

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И.Сатпаева

УДК: 622.691.4

На правах рукописи

БАКЕШЕВА АЙГУЛЬ ТЕМЕРБЕКОВНА

**Устранение утечки газа из микротрещин газопровода без прекращения
перекачки газа**

6D070800 – Нефтегазовое дело

Диссертация на соискание ученой степени
доктора философии (PhD)

Научные консультанты:

к.т.н., лектор

Иргибаев Тулеухан Иргибаевич

д.т.н., доцент

Самигуллин Гафур Халафович

Республика Казахстан
Алматы, 2021

СОДЕРЖАНИЕ

	ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	4
	ВВЕДЕНИЕ	6
1	АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ РЕМОНТА ГАЗОПРОВОДОВ	9
1.1	Анализ отказов магистральных газопроводов и причины их возникновения	11
1.2	Методы определения места утечки на магистральных газопроводах	31
1.2.1	Способы внутритрубной диагностики магистральных газопроводов	32
1.2.2	Беспилотные системы и технологии инспекции магистральных газопроводов	38
1.3	Уточнённый алгоритм локации утечек в подземных газопроводах	39
1.4	Оценка надёжной эксплуатации газопроводов с трещиноподобными дефектами	43
1.5	Анализ существующих способов устранения утечки газа на линейной части магистральных газопроводов	46
	Выводы по разделу 1	57
2	ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	59
2.1	Обоснование применения детандерных устройств для моделирования утечек газа из газопроводов в нестационарных условиях	59
2.2	Экспериментальная установка	64
2.3	Методика проведения и результаты экспериментальных работ	67
	Выводы по разделу 2	71
3	РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ДЛЯ ВНУТРИТРУБНОГО РЕМОНТА ГАЗОПРОВОДОВ БЕЗ ПРЕКРАЩЕНИЯ ПЕРЕКАЧКИ ГАЗА	72
3.1	Способы внутритрубного ремонта трубопроводов без остановки транспортировки топлива и их недостатки	72
3.2	Внутритрубное устройство для ликвидации повреждений на газопроводах без прекращения перекачки газа	75
	Выводы по разделу 3	80
4	РАСЧЁТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ВНУТРИТРУБНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ	81
	Выводы по разделу 4	86
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88
ПРИЛОЖЕНИЕ А	96
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	100
ПРИЛОЖЕНИЕ В	101
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	102
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	103

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АО – акционерное общество
КРН – коррозионное растрескивание под напряжением
КТГ – КазТрансГаз
CNPC – Китайская национальная нефтяная корпорация
ЛПУ – Линейное производственное управление
МГ – магистральный газопровод
УМГ – управление магистральных газопроводов
ТДК – телеуправляемых диагностических комплексов
ДГА – детандер-генераторный агрегат
 ω – скорость фильтрации
 ϵ – коэффициент проводимости грунта
 P_1, P_2 – начальное и конечное давление в газопроводе
 P_x – давление в области утечки
 q – утечка
 V_1, V_2 – объемный расход газа в начале и конце газопровода
 x – расстояние от утечки
 L – общая длина газопровода
 h – глубина залегания газопровода в грунте
 $\sigma(x - x_g)$ – единичная ступенчатая функция Хевисайда
 $\sigma(x)$ – величина внутренних напряжений
 S – среднее квадратичное отклонение
 k – коэффициент интервальной оценки
 K_c – коэффициент, характеризующий уровень напряженно-деформированного состояния материала
 $\sigma(x)$ – скорость роста трещин в стенках трубопроводов
 $[\sigma]$ – предельное значение трещиностойкости
 w – область риска аварии;
 x_1 – начальный момент времени
 x_2 – расчетный момент времени
 N – вероятность возникновения аварии
 φ_0, φ_1 – угол конца зоны нагнетания и начала зоны выхлопа
 e – эксцентриситет
 r – радиус ротора детандера
 γ – угол между двумя соседними лопатками
 b, h – толщина и высота лопатки
 p_n, p_p, p_v – давление природного газа соответственно в камерах нагнетания, расширения и выхлопа детандера
 T_n, T_p, T_v – температуры природного газа соответственно в камерах нагнетания, расширения и выхлопа детандера

G_H, G_B – массовые расходы нагнетания природного газа в детандера и из него Z_H, Z_p, Z_B – сжимаемости природного газа соответственно в камерах нагнетания, расширения и выхлопа
 V_H, V_p, V_B – объемы соответственно камер нагнетания, расширения и выхлопа k – показатель адиабаты природного газа
 R – индивидуальная газовая постоянная природного газа
 c_v – удельная массовая теплоемкость природного газа при постоянном объеме;
 In – приведенный момент инерции ротора детандера
 ω – частота вращения ротора детандера
 l – ширина рабочей лопатки детандера
 x, x_1 – высоты выступов из ротора соответственно лопатки №1 и №2
 r_0 – радиус ротора детандера
 Z – количество лопаток
 μ – коэффициент трения скольжения лопаток о статор
 m_l – масса одной лопатки
 $\rho_{цт}$ – радиус центра тяжести лопатки
 $x_{ср}$ – среднее значение высоты выступа лопаток из ротора за оборот
 M_c – момент сопротивления вращению
 $p_{рс}, Z_{рс}, T_{рс}$ – давление, сжимаемость и температура газа после воссоединения потоков, прошедших через детандер и регулирующий клапан
 $V_{рс}$ – объем зоны воссоединения потоков
 $G_{рк}$ – массовый расход газа через регулирующий клапан
 $G_{п}$ – массовый расход газа через трубопровод потребителей
 s – величина ступенчатого изменения отбора газа потребителями
 Q_y – поступающий к месту утечки коммерческий расход газа
 l_ϕ – длина трубопровода от начала участка до места утечки
 f – площадь отверстия повреждения
 p_1^t и p_2^t – функции изменения давлений внутри трубопровода и в среде фильтрации газа от времени t
 t_1 и t_2 – моменты времени начала и конца замера

ВВЕДЕНИЕ

Общая характеристика диссертационного исследования

Настоящая диссертация посвящена созданию устройства для внутритрубного ремонта магистральных газопроводов без остановки транспортировки газа.

