УДК 620.193.4

ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ДЛЯ ТРУБ С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ ПОТЕРИ МЕТАЛЛА И РАСЧЁТ НАПРЯЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПК ANSYS

♦♦♦♦♦

ASSESSMENT OF THE REMAINING SERVICE LIFE OF PIPES WITH METAL-LOSS CORROSION DEFECTS AND STRESS ANALYSIS OF THE PIPELINE USING ANSYS SOFTWARE

Горпинченко Алексей Николаевич
ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Деведопмент»
swengorr@yandex.ru

Аннотация. Коррозия в системе сбора нефти проявляется в виде различных видов повреждений, вызванных химическими и электрохимическими процессами. Данный процесс может включать в себя образование прорывов в трубопроводах и оборудовании, образование отложений продуктов коррозии, выпадение солей и осадков. Коррозионное повреждение оборудования увеличивает риск возникновения утечек и аварийных ситуаций. В статье проведена оценка существующих методик расчёта скорости коррозии (т.е. изменения толщины стенки оборудования). Установлено, что локальная коррозия углеродистой стали в хлоридных и сульфидных средах может быть описана корреляционной зависимостью «возникновение локальных разрушений – кумулятивное увеличение глубины повреждения». Для описания коррозионного процесса (в случае формирования ручейка) применяется механическая модель изменения толщины стенки.

Ключевые слова: оценка остаточного ресурса; несущая способность стенки трубопровода; расчёт напряжений в трубопроводе; расчёт напряжений для различных случаев глубины развития; критическое давление в зависимости от длины трещины; оценка стресс-коррозионного дефекта; зависимость эквивалентного напряжения от длины трещины.

Gorpinchenko Alexey Nikolaevich
LLC «Gazprom personnel»
project «Achim Development»
swengorr@yandex.ru

Annotation. Corrosion in the oil collection system manifests itself in the form of various types of damage caused by chemical and electrochemical processes. This process may include the formation of leaks in pipelines and equipment, the accumulation of corrosion product deposits, and the precipitation of salts and sediments. Corrosion damage to equipment increases the risk of leaks and emergency situations. The article evaluates existing methods for calculating the corrosion rate (i.e., the change in the thickness of the equipment wall). It has been established that the local corrosion of carbon steel in chloride and sulfide media can be described by the correlation «the occurrence of local damage is a cumulative increase in the depth of damage». A mechanical model of wall thickness variation is used to describe the corrosion process (in the case of rivulet formation).

Keywords: assessment of remaining service life; load-bearing capacity of the pipeline wall; pipeline stress analysis; stress analysis for various crack depths; critical pressure as a function of crack length; assessment of a stress-corrosion defect; dependence of equivalent stress on crack length.

Внутренняя коррозия является существенной причиной для отказа промыслового нефтепровода. Наиболее часто встречается коррозия донной части трубопровода, которая имеет вид продольного надреза. По этой причине она носит название «ручейковая коррозия».

В зависимости от формы профиля коррозионной канавки выделяют 3 характерных проявления данного вида коррозии:

1) серповидная;
2) овальная;
3) шпоночная.

Виды распределений эквивалентных напряжений по профилю коррозионного нарушения показаны на рисунке 1.

В связи с тем, что в месте возникновения канавки наблюдается уменьшение толщины стенки, на этом участке возникает локальная концентрация напряжений. Наиболее высокие напряжения характерны для шпоночной канавки, поскольку она имеет более острую геометрию.

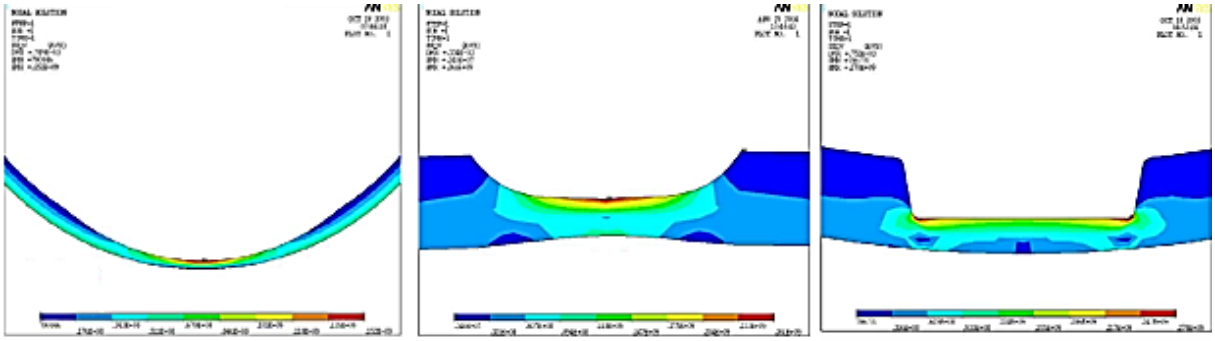


Рисунок 1 – Виды распределений эквивалентных напряжений по профилю «ручейка»

Оценка остаточного ресурса

Развитие коррозионного процесса основывается на механохимическом эффекте, протяжённом во времени. Для оценки глубины коррозионного поражения при ручейковой коррозии от времени в данном случае применимо уравнение (1), справедливое для работы трубопровода как в упругой, так и пластической зонах:

$$\frac{dh}{dt} = v_0 \cdot \left(1 + k_\sigma \cdot \sigma_i\right) \cdot \left(1 + k_\varepsilon \cdot \varepsilon_i\right), \quad (1)$$

где v_0 – скорость коррозии металла в ненапряжённом состоянии, мм/год; σ_i – интенсивность напряжений, МПа; ε_i – интенсивность деформации; k_ε – деформационный механохимический параметр (для трубопровода из углеродистой стали k_ε = 5); k_σ – силовой механохимический параметр, МПа$^{-1}$.

Остаточный ресурс трубопроводов может быть определён в соответствии с требованиями отраслевого стандарта ОСТ 152-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтепромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений». В соответствии с данным нормативным документом выделяются следующие методы расчёта остаточного ресурса:

1) по минимальной вероятной толщине стенки труб по результатам диагностики;
2) по росту коррозионно-эрозионного износа стенки трубы;
3) по малоцикловой долговечности по критерию зарождения трещин;
4) по характеристикам трещиностойкости;
5) по статистике отказов.

