

УДК 621.396; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-5.14>
<https://orcid.org/0000-0003-1947-2449>
<https://orcid.org/0009-0004-9078-8395>
<https://orcid.org/0000-0003-3566-4563>
<https://orcid.org/0000-0001-7331-1633>
<https://orcid.org/0009-0008-3009-9001>

ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ



А.Т. БАКЕШЕВА,
PhD, ассоциированный
профессор кафедры
«Нефтяная инженерия», SU
a.bakesheva@satbayev.university



Р.С. АКПАНБАЕВ,
PhD, SU
r.akpanbayev@satbayev.university



Н.Н. СМАГУЛОВ,
MSc, SU
nurtass1993@gmail.com



М.Н. ЕЛЖАНОВА,
бакалавр 4 курса кафедры
«Нефтяная инженерия», SU,
030401650348@satbayev.university



Д.М. ОМАРОВ,
бакалавр кафедры
«Нефтяная инженерия», SU,
daniyar.omarov12@gmail.com

КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. К.И. САТПАЕВА,
Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22а

Статья посвящена улучшению безопасности и надежности эксплуатации магистральных газопроводов через детальную оценку их состояния с помощью разработанной вероятностно-детерминированной модели. Модель позволяет вычислить вероятность безаварийной работы трубопроводов, что критически важно как на этапе их проектирования, так и в ходе эксплуатации. В статье анализируются дефекты, возникающие при использовании газопроводов, включая коррозию металла труб, которая выступает одной из основных причин аварий, как показано на примере технического расследования инцидентов на казахстанских газопроводах. Исследования, проведенные отечественными компаниями, выявили, что коррозионное растрескивание, обусловленное высокой коррозионной активностью грунтов, серьезно угрожает безопасности газопроводов в Казахстане. Ускорение процесса образования трещин усугубляет проблему, делая эти повреждения особенно опасными для структурной целостности металлических трубопроводов и, соответственно, являются значительным вызовом для мировой газотранспортной системы.

Для борьбы с этими проблемами предлагается использование современных технологий, включая роботизированную внутритрубную диагностику и дистанционные методы оценки состояния газопроводов, такие как беспилотные системы и аэрокосмические исследования. Эти методы позволяют не только предсказывать коррозионные и другие виды повреждений на всех типах газопроводов, но и обнаруживать трещины, разрывы и участки утечек газа. Кроме того, они способствуют мониторингу экологической ситуации вдоль газопроводов и предоставляют полную и достоверную информацию о состоянии не только контрольных, но и всех участков трассы. Применение этих передовых методов диагностики обеспечивает непрерывную и безопасную работу газотранспортной системы, гарантируя стабильную поставку природного газа потребителям, тем самым повышая общую безопасность и эффективность газоснабжения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: магистральный газопровод, безопасность, дефект, анализ, микротрещина, коррозия, диагностика, внутренние напряжения, алгоритм расчета.

МАГИСТРАЛЬДЫҚ ГАЗ ҚҰБЫРЛАРЫН ҚАУІПСІЗ ПАЙДАЛАНУДЫ БАҒАЛАУ

А.Т. БАКЕШЕВА, PhD, "Мұнай инженериясы" кафедрасының қауымдастырылған профессоры, a.bakesheva@satbayev.university

Р.С. АҚПАНБАЕВ, PhD, «Гидрогеология, инженерлік және мұнай-газ геологиясы» кафедрасы, r.akpanbayev@satbayev.university

Н.Н. СМАГУЛОВ, MSc, «Гидрогеология, инженерлік және мұнай-газ геологиясы» кафедрасы, nurtass1993@gmail.com

М.Н. ЕЛЬЖАНОВА, BSc, "Мұнай инженериясы" кафедрасының бакалавры, SU 030401650348@satbayev.university

Д.М. ОМАРОВ, BSc, "Мұнай инженериясы" кафедрасының бакалавры, SU, daniyar.omarov12@gmail.com

«Қ.И.СӘТБАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ҒЫЛЫМИ-ЗЕРТТЕУ
ТЕХНИКАЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ»,
Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ., Сәтбаев к-сі, 22а

Бұл жұмыс дамыған ықтималдық-детерминирленген модельдің көмегімен олардың жағдайын егжей-тегжейлі бағалау арқылы магистральдық газ құбырларының қауіпсіздігі мен сенімділігін жақсартуға арналған. Модель құбырлардың апатсыз жұмыс істеу ықти-

малдығын есептеуге мүмкіндік береді, бұл оларды жобалау кезеңінде де, пайдалану кезінде де өте маңызды. Мақалада қазақстандық газ құбырларындағы инциденттерді техникалық тергеу мысалында көрсетілгендей, апаттардың негізгі себептерінің бірі болып табылатын құбырлар металының коррозиясын қоса алғанда, газ құбырларын пайдалану кезінде туындайтын ақаулар талданады. Отандық компаниялар жүргізген зерттеулер топырақтың жоғары коррозиялық белсенділігіне байланысты коррозиялық жарықтар Қазақстандағы газ құбырларының қауіпсіздігіне елеулі қатер төндіретінін анықтады. Жарықтардың пайда болу процесін жеделдету проблеманы күшейтеді, бұл зақымдарды металл құбырларының құрылымдық тұтастығына ерекше қауіп төндіреді және сәйкесінше әлемдік газ тасымалдау жүйесі үшін маңызды сынақ болып табылады.