Актуальность работы

Система магистрального трубопроводного транспорта природного газа имеет важное стратегическое, экономическое и геополитическое значение для Республики Казахстан, поэтому обеспечение надежной и безопасной транспортировки газа является приоритетной задачей газовых компаний.

Как показывает практика, одной из главных проблем эксплуатации объектов газотранспортной системы являются сквозные дефекты, через которые теряются значительные объемы газа.

Результатами утечек природного газа могут стать: загрязнение окружающей среды, повреждения зданий и сооружений, травмы и смерть людей из-за горения или взрыва газовоздушной смеси, недопоставки газа потребителям и штрафные санкции.

На основании изученных актов технического расследования аварий и отказов разрушившихся газопроводов, принадлежащих АО «Интергаз Центральная Азия» было выяснено, что большинство газопроводов Казахстана подвержены коррозионному растрескиванию 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.

Для обеспечения эффективной и безопасной эксплуатации магистральных газопроводов необходимо решение задач своевременного обнаружения, ликвидации утечек и определения величины потерь природного газа.

В соответствии с приказом генерального директора АО «КазТрансГаз» (АО КТГ) от 25 августа 2015 года №209 был утверждён стратегический план «100 шагов в сфере газа и газоснабжения», в котором 57 шагом является «Применение новых технологий для снижения утечек газа» [1], а также с официальным письмом, направленным в Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет им.К.И.Сатпаева от 27.06.2016г. №0662-1567 руководство АО КТГ обратилось с просьбой о разработке новых технологий по устранению утечек газа через микротрещины без прекращения перекачки газа, одной из главных задач системы газоснабжения является необходимость в разработке и внедрении новых технических средств, которые позволят продлить срок службы трубопроводной системы и обеспечат бесперебойную поставку газа до потребителей, что подтверждает актуальность данной темы диссертационной работы.

Цель диссертационной работы

Целью работы является разработка устройства для внутритрубного ремонта магистральных газопроводов без прекращения перекачки газа.

В рамках настоящего исследования были поставлены и решены следующие задачи:

1. Выполнить анализ основных факторов, влияющих на техническое состояние длительно эксплуатирующих магистральных газопроводов.
2. Выполнить анализ современного состояния теории, практики, патентных материалов в области ликвидации утечек газа на газопроводах.
3. Выполнить экспериментальные исследования процессов редуцирования природного газа с целью моделирования утечек из подземных газопроводов и определение их величин в нестационарных условиях с помощью детандера объемного типа.
4. Разработать устройство для внутритрубного ремонта магистральных газопроводов без прекращения перекачки газа.
5. Провести анализ экономической эффективности применения методов внутритрубного ремонта газопроводов без остановки транспортировки газа.

Методы решения задач

Решение поставленных задач осуществлялось путем проведения теоретических, экспериментальных и численных исследований, анализа результатов с помощью программного обеспечения, анализа экономической эффективности применяемых методов.

Новизна диссертационной работы:

- предложена математическая модель, основанная на пропорционально-интегральном законе регулирования газодинамических параметров для моделирования утечек газа из газопроводов;
- получены зависимости величины утечек газа от давления в месте образования дефекта внутри и снаружи газопровода, которые могут быть применены для определения объёмов утечек газа в нестационарных условиях;
- разработано устройство для внутритрубного ремонта магистральных газопроводов без прекращения перекачки газа.

Положения, выносимые на защиту:

- основные факторы, влияющие на техническое состояние длительно эксплуатирующих магистральных газопроводов;
- математическая модель, основанная на пропорционально-интегральном законе регулирования газодинамических параметров, позволяющая моделировать утечки газа из трубопровода;
- определение объёмов утечек газа в нестационарных условиях с помощью детандера объемного типа;
- способ и устройство для ликвидации повреждений газопровода без остановки транспортировки газа.

Теоретическая и практическая значимость исследования:

- обосновано применение детандер-генераторной установки для моделирования утечек газа из газопроводов, результаты которого могут быть применены для определения объёмов утечек газа в нестационарных условиях;
- выдан патент РК на разработанное устройство для устранения утечек на газопроводах без прекращения перекачки газа. Применение данного технического средства позволит значительно сократить финансовые затраты на ремонтно-восстановительные работы и обеспечит бесперебойную поставку газа до потребителей.

Личный вклад автора

Постановка цели и задач исследований; обзор и анализ литературных источников; поиск и анализ патентов по ремонту газопроводов; проведение теоретических и экспериментальных исследований; обработка и интерпретация полученных результатов; разработка устройства для внутритрубного ремонта газопроводов.

Апробация работы

Основные результаты диссертационной работы докладывались на Международных Сатпаевских чтениях «Научное наследие Шахмардана Есенова» (г. Алматы, 2017г.), Международной научной конференции «Высокие технологии и инновации в науке» (г. Санкт-Петербург, 2018г.), Международной конференции Сатпаевские чтения «Инновационные технологии – ключ к успешному решению фундаментальных и прикладных задач в рудном и нефтегазовом секторах экономики РК» (г. Алматы, 2019г.), Международной научной конференции «Наука. Исследования. Практика» (г. Санкт-Петербург, 2019г.), IV Международной научно-практической конференции «Членство в ВТО: перспективы научных исследований и международного рынка технологий» (г. Ванкувер, 2019г.).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 11 научных работ, 3 из которых в изданиях, утвержденных Комитетом по контролю в сфере образования и науки Республики Казахстан, 2 в научных журналах, входящих в базу данных «Scopus», 5 тезисов-докладов на международных конференциях, 1 патент РК.