Данные методы охватывают все возможные виды возникающих в трубопроводе деформаций, в том числе нетрещиноподобных дефектов (вмятин), острых трещиноподобных дефектов, иных дефектов.

Для аналитических расчётов применяется метод расчёта остаточного ресурса трубопровода на основе минимальной вероятной толщины стенки. Данный метод основан на проведении выборочного контроля толщины стенок, по результатам которого рассчитывается минимальная вероятная толщина стенки трубопровода. Затем полученное значение сравнивается с отбраковочной толщиной стенки, рассчитанной в соответствии с условиями эксплуатации.

Существует альтернативная методика расчёта остаточного ресурса трубопровода, основанная на вероятностном подходе. Принципиальным отличием от метода расчёта минимальной вероятной толщины стенки является применение степенной функции статистической обработки замеров толщины стенки. Данный параметр оценивается по результатам многочисленных замеров толщины стенки. В случае проведения диагностики толщины стенки более одного раза степень признается равной 1, что говорит о применении линейной модели износа.

Особенности этого метода включают установление скорости износа на основе имеющейся базы данных по скоростям общей коррозии. Расчёт основан на вероят-

ностных и статистических показателях, но проще, чем метод расчёта остаточного ресурса трубопровода на основе минимальной вероятной толщины стенки, который учитывает коррозионно-эрозионный износ. Ещё одним преимуществом такого подхода является то, что он не зависит от природы отказа и поэтому может быть распространён и на другие виды разрушений. Тем не менее, такой расчёт имеет более приближённый характер, а его использование возможно в качестве дополнения к другим методам.

Несущая способность стенки трубопровода зависит от различных факторов – собственно скорости коррозии, степени влияния статических и динамических напряжений. С увеличением степени влияния напряжений остаточный ресурс значительно сокращается. Графически данная зависимость приведена на рисунке 2.

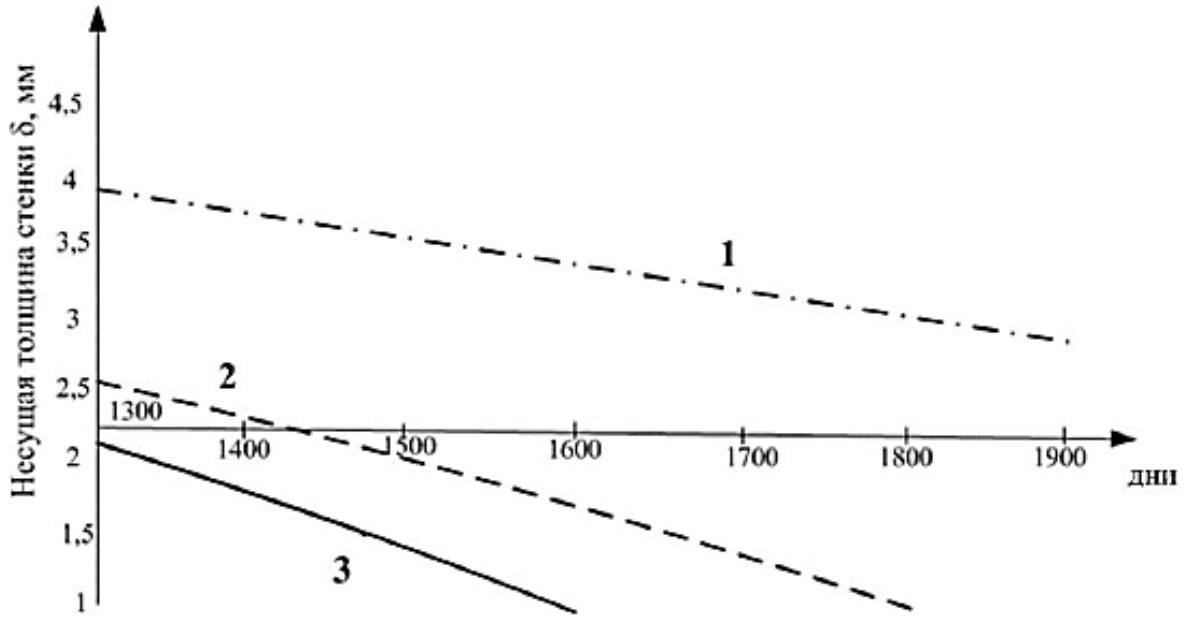


Рисунок 2 – Изменение несущей способности стенки трубопровода при влиянии различных факторов во времени:
1 – при скорости внутренней коррозии 0,6 мм/год;
2 – с учётом зависимости скорости коррозии от статических напряжений;
3 – с учётом зависимости скорости коррозии от статических и динамических напряжений

В методических указаниях по проведению мероприятий диагностики промысловых трубопроводов ПАО «Газпромнефть» описывается методика определения периода и условий безопасной эксплуатации трубопровода с дефектами. По данной методике период безопасной эксплуатации трубопровода означает период, в течение которого трубопровод может эксплуатироваться при установленных допустимых параметрах, определённых на основании результатов экспертизы, от момента проведения экспертизы до следующей. Порядок расчёта показан на рисунке 3.

Проанализировав международные нормативные документы по расчёту надёжности трубопроводов с коррозионными дефектами, установлено, что методы расчёта величины предельного значения давления дефектного участка трубопровода определяются линейными соотношениями теории сопротивления материалов. Для корректности расчёта применяются эмпирические коэффициенты, учитывающие характер поведения металла. Данные коэффициенты определяются путём сопоставления результатов коррозионного эффекта, полученного в результате численного моделирования, с реальными значениями лабораторного анализа.

Для анализа рассмотрены стандарты B31G, RSTRENG-1, DNV-99, SHELL PCORRC. Установлено, что в подходах B31G и RSTRENG-1 используется понятие предела текучести, а в методиках SHELL, DNV и PCORRC используется понятие предела прочности. Данное расхождение даёт большое различие значений давления разрушения.

Расчёт показал, что максимальные значения эквивалентных напряжений от относительной глубины и относительной ширины канавки могут быть описаны степенной функцией. Распределение приведено на рисунках 4 и 5.