Бұл мәселелермен күресу үшін заманауи технологияларды, соның ішінде роботты құбыршілік диагностиканы және ұшқышсыз жүйелер мен аэроғарыштық зерттеулер сияқты газ құбырларының күйін қашықтықтан бағалау әдістерін қолдану ұсынылады. Бұл әдістер газ құбырларының барлық түрлерінде коррозиялық және басқа зақымдарды болжап қана қоймай, сонымен қатар жарықтар, жарықтар мен газдың ағып кету аймақтарын анықтауға мүмкіндік береді. Сонымен қатар, олар газ құбырлары бойындағы экологиялық жағдайды бақылауға ықпал етеді және тек бақылау ғана емес, сонымен қатар трассаның барлық учаскелерінің жағдайы туралы толық және сенімді ақпарат береді. Диагностиканың осы озық әдістерін қолдану тұтынушыларға табиғи газдың тұрақты жеткізілуіне кепілдік бере отырып, газбен жабдықтаудың жалпы қауіпсіздігі мен тиімділігін арттыра отырып, газ тасымалдау жүйесінің үздіксіз және қауіпсіз жұмысын қамтамасыз етеді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: магистральдық газ құбыры, қауіпсіздік, ақау, талдау, микрокрек, коррозия, диагностика, ішкі көрнеулер, есептеу алгоритмі.

ASSESSMENT OF THE SAFE OPERATION OF MAIN GAS PIPELINES

A.T. BAKESHEVA, PhD, associate professor of the Department of Petroleum Engineering, a.bakesheva@satbayev.university

R.S. AKPANBAYEV, PhD, Department of "Hydrogeology, engineering and oil and gas geology", r.akpanbayev@satbayev.university

N.N. SMAGULOV, MSc, Department of "Hydrogeology, engineering and oil and gas geology", nurtass1993@gmail.com

M.N. YELZHANOVA, BSc, Bachelor of Petroleum Engineering Department, SU030401650348@satbayev.university

D.M. OMAROV, BSc, Bachelor of Petroleum Engineering Department, SU, daniyar.omarov12@gmail.com

KAZAKH NATIONAL TECHNICAL UNIVERSITY NAMED AFTER K.I. SATBAEV
Republic of Kazakhstan, Almaty, 050013, 22a Satpayev str.

This work is devoted to improving the safety and reliability of the operation of main gas pipelines through a detailed assessment of their condition using the developed probabilistic deterministic model. The model allows you to calculate the probability of trouble-free operation of pipelines, which is critically important both at the design stage and during operation. The article analyzes defects that occur when using gas pipelines, including corrosion of pipe metal, which is one of the main causes of accidents, as shown by the example of technical investigation of incidents on Kazakh gas pipelines. Studies conducted by domestic companies have revealed that corrosion cracking due to the high corrosion activity of soils seriously threatens the safety of gas pipelines in Kazakhstan. The acceleration of the cracking process exacerbates the problem, making these damages especially dangerous for the structural integrity of metal pipelines and, accordingly, pose a significant challenge to the global gas transportation system.

To combat these problems, the use of modern technologies is proposed, including robotic in-line diagnostics and remote methods for assessing the condition of gas pipelines, such as unmanned systems and aerospace research. These methods make it possible not only to predict corrosion and other types of damage on all types of gas pipelines, but also to detect cracks, ruptures and areas of gas leaks. In addition, they contribute to monitoring the environmental situation along the gas pipelines and provide complete and reliable information about the condition of not only control, but also all sections of the route. The application of these advanced diagnostic methods ensures the continuous and safe operation of the gas transmission system, ensuring a stable supply of natural gas to consumers, thereby increasing the overall safety and efficiency of gas supply.

KEY WORDS: *main gas pipeline, safety, defect, analysis, microcrack, corrosion, diagnostics. internal stresses, calculation algorithm.*

Введение. Транспорт природного газа играет ключевую роль в стратегическом и экономическом планах, делая увеличение объемов международного транзита газа и эффективность использования существующей трубопроводной инфраструктуры в Казахстане приоритетными направлениями для газовых компаний. Магистральные газопроводы составляют основу топливно-энергетического сектора страны, подчеркивая важность обеспечения их промышленной и пожарной безопасности [1].