Объём и структура диссертации

Диссертационная работа изложена на 103 страницах компьютерного текста, состоит из введения, 4 разделов, заключения, списка литературы из 101 наименований, содержит 50 рисунков, 14 таблиц и приложений в виде дополнительных математических расчетов.

1 АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ РЕМОНТА ГАЗОПРОВОДОВ

Для Казахстана транзитный газовый потенциал имеет важное стратегическое, геополитическое и экономическое значение. Поэтому развитие транзитных мощностей газотранспортной магистрали проходящей по территории Республики Казахстан является приоритетным в деятельности газовых компании в целях обеспечения всевозрастающих объемов международного транзита природного газа и более эффективного использования имеющихся активов трубопроводной системы.

Сегодня Казахстан активно осваивает новые газовые рынки, в частности, является одним из основных игроков евразийской газотранспортировки.

Концепция развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года определяет видение и основные подходы к поэтапному реформированию и комплексному развитию газового сектора Республики Казахстан.

АО КТГ является национальным оператором в сфере газа и газоснабжения Республики Казахстан, представляющим интересы государства на газовом рынке страны и в мире. В совокупности группа компаний КТГ эксплуатирует газопроводы общей протяженностью порядка 69 тыс. км. В том числе более 20 тыс. км с годовой пропускной способностью до 267,8 млрд. м³ и газораспределительными сетями протяженностью более 49 тыс. км. На рисунке 1.1 изображена карта магистральных газопроводов Казахстана [2].



Рисунок 1.1 – Карта магистральных газопроводов Казахстана

Основываясь на принципах многовекторности поставок углеводородов на внутренние и внешние рынки, Казахстан стремится развивать все экономически выгодные маршруты по транзиту и экспортным поставкам природного газа. При

этом для него остается важным ведение согласованной энергетической политики с сопредельными странами, так как транзитно-экспортные маршруты проходят по их территориям. Для эффективного использования газотранспортного потенциала и увеличения экспортной и транзитной составляющей в доходах компания нацелена на развитие транзитного потенциала. Надежное и эффективное обеспечение потребителей и диверсификация рынков сбыта газа являются одними из приоритетных направлений деятельности компании. Пропускная способность газовой транспортной инфраструктуры развита в соответствии с потенциальным ростом производства газа в стране. (рисунки 1.2, 1.3, 1.4).

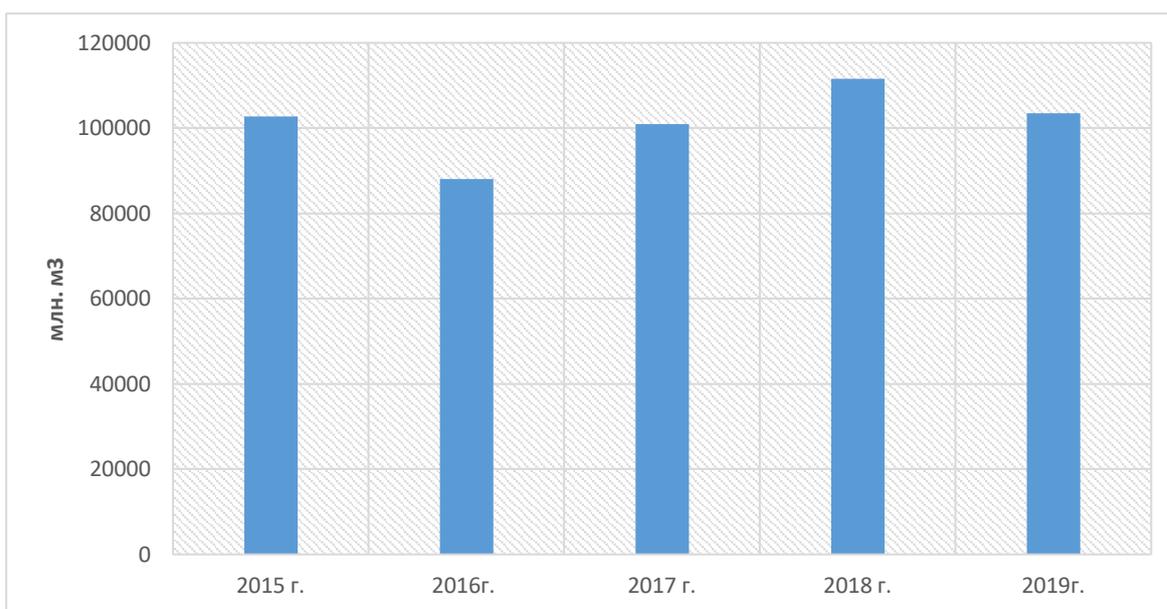


Рисунок 1.2 – Магистральная транспортировка газа АО "КазТрансГаз"