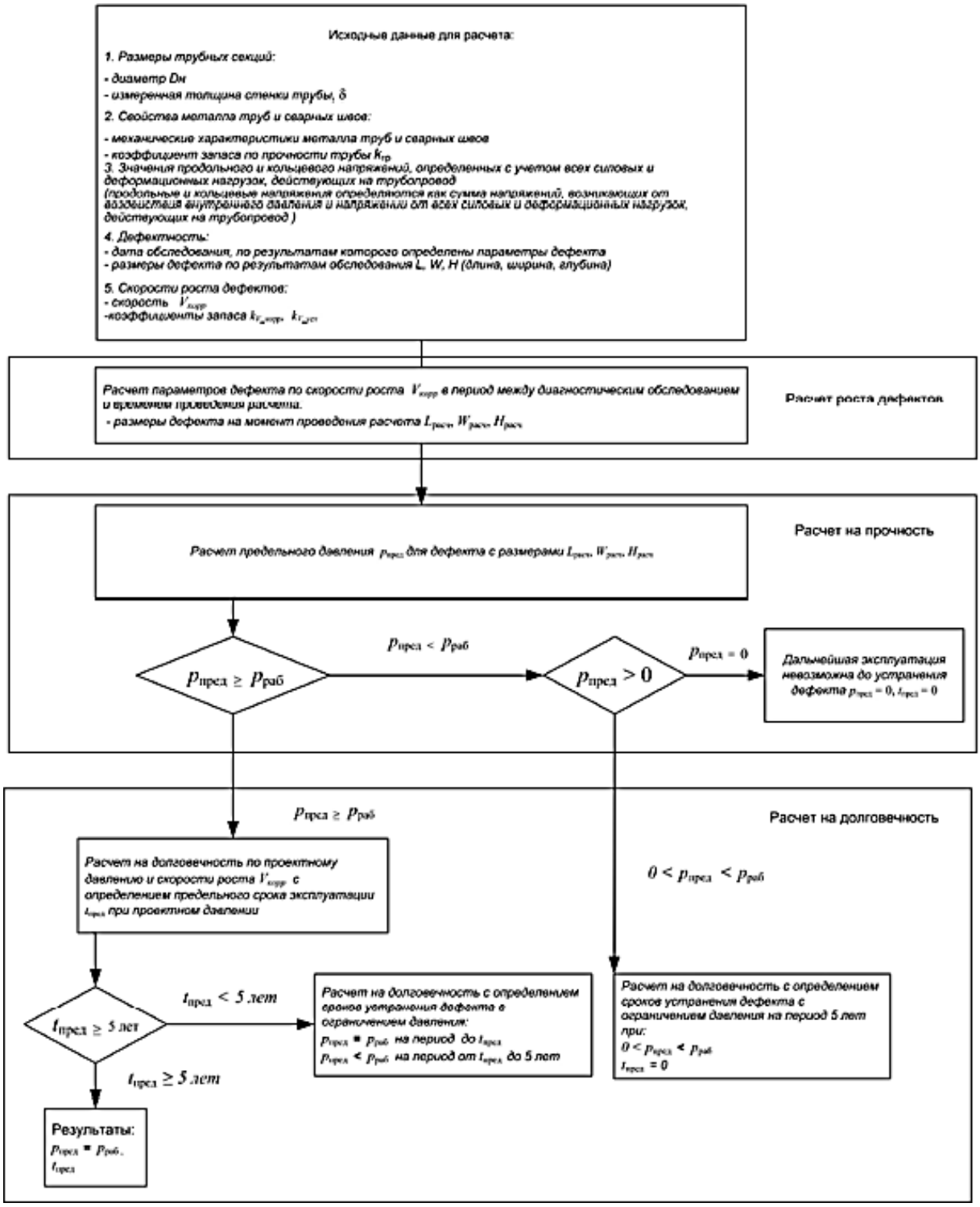


Рисунок 3 – Порядок выполнения расчётов на остаточный ресурс для труб с коррозионными дефектами потери металла

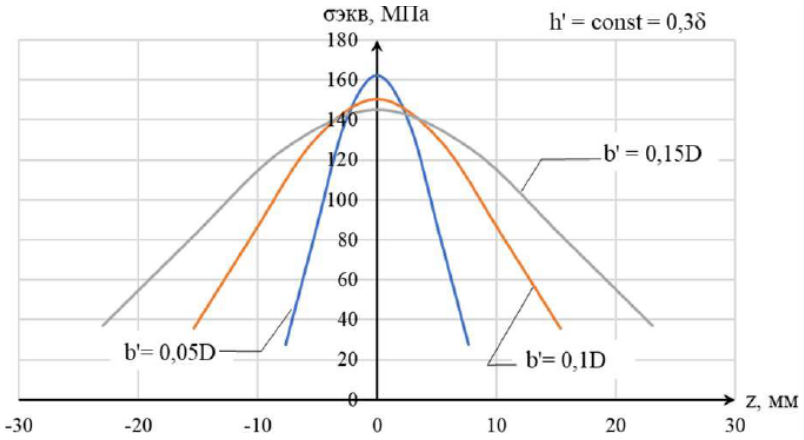


Рисунок 4 – Распределение эквивалентных напряжений по профилю коррозионного процесса в зависимости от его ширины

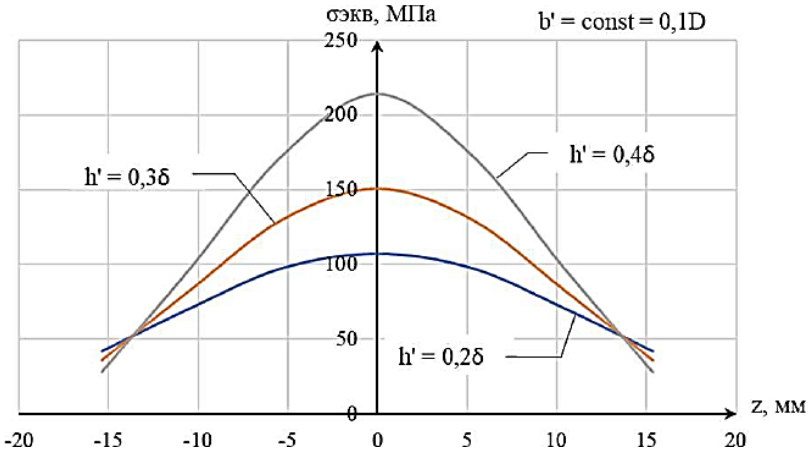


Рисунок 5 – Распределение эквивалентных напряжений по профилю коррозионного процесса в зависимости от его глубины

Расчёт напряжений в трубопроводе с использованием ПК ANSYS

При упругом нагружении множитель, отвечающий за деформационную составляющую, может быть принят равным единице в силу малости значений деформаций. Следовательно, при построении модели условно можно принять, что скорость развития коррозионного поражения трубопровода при его работе зависит только от силовых факторов.