Решение этой задачи требует тщательного изучения факторов, приводящих к авариям, а также анализа вероятности бесперебойной работы как оборудования, так и самой трубопроводной системы, что способствует повышению надежности и безопасности в целом [2,3,4].

Для того, чтобы дать правильную оценку технического состояния магистральных газопроводов, предотвратить аварийные ситуации и рекомендовать наиболее подходящий и безопасный способ эксплуатации, необходимо провести анализ причин отказов, случившихся за определенный период времени работы объектов газотранспортной системы. Вопросам и задачам по изучению трубопроводного транспорта газа и моделированиюгазодинамических процессов посвящено большое количество работ отечественных и зарубежных учёных, таких как В.М. Лурье, В.И. Чеботарев, М.М. Волков, А.А. Александров, И.И. Велиюлин, Е.Е. Новгородский, Г.Н. Абромович, Н.П. Бусленко, С.К. Годунов, В.И. Ларионов, С.А. Сарданашвили, Н.А. Мухатов, А.Л. Михеев, М.Е. Дейч, В.Куммер, Л.Дж. Левеки и другие.

Были проанализированы сведения об отказах магистральных газопроводов 3 мировых организаций, включая одну компанию Республики Казахстан, которые занимаются сбором и анализом данных, связанных с утечками и авариями на нефтегазопроводах.

Одним из проанализированных источников является «European gas pipeline incident data group» («EGIG») («Европейская группа по расследованию аварий на газопроводах»), которая является владельцем статистических данных, включающих информацию об отказах и авариях на газопроводах, произошедших с 1970 г. В данную группу в настоящее время входят семнадцать операторов газотранспортной системы в Европе: Gas Networks Ireland (Ireland), DGC (Denmark), ENAGAS, S.A. (Spain), EUSTREAM (Slovak Republic), Fluxys (Belgium), Gasum (Finland), GRT Gas (France), National Grid (UK), NET4GAS (Czech Republic), Gasunie (The Netherlands/Germany), Gasconnect GmbH (Austria), Open Grid Europe (Germany), REN Gasodutos S.A. (Portugal), Snam Rete Gas (Italy), Swedegas A.B. (Sweden), SWISSGAS

(Switzerland), TIGF (France). Общая длина анализируемых газопроводов «EGIG» составляет 142794 км. [5]. В период с 1970 по 2019 годы было зафиксировано 1411 отказов на европейских газопроводах (рисунок 1).

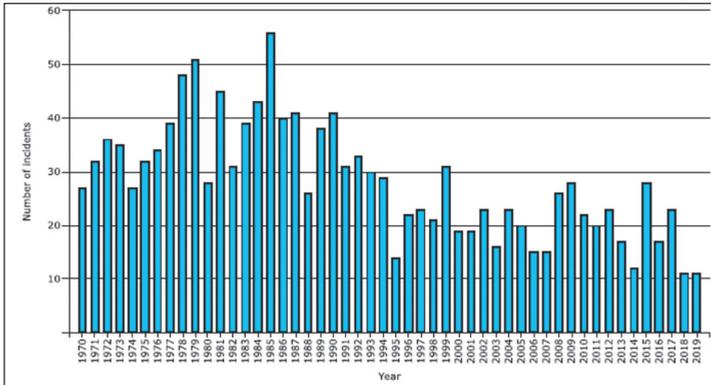


Рисунок 1 – График распределения отказов МГ «EGIG» за период 1970-2019 гг. [5]

Согласно аналитическим данным, за последние десять лет основными причинами неполадок в системах трубопроводов стали следующие факторы: внешнее воздействие, коррозия, дефект конструкции и движение почвы (рисунок 2, 3).

Было установлено, что главной причиной возникновения утечек в газопроводах служат микроскопические отверстия и трещины, возникающие в результате коррозионных процессов.

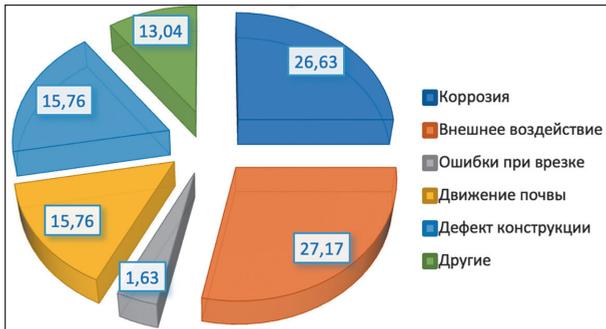


Рисунок 2 – График причин аварий на МГ по данным «EGIG» за период 2010-2019 гг. [5]