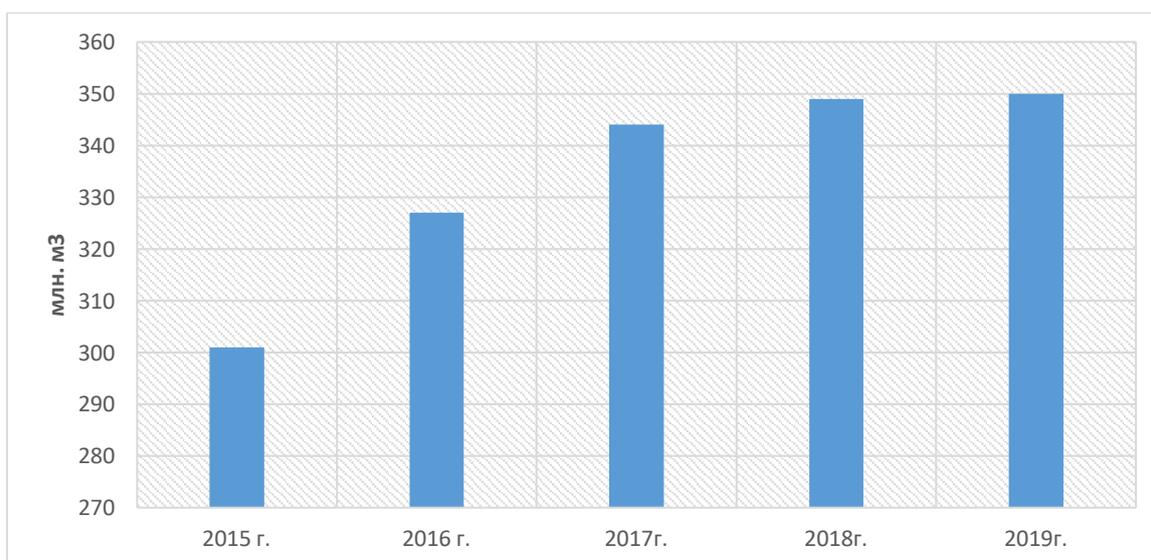


Рисунок 1.3 – Добыча газа АО "КазТрансГаз"

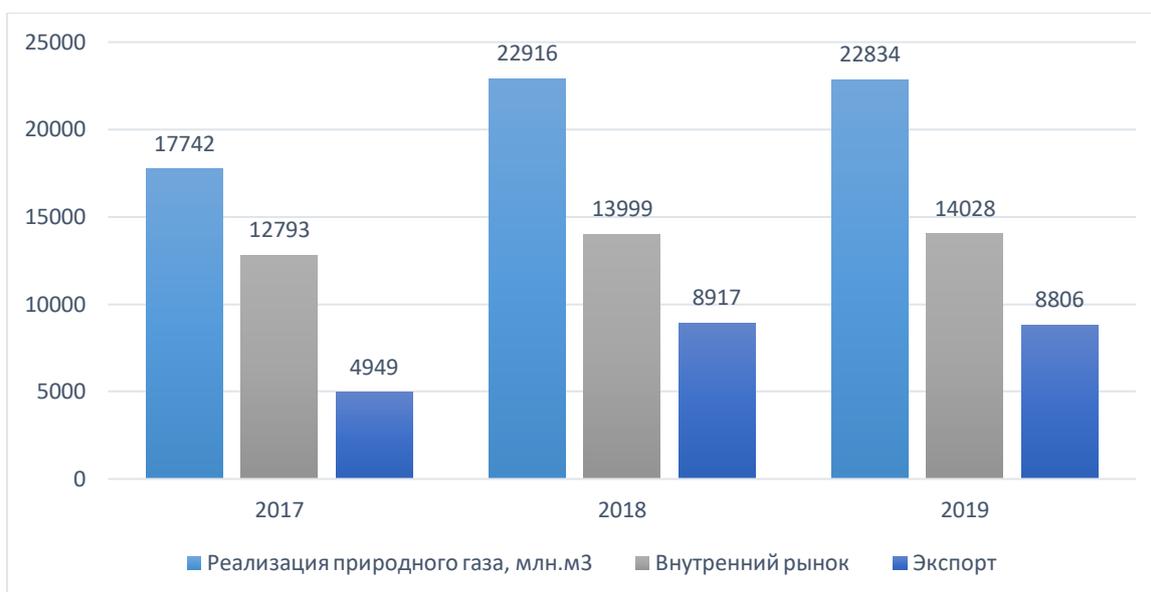


Рисунок 1.4 – Производственные показатели АО "КазТрансГаз"

Поэтому для обеспечения бесперебойной поставки газа до потребителей и увеличения экономических показателей газовые компании уделяют особое внимание возможным рискам при транспортировке. Основными рисками при перекачке газа являются отказы магистральных газопроводов, которые приводят к полному или частичному прекращению перекачки, нарушают нормальную работу всей газотранспортной системы, а также могут стать причиной аварий, сопровождающихся пожарами, взрывами и выбросами вредных веществ в окружающую среду и к человеческим жертвам [3]. Причины отказов магистральных газопроводов могут быть различные. Наиболее сложным случаем являются утечки из подземных газопроводов, так как фильтрация газа в грунте, его распространение от места утечки и накапливание в подземных пустотах определяются большим количеством факторов.

Повреждения подземных газопроводов происходят по следующим причинам: механические воздействия при производстве земляных работ, вследствие отступления от правил безопасности и порядка производства работ; коррозионное разрушение металла труб в результате нарушений во время строительства и/или недостаточном контроле технического состояния; разрыв стыков и раскрытие швов трубопроводов из-за некачественного проведения строительно-монтажных работ [4].

1.1 Анализ отказов магистральных газопроводов и причины их возникновения

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 моделированию газодинамических процессов посвящено большое количество работ отечественных и зарубежных учёных: 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.

В данной главе были проанализированы сведения об отказах магистральных газопроводов 4 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 1970г. 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 2016 годы было зафиксировано 1366 отказов на европейских газопроводах (рисунок 1.5).