В расчётах применяется следующий материал: сталь 17Г1С. Для данного материала предел прочности составляет 510 МПа, предел текучести 360 МПа. Окно задания параметров показано на рисунке 6.

Properties of Outline Row 3: Structural Steel

	A	B	C	D	E
1	Property	Value	Unit		
2	Density	7850	kg m^-3		
3	Isotropic Secant Coefficient of Thermal Expansion				
6	Isotropic Elasticity				
12	Alternating Stress Mean Stress	Tabular			
16	Strain-Life Parameters				
24	Tensile Yield Strength	360	MPa		
25	Compressive Yield Strength	360	MPa		
26	Tensile Ultimate Strength	510	MPa		
27	Compressive Ultimate Strength	0	Pa		

Рисунок 6 – Окно указания прочностных характеристик стали

Далее создаётся модель трубопровода типичного для нефтяного промысла типоразмера – 325 × 9. Избыточное давление равняется 3 МПа. Трубопровод считается закреплённым по торцам. Расчётная модель приведена на рисунке 7.

Для расчёта напряжений в участке развития коррозии проведена оценка неравномерности коэффициента двухосности по фронту коррозионного ручейка. Распределение коэффициента двухосности в упругой области донной части трубопровода показано на рисунке 8.

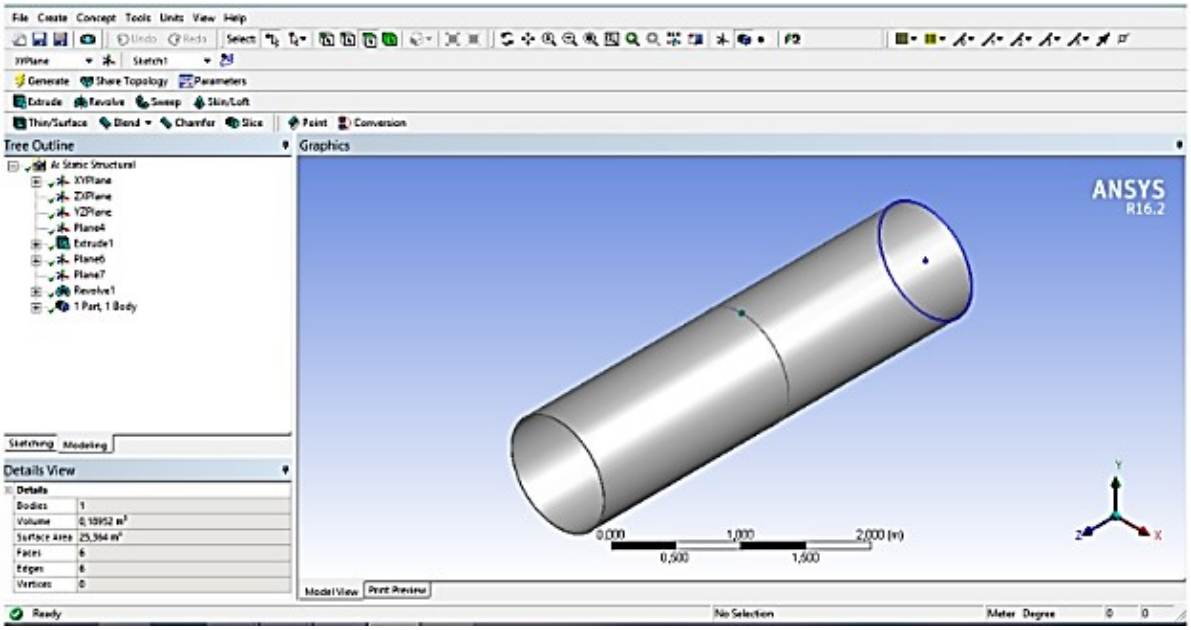


Рисунок 7 – Геометрическая модель трубопровода

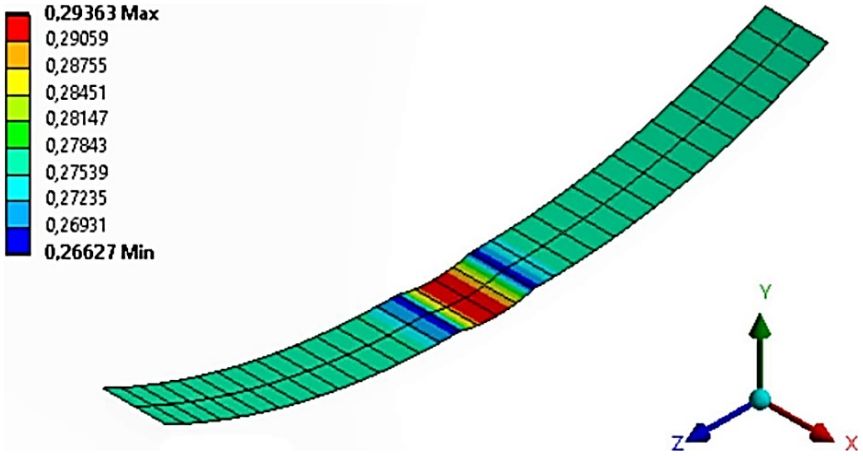


Рисунок 8 – Распределение коэффициента двухосности в упругой области

Видна неравномерность его распределения по фронту коррозионного ручейка: максимальные значения коэффициента достигаются вблизи нижней точки, минимальные – в его верхних точках.