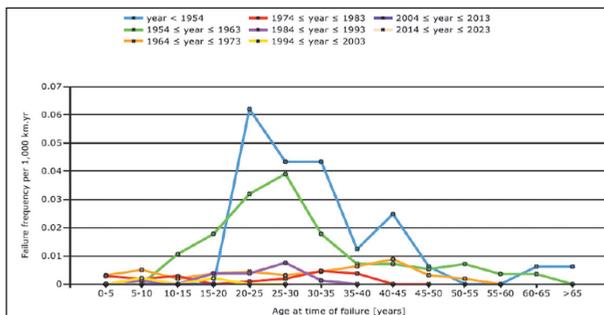


Рисунок 3 – График зависимости частоты отказов, обусловленных коррозией, от возраста МГ по данным «EGIG» за период 1970-2019 гг. [5]

Следующие проанализированные статистические данные были Ассоциации операторов магистральных сухопутных газопроводов Великобритании (UKOPA – United Kingdom Onshore Pipeline Operators Association). В отчёты Ассоциации входят данные об утечках и авариях на газопроводах, предоставленные компаниями NationalGrid, ScotiaGasNetworks, NorthernGasNetworks, Wales&WestUtilities, BP, INEOS, SABIC, EssarOil (UK) Ltd, Shell, E.ONUKandBPA. Общая протяженность газовых сетей UKOPA на конец 2016 года составила 21845 км.

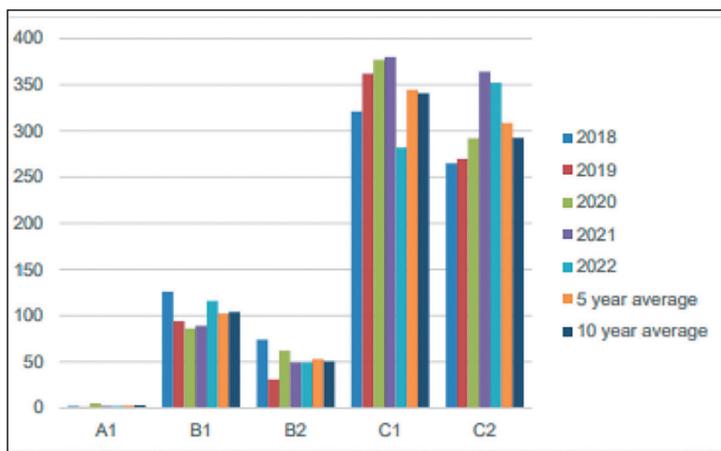


Рисунок 4 – График распределения причин отказов магистральных газопроводов МГ в «УКОРА» за период 2018-2022 гг. [6]

Таким образом, нарушения классифицируются на основе индекса риска (А – повреждение трубопровода или утечка, В – серьезная вероятность повреждения или С – ограниченная вероятность повреждения) индекса местоположения (1– в пределах пропускной способности или сервитута операторов, 2 – в пределах зоны уведомления операторов).

К основным факторам, способствующим к аварийным ситуациям на газопроводах, из доклада UKOPA, относятся: коррозия, внешнее воздействие и дефекты сварных швов (рисунок 5) [6].

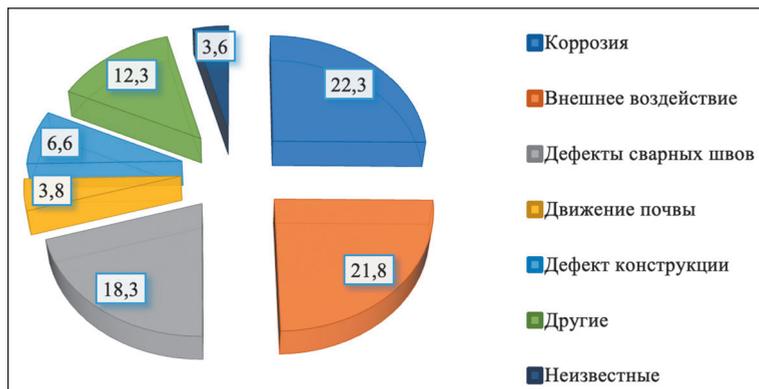


Рисунок 5 – График причин аварий на МГ, по данным «УКОРА», за период 2018-2022 гг. [6]

Материалы и методы исследования. Аналогичная ситуация складывается на отечественных газопроводах. Были взяты данные АО «Интергаз Центральная Азия», которое является 100%-м дочерним предприятием АО «НК «QazaqGaz», и осуществляет эксплуатацию трех подземных хранилищ газа и двух основных систем магистральных газопроводов:

- «Западная трубопроводная сеть» – сети газопроводов в Западном Казахстане, которые обслуживают действующие месторождения природного газа в Центральной Азии (включает Центрально-Азиатскую систему, Уральскую и Актюбинскую систему газопроводов);

- «Южная трубопроводная сеть» – сети газопроводов в Южном Казахстане, поставляющих казахстанский и/или импортируемый газ с границы Узбекистана и Казахстана в южные регионы страны (включает Южную и Кызылординскую трубопроводную систему) [7].