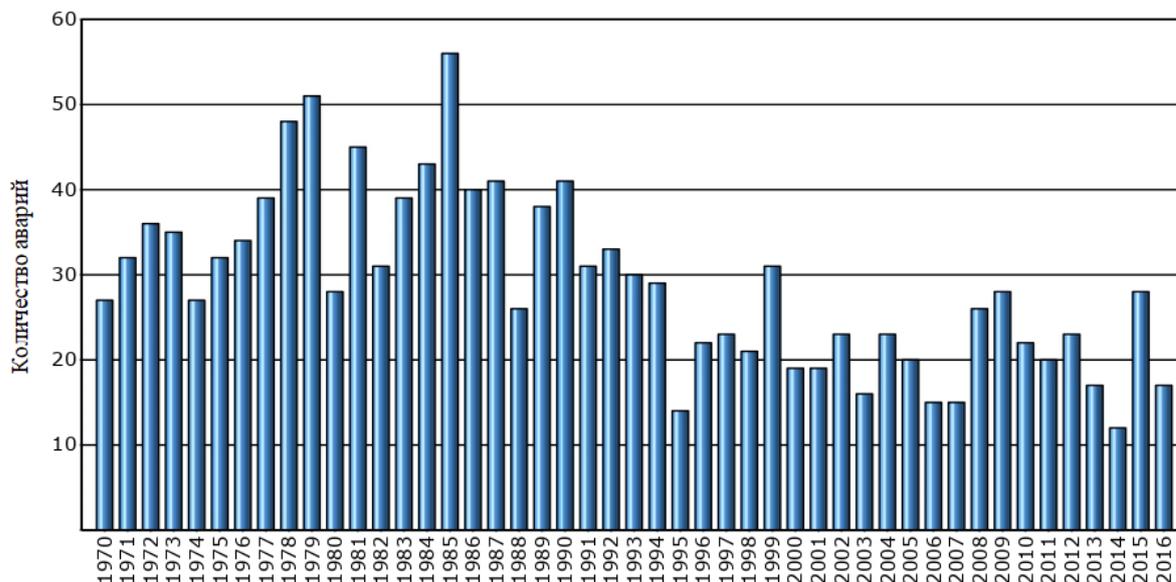


Рисунок 1.5 – График распределения отказов МГ «EGIG» за период 1970-2016 г.г.

Показатель частоты отказов в 10 отчёте за период 1970-2016 годы составил 0,31 на 1000 км, что на 0,2 меньше, чем в предыдущем отчёте (Таблица 1)[5].

Таблица 1.1 – Данные по количеству и частоте отказов газопроводов за период 1970-2016 г.г.

Отчётный период, г.г.	Интервал	Количество отказов	Показатель частоты отказов на 1000 км протяженности трубопровода в год
1970-2007	38 лет, 7 отчёт	1173	0,372
1970-2010	41 год, 8 отчёт	1249	0,351
1970-2013	44 года, 9 отчёт	1309	0,339
1970-2016	47 лет, 10 отчёт	1366	0,310
1977-2016	40 лет	1143	0,278
1987-2016	30 лет	723	0,210
1997-2016	20 лет	418	0,165
2007-2016	10 лет	208	0,150
2012-2016	5 лет	97	0,136

По отчётным данным главными причинами отказов трубопроводов за последние 10 лет стали: внешнее воздействие, коррозия, дефект конструкции (рисунок 1.6). Было выявлено, что основным фактором появления утечек на газопроводах являются микроотверстия и трещины, образованные вследствие коррозионного разрушения.

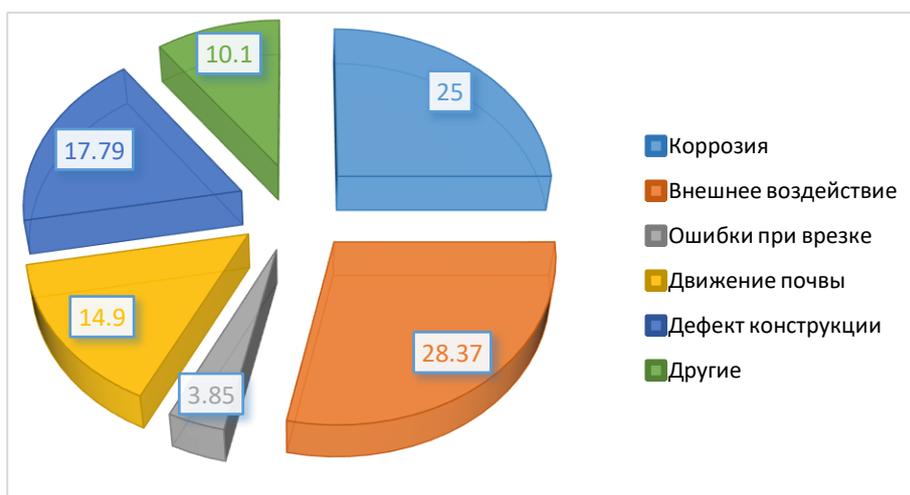


Рисунок 1.6 – График причин аварий на МГ по данным «EGIG» за период 1970-2016 г.г.

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 National Grid, Scotia Gas Networks, Northern Gas Networks, Wales & West Utilities, BP, INEOS, SABIC, Essar Oil (UK) Ltd, Shell, E.ON UK and BPA. Общая протяженность газовых сетей UKOPA на конец 2016 года составила 21845км.

В период с 1962г. по 2016г. зафиксировано 197 аварий на газопроводах (рисунок 1.7) [6].