Проанализировав расчётную формулу механохимического параметра, оказывающего влияние на скорость коррозии, установлено, что большие его значения характерны для донной части «ручейка», что на практике подтверждается образованием всё углубляющегося «ручейка». Графически данная зависимость приведена на рисунке 9.

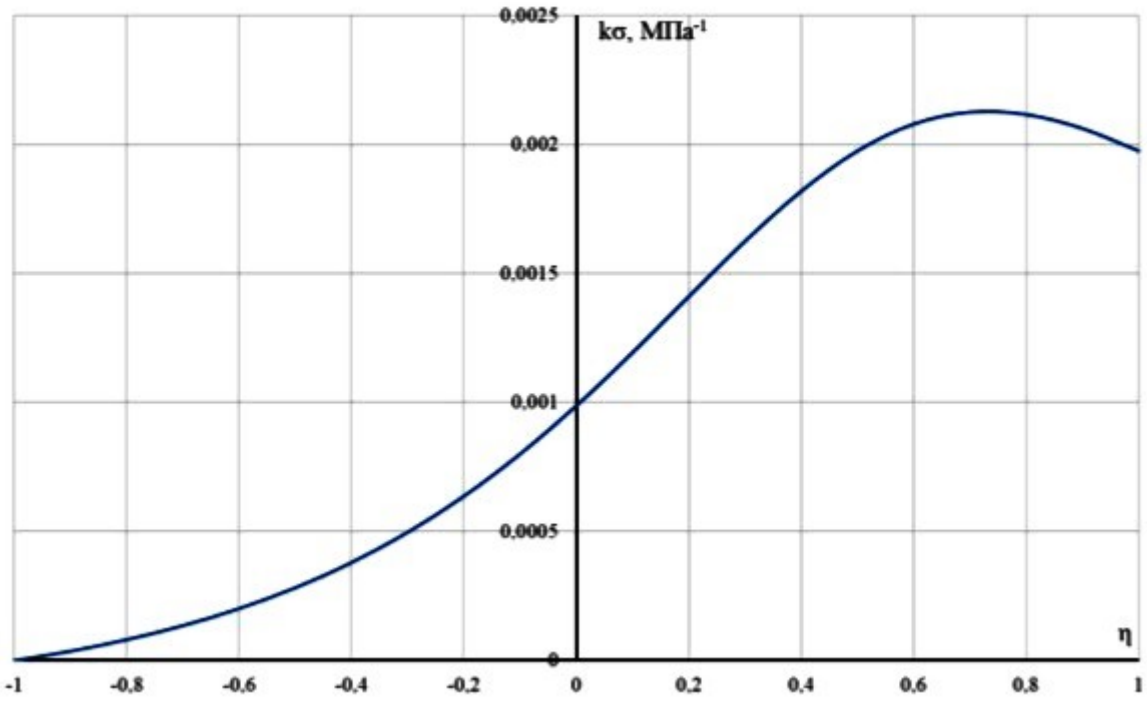


Рисунок 9 – Распределение силового механохимического параметра в зависимости от коэффициента двухосности

Для определения напряжений в случае присутствия коррозионной трещины выполнен расчёт напряжений для различных случаев глубины развития (1–4 мм):

1) при глубине трещины 1 мм предельное напряжение составило 387 МПа (рис. 10);

2) при глубине трещины 2 мм предельное напряжение составило 445 МПа (рис. 11);

3) при глубине трещины 3 мм предельное напряжение составило 561 МПа (рис. 12);

4) при глубине трещины 4 мм предельное напряжение составило 655 МПа (рис. 13).

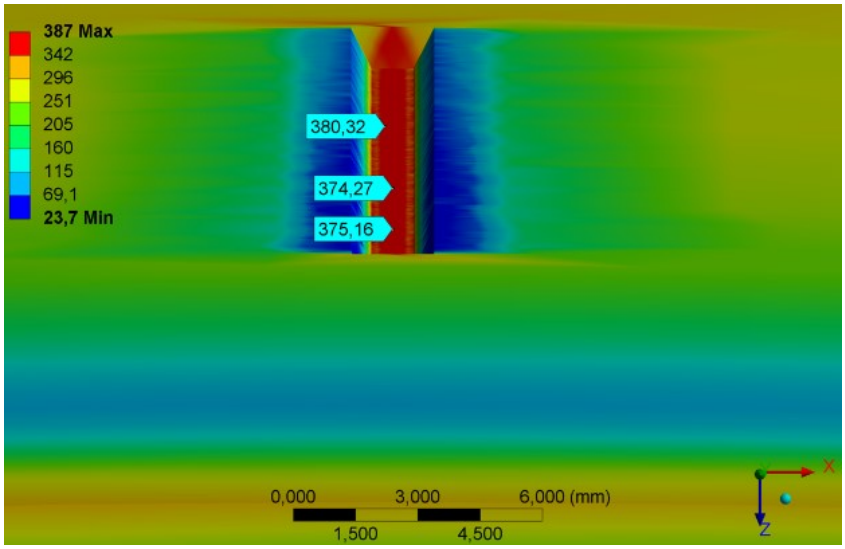


Рисунок 10 – Распределение эквивалентных напряжений при глубине трещины 1 мм, МПа

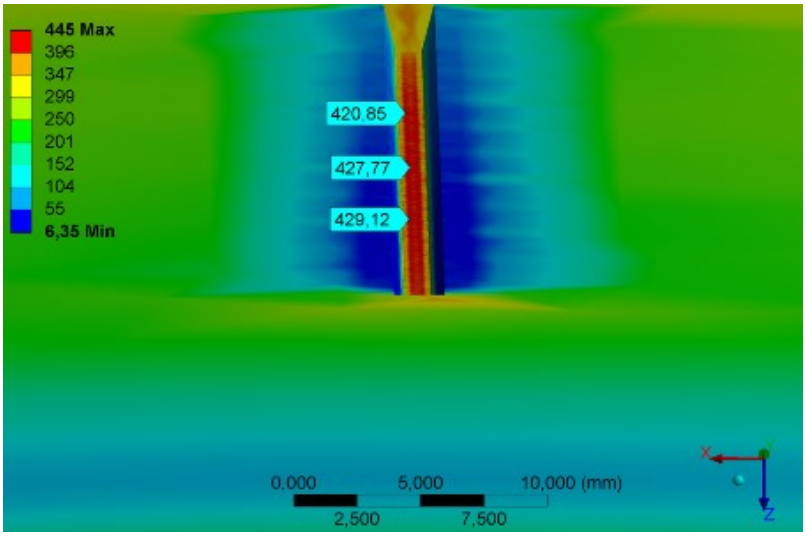


Рисунок 11 – Распределение эквивалентных напряжений при глубине трещины 2 мм, МПа