По изученным сведениям об отказах на газопроводах, принадлежащих АО «ИнтергазЦентральнаяАзия», были выявлены основные причины аварий: в большей степени это коррозия, а затем механические повреждения и дефекты сварных швов [8].

На основании статистических данных вышеупомянутых организаций можно выделить главные источники аварийных ситуаций зарубежных газопроводов: коррозия и внешнее воздействие.

Одним из ключевых аспектов является обеспечение целостности изоляционных покрытий, чьи защитные свойства могут снижаться со временем, а также внимательное наблюдение за накоплением и развитием дефектов в структуре труб. Особую опасность представляют трещины, которые не только сокращают срок службы трубопроводов, но и могут привести к серьезным экономическим потерям и нанести вред окружающей среде. Микротрещины, со временем сливающиеся в более крупные, могут образовать магистральную трещину, что влечет за собой макроскопическое разрушение материала и критически уменьшает прочность конструкции под воздействием рабочих нагрузок.

Также важно отметить, что химический состав грунта, через который проложен газопровод играет значительную роль в процессе возникновения и развития трещин. Агрессивные компоненты в грунте могут проникать в материал труб, вызывая деградацию его механических свойств. Это ведет к изменению напряженно-деформированного состояния трубопровода, снижению его несущей способности и, как следствие, уменьшению срока службы. Особенно опасным является тот факт, что под воздействием агрессивных сред материал, работающий под нагрузкой, может выйти из строя в крайне короткие сроки, что увеличивает риск внезапных и непредсказуемых аварий.

В условиях коррозионно-активной среды и под воздействием растягивающих напряжений образуется зарождение роста трещин, которое называется коррозионное растрескивание под напряжением (КРН). Такой вид разрушения для подземных магистральных трубопроводов является опасным, так как процесс эксплуатации происходит без видимых нарушений, но лишь до того момента, пока трещина не достигнет критического размера, за которым следует аварийный разрыв газопровода [9-13].

Исследование последствий разрушительных процессов выявило, что они стали причиной ряда аварий на газопроводах в Казахстане. В ходе тщательного анализа

документации по техническому расследованию аварий и неисправностей на поврежденных газопроводах, находящихся под управлением АО «Интергаз Центральная Азия», проведенного с целью выявления признаков коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), было выявлено наличие обширных хрупких трещин. Эти трещины, которые стали заметны на стадии развития аварийных ситуаций имели глубину, достигающую приблизительно половины толщины стенки трубы, и длину свыше 180 миллиметров. Выполненные расчеты указали на то, что присутствие таких трещин способствовало разрушению магистральных газопроводов, которое было подробно изучено. На основе этих данных был сделан вывод о том, что большинство газопроводных систем Казахстана подвержены воздействию КРН. Особое внимание было уделено факту, что основная часть аварий, вызванных КРН, происходит в зоне до 20 километров от компрессорных станций по направлению движения газа. Это связано с тем, что на данном участке металл труб, помимо взаимодействия с агрессивным грунтовым электролитом, также подвергается влиянию повышенной температуры газа, что активизирует электрохимические реакции, и высокому уровню вибраций, способствующих возникновению стресс-коррозионных трещин.

Результаты и обсуждение. В результате проверки, проведенной на компрессорной станции «Макат», находящейся в Западно-Казахстанской области, было выявлено наличие коррозионного растрескивания под напряжением.

На *рисунке 6А* представлен фрагмент, демонстрирующий характеристики КРН. Обнаружено, что в нижней части газопровода КРН проявляется в виде набора продольных трещин на поверхности, достигающих в длину до 4 мм и в глубину до 0.2 мм, что указывает на начальную фазу их формирования и роста. Для контраста на *рисунке 6В* показаны более прогрессирующие повреждения, где дефекты имеют длину до 18 мм и глубину до 2 мм.