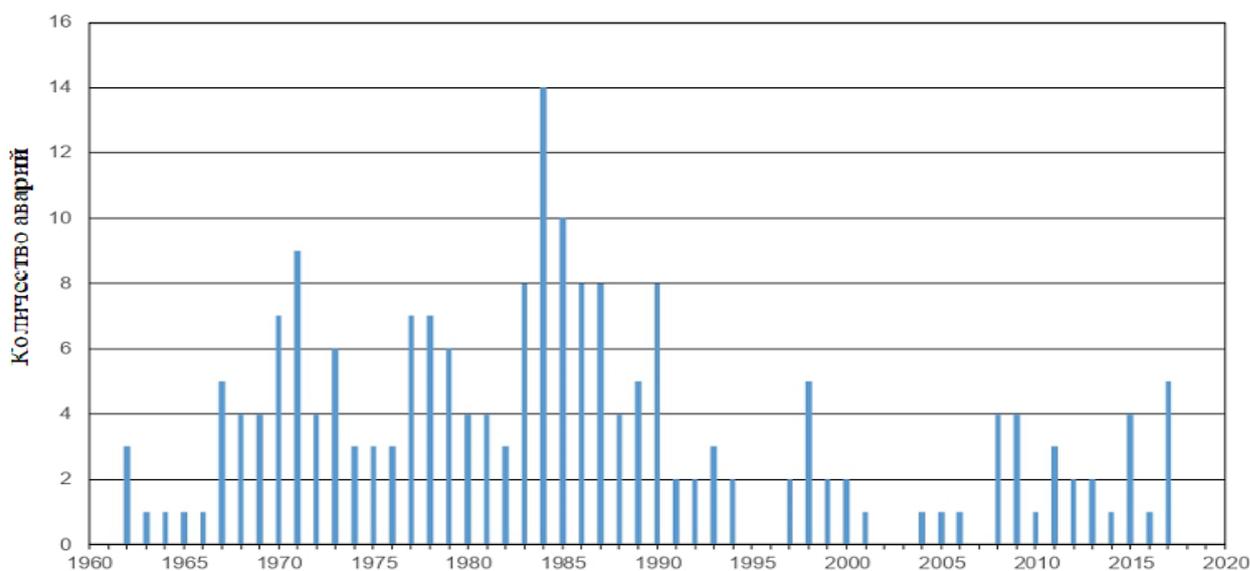


Рисунок 1.7 – График распределения отказов магистральных газопроводов МГ в «UKOPA» за период 1999-2018 г.г.

Также, как и EGIG, ассоциация UKOPA ведет статистику частоты отказов газопроводов. Общий показатель частоты отказов за 54 года составил 0,212, что на 0,006 меньше значения предыдущего года. Проследить всю тенденцию изменения частоты отказов газопроводов можно из таблицы 2 [6].

Таблица 1.2 – Данные по количеству и частоте отказов газопроводов за период 1962-2016 г.г.

Отчётный период, г.г.	Количество отказов	Показатель частоты отказов на 1000 км протяженности трубопровода в год
1962-1966	7	0,572
1967-1971	29	0,708
1972-1976	19	0,288
1977-1981	28	0,350
1982-1986	43	0,485
1987-1991	27	0,287
1992-1996	7	0,070
1997-2001	12	0,116
2002-2006	3	0,027
2007-2011	12	0,108
2012-2016	10	0,087

К основным факторам, способствующим к аварийным ситуациям на газопроводах из доклада UKOPA относятся: коррозия, внешнее воздействие и дефекты сварных швов (рисунок 1.8) [6].

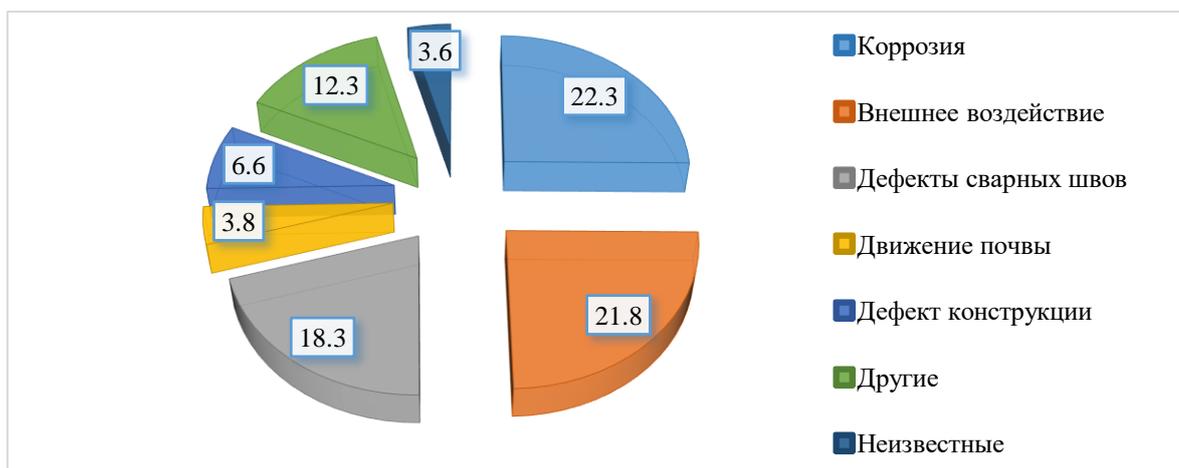


Рисунок 1.8 – График причин аварий на МГ по данным «УКОРА» за период 1962-2016 г.г.

Управление по безопасности трубопроводов и опасных материалов США (PHMSA – Pipelines and Materials Safety Administration) отвечает за разработку и обеспечение надежной эксплуатации трубопроводного транспорта, соблюдения правил безопасности.