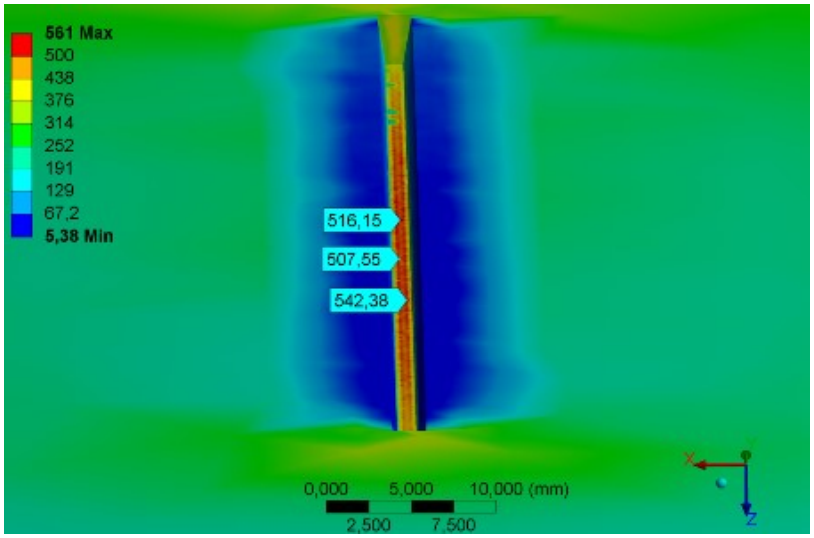


Рисунок 12 – Распределение эквивалентных напряжений при глубине трещины 3 мм, МПа

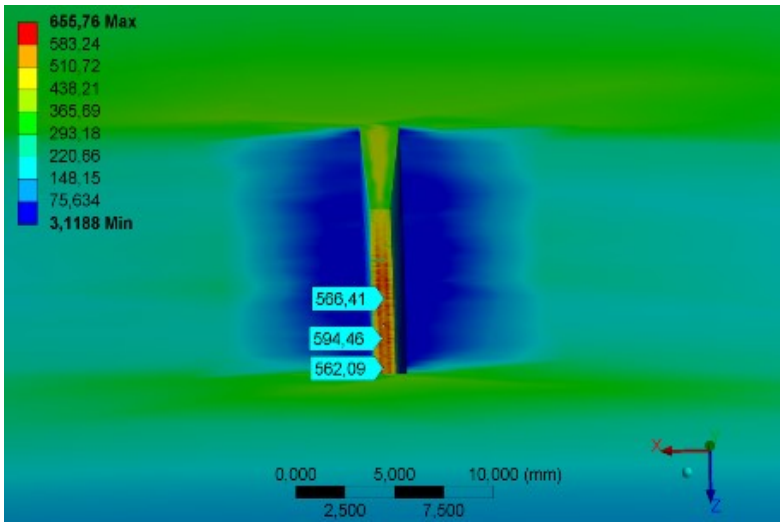


Рисунок 13 – Распределение эквивалентных напряжений при глубине трещины 4 мм, МПа

Из полученных результатов можно сделать вывод о том, что при глубине трещины более 3 мм напряжения начинают превышать предел прочности – это может привести к разрушению трубопровода.

Оценка степени опасности стресс-коррозионных дефектов определяется неравенством по СТО Газпром 2-2.3-173 2007. Если фактический коэффициент запаса прочности по критическому напряжению превышает нормативный коэффициент запаса прочности по наибольшему давлению, то дефект является допустимым. В обратном же случае дефект классифицируют как недопустимый. Для определения коэффициента запаса применяется уравнение:

$$n_{зап} = \frac{p_{кр}}{p_{пр}}, \tag{2}$$

где $P_{кр}$ – критическое давление, МПа; $P_{пр}$ – предельное значение давления, МПа.

Коэффициент запаса прочности по критическому напряжению определяется в зависимости от длины трещины (в модели равняется 100 мм) по номограмме, приведённой на рисунке 14.

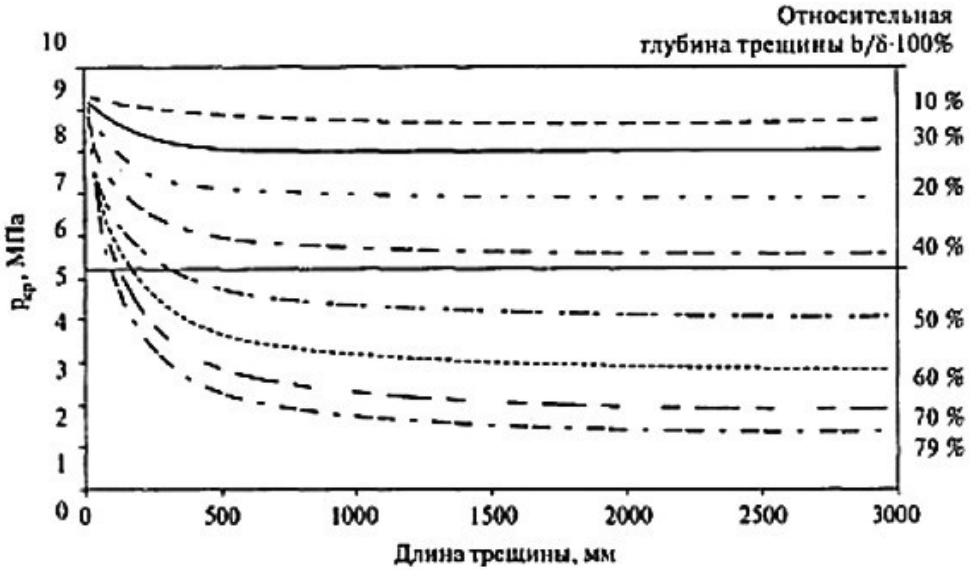


Рисунок 14 – Критическое давление в зависимости от длины трещины

Наибольшее давление связано со значениями кольцевых напряжений и определяется следующим выражением:

$$n_{\max} = \frac{p_{тек}}{p_{пр}}, \tag{3}$$

где *Ртек* – давление, соответствующее пределу текучести материала трубы, МПа;
Рпр – предельное значение давления, МПа.