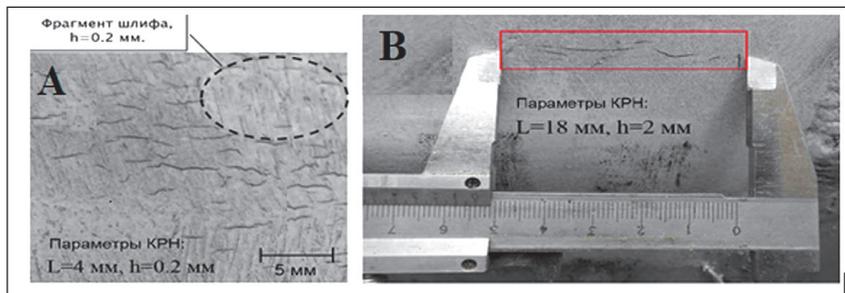


Рисунок 6 – Примеры выявленных стресс-коррозионных участков

Согласно источнику [14], обеспечение надежности сложных технических систем, включая магистральные газопроводы, требует применения математического моделирования, которое можно разделить на два основных направления:

- Модели, основанные на вероятностно-статистическом подходе, которые учитывают случайный характер возникновения дефектов или статистику повреждений материалов и предназначены для оценки вероятности бесперебойной работы или уровня риска;
- Модели, основанные на детерминированном подходе, которые строятся на основе физических принципов механики разрушений.

Хотя каждый из этих подходов имеет свои преимущества и недостатки, особенно эффективным является применение гибридных моделей. Они позволяют сочетать вероятностные аспекты с физически обоснованными параметрами, что способствует более точной оценке надежности технических систем.

Принцип оценки надежности участков магистральных газопроводов можно проиллюстрировать графически (рисунок 7).

Техническое состояние участков магистральных газопроводов будет характеризоваться убывающей величиной диапазона $\Delta = X_2 - X_1$, которая может выступать как показатель запаса трещиностойкости некоторого рассматриваемого участка газопровода, а заштрихованная область будет характеризовать вероятность возникновения отказа или аварии. Критическим будет момент исчерпания имеющегося запаса $\Delta = 0$, при котором наступает разрушение рассматриваемого элемента оборудования или трубопровода с вероятностью, близкой к единице.

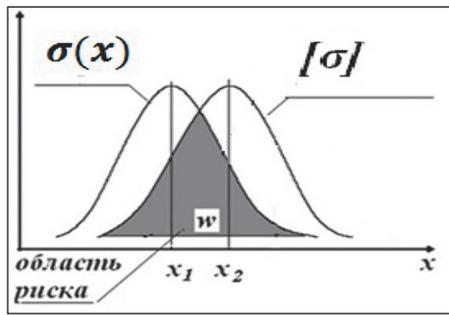


Рисунок 7 – Иллюстрация оценки надежности магистральных газопроводов с трещиноподобными дефектами.

$\sigma(x)$ – скорость роста трещин в стенках трубопроводов; $[\sigma]$ – предельное значение трещиностойкости; w – область риска аварии; x_1 – начальный момент времени, x_2 – расчетный момент времени

Зная параметры распределения $g([\sigma] - \sigma(x))$, можно определить вероятность безотказной работы:

$$P(0 < ([\sigma] - \sigma(x)) < \infty) = \int_0^{\infty} g([\sigma] - \sigma(x)) d([\sigma] - \sigma(x)) = \Phi\left(\frac{M_g}{S_g}\right)$$

где $\Phi\left(\frac{M_g}{S_g}\right)$ – функция нормального распределения.

Вероятность возникновения аварии Н определяется соответственно:

$$H = 1 - P$$

По приведенным формулам, по измеренным размерам трещиноподобных дефектов в стенках труб можно оценить расчетные значения надежности как вероятности аварии либо безотказной работы участков магистральных газопроводов. Уровень обеспечения надежности можно считать удовлетворительным, если расчетное значение вероятности безопасной работы будет выше требуемого, установленного действующими нормативами в области промышленной безопасности.

Для борьбы с проблемой стресс-коррозионного растрескивания можно выделить две ключевые стратегии. Первая направлена на улучшение методов обнаружения

и документирования повреждений, которые происходят во время эксплуатации газопроводов. Вторая стратегия фокусируется на выявлении и устранении основных причин, ведущих к возникновению трещиноподобных дефектов.

Активное применение внутритрубной дефектоскопии в настоящее время является одним из наиболее эффективных подходов к мониторингу состояния газопроводов и предупреждению аварийных ситуаций. В этом контексте значимым шагом стало принятие в октябре 2014 года стандарта СТ РК 2509-2014 «Внутритрубная диагностика магистральных газопроводов. Контроль коррозионного состояния магистральных газопроводов на основе внутритрубной диагностики». Этот нормативный документ структурирует процедуру диагностики, способствуя выявлению коррозионных повреждений и обеспечивая тем самым надежность эксплуатации газопроводной инфраструктуры [15].

Для обследования участков газопровода, наиболее уязвимых к стресс-коррозии, рекомендуется использование дефектоскопов, специально разработанных для инспекции такого рода повреждений. Современные достижения в этой области предполагают разработку и внедрение роботизированных систем внутритрубной диагностики для технологических трубопроводов компрессорных станций. Эти передовые технологии обладают высокой точностью в обнаружении дефектов КРН, что делает их незаменимым инструментом в обеспечении безопасности и долговечности газотранспортных систем [16,17].