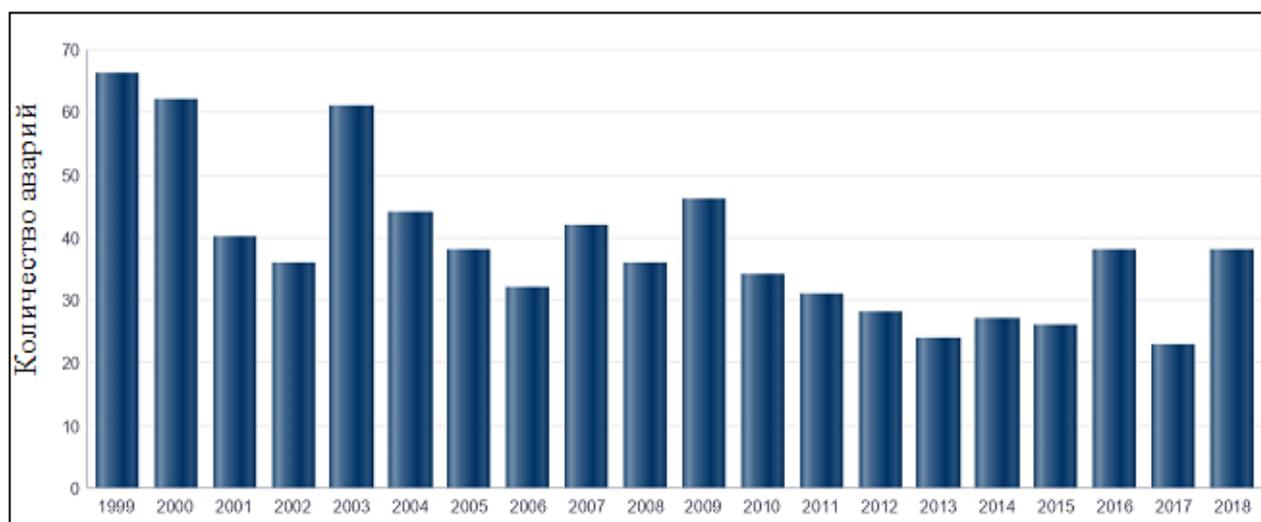


Рисунок 1.9 – График распределения отказов МГ «PHMSA» за период 1999-2018 г.г.

PHMSA использует данные для отслеживания частоты отказов, инцидентов и аварий. PHMSA также анализирует причины и вытекающие последствия и представляет эти данные в различных категориях, таких как год, состояние, тип, причина и результат. Инструменты и анализы данных PHMSA играют важную роль в поддержании его миссии по защите людей и окружающей среды путем обеспечения безопасной транспортировки энергии и других опасных материалов, которые необходимы для нашей повседневной жизни.

По данным управления в промежутке с 1999 по 2018 годы произошло 772 аварии, связанные с газопроводами (рисунок 1.9) [7].

Из отчёта PHMSA следует, что основными причинами отказов газопроводов оказались: коррозия, внешние воздействия и дефект конструкции.

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

Аналогичная ситуация складывается на отечественных газопроводах. Были взяты данные АО «ИнтергазЦентральнаяАзия», которое является 86%-м дочерним предприятием КТГ, 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) [8].

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 (рисунок 1.10).

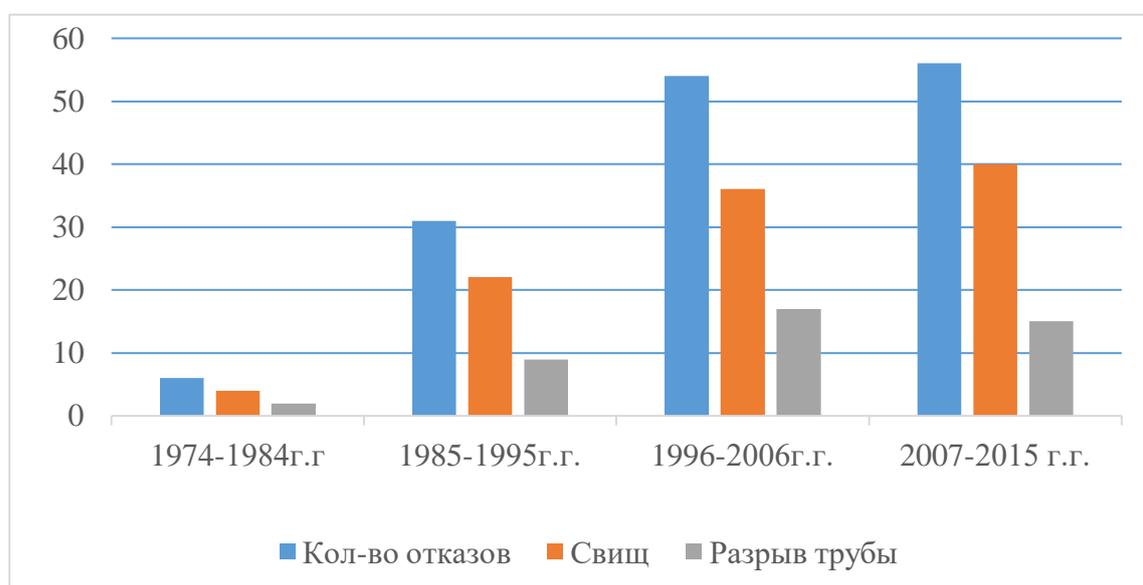


Рисунок 1.10 – График распределение отказов и их причины на МГ АО «ИнтергазЦентральнаяАзия» за период с 1974 по 2015 г.г.

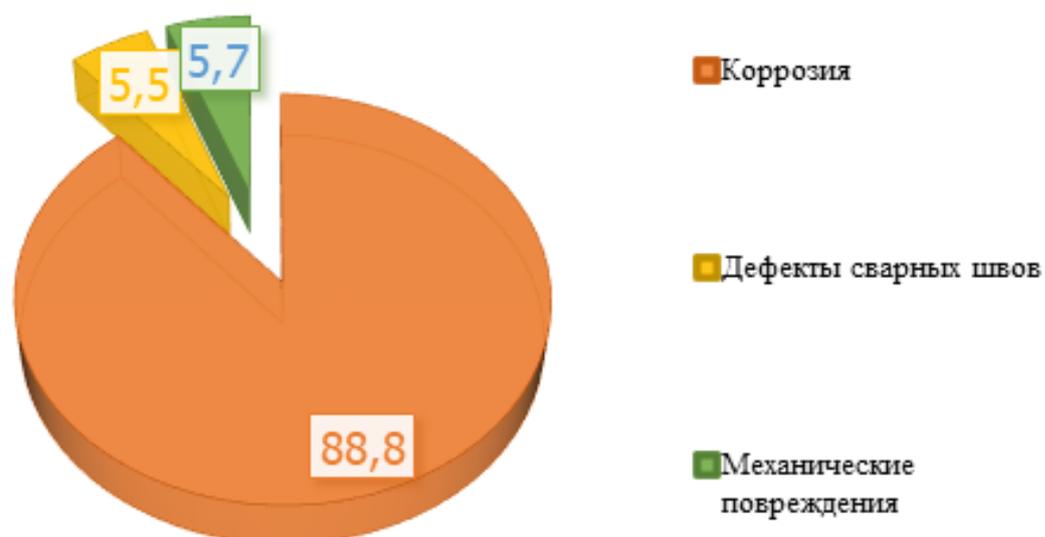


Рисунок 1.11 - График причин отказов МГ АО «ИнтергазЦентральнаяАзия» за период 1999-2015 г.г.