В таблице 1 приведены вычисленные коэффициенты в зависимости от глубины трещины.

Таблица 1 – Оценка стресс-коррозионного дефекта

Глубина трещины, мм	$P_{кр}$, МПа	$n_{зап}$	n_{max}
1	9,1	1,65	1,3
2	8,0	1,45	
3	8,7	1,59	
4	7,1	1,29	

В ходе анализа установлено, что при глубине трещины 1 мм эквивалентные напряжения не достигают предела текучести. В промежутке глубины трещины между 1 и 3 мм наблюдается накопление пластической деформации. При глубине трещины более 3 мм эквивалентные напряжения превышают предел прочности.

Накопление пластических деформаций при растрескивании приводит к дальнейшему росту трещин. Несмотря на это, методика по оценке стресс-коррозионных дефектов не учитывает кинетику роста трещин. Из-за этого недопустимым дефектом была признана только трещина с глубиной 4 мм, хотя при данной глубине наблюдаются напряжения больше, чем предел прочности. Таким образом, нормативная методика оценки стресс-коррозионных дефектов не совсем точно определяет их допустимость / недопустимость, а это в свою очередь может приводить к аварийному выходу из строя эксплуатируемых магистральных газопроводов.

Зависимость максимального эквивалентного напряжения, возникающего в области коррозионного повреждения от его глубины, приведена на рисунке 15.

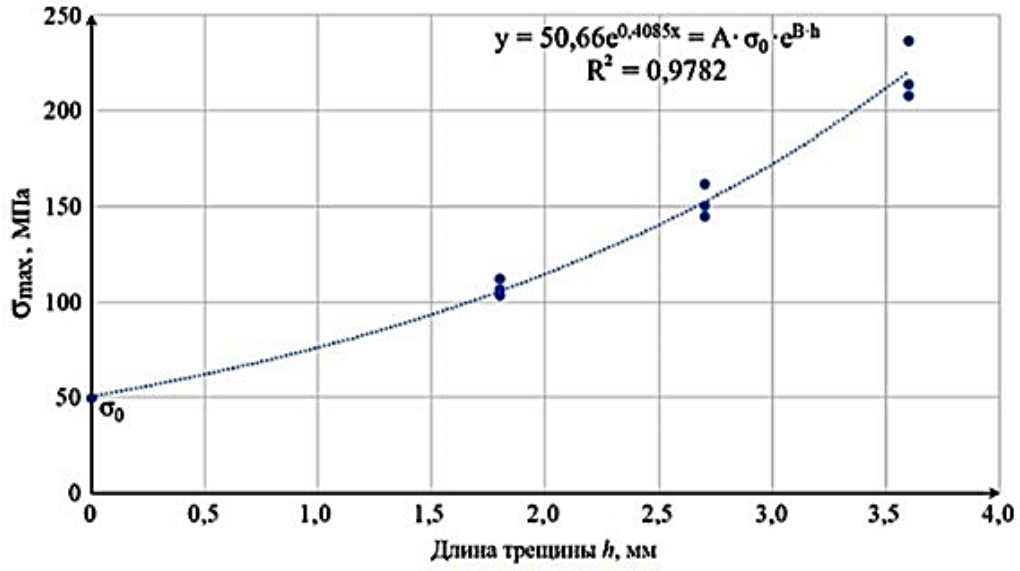


Рисунок 15 – Зависимость эквивалентного напряжения от длины трещины

Таким образом, для коррозионного процесса проведено моделирование распространения напряжений. В результате анализа модели можно сделать следующие выводы:

1) коррозионный дефект вида «ручеек», характеризуемый резким изменением остаточной толщины стенки трубы, способствует снижению несущей способности трубопровода;

2) методика расчёта ресурса трубопровода, предлагаемая ПАО «Газпром», отражает тенденцию роста процесса коррозии лишь в упругой постановке и требует дополнительного уточнения;

3) при использовании для расчёта нелинейной модели утонения стенки срок эксплуатации трубопровода отличается от срока эксплуатации, рассчитанного по линейной модели.

Литература

1. Эффективная защита сооружений от коррозии, новые методы / Н.А. Безрученко [и др.] // Приоритеты мировой науки. Новые горизонты: материалы I Международной научно-практической конференции (26 марта 2025 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательство: ИП Алзидан, 2025. – С. 50–55.
2. Горпинченко А.Н. Проведение исследований по измерению скорости коррозии в системе сбора газа Песцовой площади Уренгойского НГКМ / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, М.И. Самойлов // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородно-