Современные технологии внутритрубной диагностики используют для управления беспроводную связь Wi-Fi, что позволяет существенно уменьшить необходимость в большом количестве инспекционного оборудования и дополнительных аккумуляторов. Одним из ключевых преимуществ такого подхода является минимизация ошибок, связанных с человеческим фактором, поскольку традиционно идентификация дефектов, в том числе КРН при проведении капитального ремонта трубопроводных систем, осуществляется операторами вручную с использованием методов визуального и измерительного контроля, вихретоковых и магнитопорошковых методов неразрушающего контроля.

Параллельно внутритрубной диагностике, широкое применение находят дистанционные методы оценки состояния газопроводов. Эти методы включают в себя использование дистанционно управляемых беспилотных систем и передовых технологий, способных предсказывать коррозию и другие виды повреждений как для наземных, так и для подземных и подводных газопроводов. Преимущество этих методов заключается в возможности предотвращения утечек газа, загрязнения окружающей среды, а также рисков возникновения пожаров и взрывов (рисунки 8).

Дополнительно аэрокосмические методы диагностики открывают новые горизонты в получении обширной и ценной информации о состоянии газопроводов на всем протяжении маршрута. Эти методы позволяют не только контролировать определенные участки, но и предоставляют возможность всестороннего анализа технического состояния газопровода в целом [19].

Заключение и выводы. Итоговый анализ подчеркивает критическую важность комплексного подхода к обеспечению безопасности и надежности эксплуатации магистральных газопроводов. Исследование выявляет, что использование разра-



Рисунок 8 – Беспилотный летательный аппарат «Геоскан 401 Видео» [18]

ботанной вероятностно-детерминированной модели позволяет точно оценить вероятность безаварийной работы газопроводов, что является ключевым аспектом на всех этапах жизненного цикла газопровода – от проектирования до эксплуатации. Особое внимание уделяется анализу дефектов, включая коррозию, которая представляет серьезную угрозу для структурной целостности газопроводов, особенно в условиях агрессивной коррозионной активности грунтов.

Современные технологии диагностики, в том числе роботизированная внутритрубная диагностика и дистанционные методы оценки, такие как беспилотные системы и аэрокосмические исследования, играют важную роль в обеспечении безопасности газопроводов. Они позволяют не только эффективно предсказывать и обнаруживать коррозионные и другие виды повреждений, но и проводить мониторинг экологической ситуации вдоль трасс газопроводов. Применение этих передовых методов диагностики способствует непрерывной и безопасной работе газотранспортной системы, обеспечивая стабильную поставку природного газа.

Таким образом, комплексное применение данных стратегий и технологий позволяет не только своевременно идентифицировать существующие угрозы, но и минимизировать риски возникновения новых, значительно повышая тем самым общий уровень безопасности и эффективности газоснабжения. 🌐

Благодарность. Данное исследование выполнено при финансовой поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (AP22788965 «Разработка методов оценки остаточного ресурса и ремонта газотранспортных магистралей Казахстана», 2024-2026г.г.).

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Рабочий проект «Капитальный ремонт МГ «БГР-ТБА» на участке 649-729 км II-нитки». – АО «Интергаз Центральная Азия», 2016. [Рабочий проект «Kapital'nyj remont MG «BGR-TBA» na uchastke 649-729 km II-nitki». – АО «Intergaz Central'naya Aziya», 2016]
- 2 Ланчаков Г.А., Зорин Е.Е., Степаненко А.И. Работоспособность трубопроводов. – М.: Недра – 2003. – 292 с. [2. Lanchakov G.A., Zorin E.E., Stepanenko A.I. Rabotosposobnost' truboprovodov. – M.: Nedra – 2003. – 292 с.]

