledovanie povedeniya obolocheknykh konstruktsiy, ekspluatiruyushchikhsya v sredakh, vyzyvayushchikh korrozionnoe rastreskivanie // Internet-zhurnal «Naukovedenie» 2012. №4 <http://naukovedenie.ru/PDF/38tvn412.pdf> (dostup svobodnyy). Zagl. s ekrana. Yaz. rus.
10. Khizhnyakov V.I., Kudashkin Yu.A., Khizhnyakov M.V., Zhilin A.V. Korrozionnoe rastreskivanie napryazhenno-deformirovannykh truboprovodov pri transporte nefti i gaza // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. 2011. №3. S. 84-89.
11. Krimcheeva G.G. Osobennosti stareniya katodno-polyarizuemykh trub magistral'nykh gazoprovodov // «Nauchno-tekhnicheskaya konferentsiya UGTU»: mat. nauchno-tekhnicheskoy konferentsii: UGTU, 2002. S. 25-31.