го сырья: тезисы докладов (15–16 ноября 2022 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – 45 с.
3. Анализ результатов коррозионного мониторинга Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Н. Горпинченко [и др.] // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2023: материалы XXIV Международной молодёжной научной конференции (30-31 марта 2023 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2023. – С. 352–359.
4. Горпинченко А.Н. Оценка методов борьбы с коррозией в системе сбора и подготовки нефти и газа в условиях разработки месторождений Западной Сибири // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 119–134.
5. Горпинченко А.Н. Расчёт скорости углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования по различным методикам / А.Н. Горпинченко, А.А. Мельникова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2024. – № 1. – С. 133–146.
6. Горпинченко А.Н. Оценка эффективности технологии ингибирования газовых и газоконденсатных скважин в условиях углекислотной коррозии / А.Н. Горпинченко, Л.В. Поварова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 1. – С. 147–161.
7. Горпинченко А.Н. Подбор ингибитора коррозии с учетом свойств добываемой жидкости / А.Н. Горпинченко, Л.В. Поварова, П.П. Порывкин // Булатовские чтения. – 2025. – Т. 1. – С. 150–153.
8. Горпинченко А.Н. Анализ коррозионного мониторинга на одном из участков Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Н. Горпинченко, Л.В. Поварова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 2. – С. 237–252.
9. Горпинченко А.Н. Анализ методов борьбы с коррозионной агрессией в условиях ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Н. Горпинченко, Л.В. Поварова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 3. – С. 101–113.
10. Горпинченко А.Н. Анализ типов коррозии нефтегазопромыслового оборудования // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 4. – С. 142–148.
11. Классификация коррозионных процессов / Г.И. Кореновский [и др.] // REFERATOTECH: материалы II Международной научно-практической конференции (23 октября 2021 года, г. Краснодар) : в 2 т. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – Т. 2.– С. 17–22.
12. Поварова Л.В. Анализ современных методов защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии / Л.В. Поварова, В.С. Мунтян, А.С. Скиба // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 125–129.
13. Поварова Л.В. Коррозия трубопроводов и нефтегазового оборудования / Л.В. Поварова, В.С. Мунтян, А.С. Скиба // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 130–135.
14. Поварова Л.В. Причины коррозии нефтепромысловых трубопроводов и способы их защиты / Л.В. Поварова, М.А. Самарин, Р.А. Тараник // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 2. – С. 32–39.
15. Савенок О.В. Особенности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях высокой коррозионной агрессии / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 155–170.
16. Савенок О.В. Анализ коррозионно-механических разрушений конструкционных материалов нефтегазопромыслового оборудования / О.В. Савенок, А.Н. Горпинченко, П.П. Порывкин // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 133–147.
17. Разработка технического решения по предупреждению углекислотной коррозии / А.В. Шептухин [и др.] // Рассохинские чтения: материалы Международной конференции (02–03 февраля 2023 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2023. – С. 119–126.
18. Состояние изученности проблемы углекислотной коррозии на примере Уренгойского месторождения / А.В. Шептухин [и др.] // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 307–315.

References

1. Effective Corrosion Protection for Structures: New Methods / N.A. Bezruchenko [et al.] // Priorities of Global Science. New Horizons: Proceedings of the 1st International Scientific and Practical Conference (March 26, 2025, Krasnodar). – Krasnodar : IP Alzidan, 2025. – P. 50–55.
2. Gorpinchenko A.N. Research on Corrosion Rate Measurement in the Gas Gathering System of the Pestsovoye Field (Urengoy Oil, Gas, and Condensate Field) / A.N. Gorpinchenko, N.Kh. Zharikova, M.I. Samoylov // Breakthrough Technologies in the Exploration, Development, and Production of Hydrocarbon Resources: Abstracts (November 15–16, 2022, Saint Petersburg). – SPb. : Saint Petersburg Mining University, 2022. – 45 p.

3. Analysis of Corrosion Monitoring Results at the Urengoy Oil, Gas, and Condensate Field / A.N. Gorpinchenko [et al.] // SEVERGEOEKOTEKH-2023: Proceedings of the XXIV International Youth Scientific Conference (March 30–31, 2023, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2023. – P. 352–359.
4. Gorpinchenko A.N. Evaluation of Corrosion Control Methods in Oil and Gas Gathering and Treatment Systems During Field Development in Western Siberia // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2023. – № 3. – P. 119–134.
5. Gorpinchenko A.N. Calculation of Carbon Dioxide Corrosion Rates for Downhole Equipment Using Various Methodologies / A.N. Gorpinchenko, A.A. Melnikova // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2024. – № 1. – P. 133–146.
6. Gorpinchenko A.N. Evaluating the Effectiveness of Inhibition Technology for Gas and Gas-Condensate Wells Subject to Carbon Dioxide Corrosion / A.N. Gorpinchenko, L.V. Povarova // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2025. – № 1. – P. 147–161.
7. Gorpinchenko A.N. Selection of a Corrosion Inhibitor Based on the Properties of the Produced Fluid / A.N. Gorpinchenko, L.V. Povarova, P.P. Poryvkin // Bulatov Readings. – 2025. – Vol. 1. – P. 150–153.
8. Gorpinchenko A.N. Analysis of corrosion monitoring at a section of the Urengoy oil, gas, and condensate field / A.N. Gorpinchenko, L.V. Povarova // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2025. – № 2. – P. 237–252.
9. Gorpinchenko A.N. Analysis of methods for combating corrosive attack in the Achimov deposits of the Urengoy oil, gas, and condensate field / A.N. Gorpinchenko, L.V. Povarova // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2025. – № 3. – P. 101–113.
10. Gorpinchenko A.N. Analysis of corrosion types in oil and gas field equipment // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2025. – № 4. – P. 142–148.
11. Classification of Corrosion Processes / G.I. Korenovsky [et al.] // REFERATOTECH: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (October 23, 2021, Krasnodar) : in 2 vol. – Krasnodar : Publishing House «Yug» LLC, 2022. – Vol. 2. – P. 17–22.
12. Povarova L.V. Analysis of Modern Methods for Protecting Oilfield Equipment from Corrosion / L.V. Povarova, V.S. Muntyan, A.S. Skiba // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 4. – P. 125–129.
13. Povarova L.V. Corrosion of Pipelines and Oil and Gas Equipment / L.V. Povarova, V.S. Muntyan, A.S. Skiba // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 4. – P. 130–135.
14. Povarova L.V. Causes of corrosion in oilfield pipelines and methods for their protection / L.V. Povarova, M.A. Samarin, R.A. Taranik // Bulatov Readings. – 2021. – Vol. 2. – P. 32–39.
15. Savenok O.V. Specifics of operating oil and gas wells under conditions of high corrosivity / O.V. Savenok, A.N. Gorpinchenko // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 2. – P. 155–170.
16. Savenok O.V. Analysis of corrosion-mechanical failures of structural materials used in oil and gas field equipment / O.V. Savenok, A.N. Gorpinchenko, P.P. Poryvkin // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 3. – P. 133–147.
17. Development of a technical solution for the prevention of carbon dioxide corrosion / A.V. Sheptukhin [et al.] // Rassokhin Readings: Proceedings of the International Conference (February 2–3, 2023, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2023. – P. 119–126.
18. Current state of research on the problem of carbon dioxide corrosion: A case study of the Urengoy field / A.V. Sheptukhin [et al.] // Bulatov Readings. – 2023. – Vol. 1. – P. 307–315.