- 3 Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.:ИЦ «Елина» – 2004. –1104 с. [Mazur I.I., Ivancov O.M. Bezopasnost' truboprovodnyh sistem. – М.:IC «Elina» – 2004. –1104 s.]
- 4 Гутман Э.М., Зайнуллин Р.С., Шаталов А.Т. и др. Прочность газопромысловых труб в условиях коррозионного износа. – М: Недра – 1984. – С.75 [Gutman E.M., Zajnullin R.S., SHatalov A.T. i dr. Prochnost' gazopromyslovyh trub v usloviyah korrozionnogo iznosa. – М: Nedra – 1984. – S.75]
- 5 11th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970-2019).
- 6 UKOPA Pipeline Product Loss Incidents and Faults Report (1962-2016). Report Reference: February 2016.
- 7 Климов П.В. Разработка методов повышения безопасности эксплуатации магистральных газопроводов Республики Казахстан. Дис. канд.тех.наук. –Уфа – 2007. [Klimov P.V. Razrabotka metodov povysheniya bezopasnosti ekspluatatsii magistral'nyh gazoprovodov Respubliki Kazahstan. Dis. kand.tekh.nauk. –Ufa – 2007.]
- 8 Гареев А.Г., Насибуллина О.А., Ризванов Р.Г. Изучение коррозионного растрескивания магистральных газонефтепроводов // Нефтегазовое дело – 2012. – № 6. – № 5. – С. 58. [Gareev A.G., Nasibullina O.A., Rizvanov R.G. Izuchenie korrozionnogo rastreskivaniya magistral'nyh gazonefteprovodov // Neftegazovoe delo – 2012. – № 6. – № 5. – S. 58.]
- 9 Созонов П.М., Кузьмин А.Н., Жуков А.В., Шагалова К.А., Гушчин Д.А. Выявление и оценка степени опасности стресс-коррозионных дефектов объектов магистральных трубопроводов с применением метода акустической эмиссии на предприятиях ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Югорск» // Территория «НЕФТЕГАЗ. – 2015. – №12. – С. 56. [Sozonov P.M., Kuz'min A.N., Zhukov A.V., SHagalova K.A., Gushchin D.A. Vyyavlenie i ocenka stepeni opasnosti stress-korrozionnyh defektov ob"ektov magistral'nyh truboprovodov s primeneniem metoda akusticheskoy emissii na predpriyatiyah PAO «Gazprom» ООО «Gazprom transgaz YUgorsk» // Territoriya «NEFTEGAZ. – 2015. – №12. – S. 56.]
10. Cheng Y.F. Stress corrosion of pipelines// Hoboken: John Wiley & Sons Publishing. – 2013. – P.257.
- 11 Рыжков М. А., Лун-Фу А. В., Акопян Д. Э. и др. О причинах образования продольных трещин на участке магистрального газопровода // XIII Международная научно-техническая Уральская школа-семинар молодых ученых-металловедов. II Международная научная школа для молодежи «Материаловедение и металлофизика легких сплавов». – Екатеринбург, 2012. – С. 124-125. [Ryzhkov M. A., Lun-Fu A. V., Akopyan D. E. i dr. O prichinah obrazovaniya prodol'nyh treshchin na uchastke magistral'nogo gazoprovoda // XIII Mezhdunarodnaya nauchno-tehnicheskaya Ural'skaya shkola-seminar molodyh uchenyh-metallovedov. II Mezhdunarodnaya nauchnaya shkola dlya molodezhi «Materialovedenie i metallofizika legkih spлавov». – Ekaterinburg, 2012. – S. 124-125.]
- 12 Angel R. Enhanced corrosion management analysis of pipelines.// NACE International. USA, 2017.
- 13 Беляев К.А., Богатырев В.А., Болотин В.В. Надежность технических систем: Справочник. – М.: Радио и связь. 1985. 608 с. [13. Belyaev K.A., Bogatyrev V.A., Bolotin V.V. Nadezhnost' tekhnicheskikh sistem: Spravochnik. – М.: Radio i svyaz'. 1985. 608 s.]
- 14 СТ РК 2509-2014. Внутритрубная диагностика магистральных газопроводов. Контроль коррозионного состояния магистральных газопроводов на основе внутритрубной диагностики. Комитет технического регулирования и метрологии Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан. – 2016. – С.36. [ST RK 2509-

2014. Vnutritrubnaya diagnostika magistral'nyh gazoprovodov. Kontrol' korrozionnogo sostoyaniya magistral'nyh gazoprovodov na osnove vnutritrubnoj diagnostiki. Komitet tekhnicheskogo regulirovaniya i metrologii Ministerstva po investitsiyam i razvitiyu Respubliki Kazahstan. – 2016. – S.36.]
- 15 Ангалев А.М., Комплексный подход к решению проблемы коррозионного растрескивания под напряжением на трубопроводах компрессорных станций ОАО «Газпром» //Территория нефтегаз». –2015. – № 4 – С.52-60. [Angalev A.M., Kompleksnyj podhod k resheniyu problemy korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem na truboprovodah kompressornyh stancij ОАО «Gazprom» //Territoriya neftegaz». –2015. – № 4 – S.52-60.]
 - 16 Getmansky M., Lyublinski E., Verbitski B., Silvokon I., Nozhnin S. Diagnostic of corrosion condition of oil and gas pipelines using a controlled, unmanned system – application experience.// NACEInternational. – USA, 2018. []
 - 17 Venkatasainath Bondada, Dilip Kumar Pratihar, Cheruvu Siva Kumar. Detection and quantitative assessment of corrosion on pipelines through image analysis. Elsevier – 2018.