Таблица 1.3 – Сведения об отказах на линейной части МГ Бейнеуского ЛПУ АО «ИнтергазЦентральнаяАзия»

№ п/п	Дата отказа	Участки МГ	Виды отказов	Способ устранения отказов
1	2	3	4	5
1	04.08.1975г.	МГ «Окарем-Бейнеу», 956 км	Свищ	Заварен
2	12.12.1977г.	МГ «Окарем-Бейнеу», 961 км	Свищ	Заварен
3	24.09.1981г.	МГ САЦ-2, 330,5 км	Свищ	Заварен
4	04.12.1985г.	МГ САЦ-3, 394,5 км	Свищ	Заварен
5	23.05.1994г.	МГ САЦ-3, 394,5 км	Свищ	Заварен
6	02.02.1996г.	МГ САЦ-4, 314 км	Свищ	Заварен
7	06.03.1996г.	МГ САЦ-2, 391 км	Свищ	Заварен
8	07.07.1996г.	МГЛ САЦ-4, 389,5 км	Свищ	Замена катушки

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5
9	12.07.1996г.	МГЛ САЦ-2, 392 км	Свищ	Заварен
10	13.09.1996г.	МГ САЦ-3, 416 км	Свищ	Заварен
11	01.12.2000г.	МГ САЦ-4, 368 км	Коррозия трубы	Замена трубы, L=250 м
12	08.06.2002г.	МГЛ САЦ-2, 361 км	Свищ	Замена трубы, L=270 м
13	11.02.2004г.	МГЛ САЦ-2, 390 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=1100 м

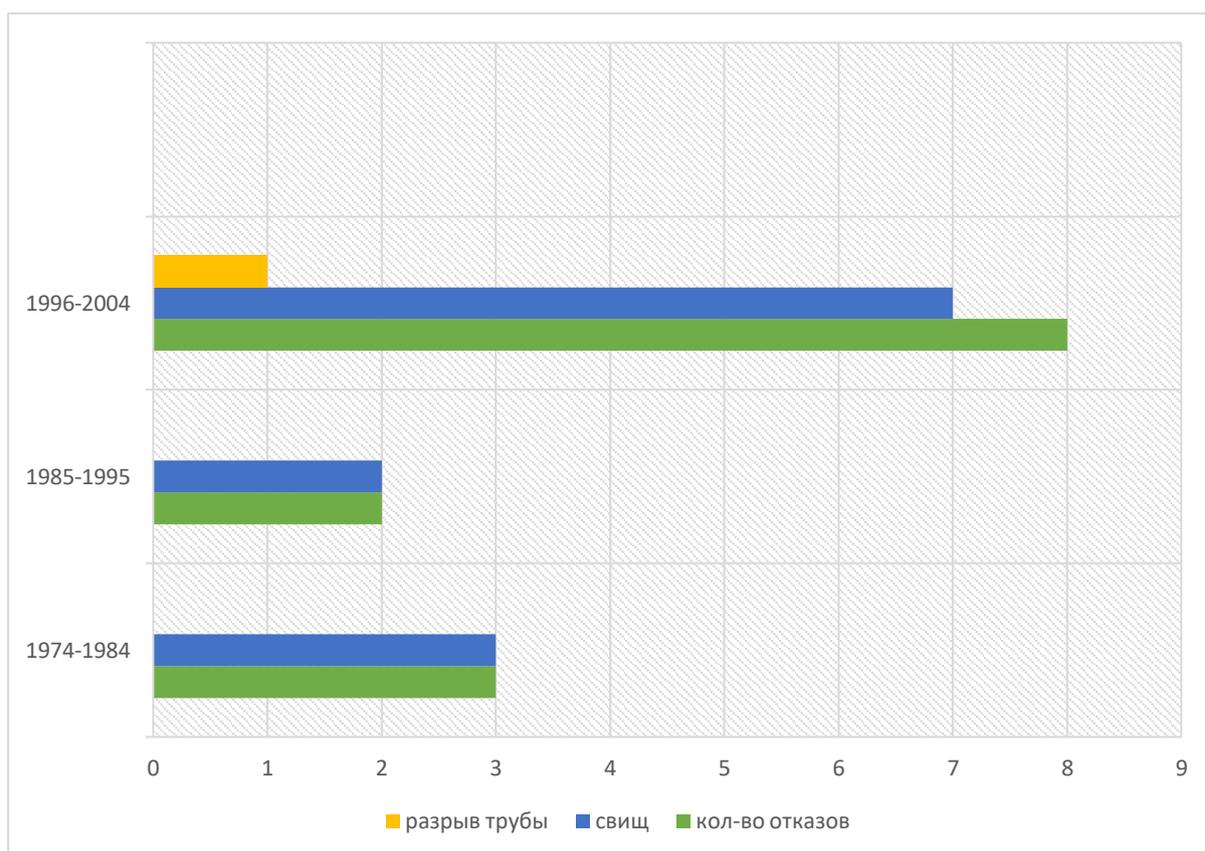


Рисунок 1.12 - Распределение отказов и их виды на МГ Бейнеуского ЛПУ АО «ИнтергазЦентральная Азия» за период с 1997 по 2004 г.г.

Таблица 1.4 - Сведения об отказах на линейной части МГ Опорненское ЛПУ АО «ИнтергазЦентральнаяАзия»

№ п/п	Дата отказа	Участки МГ	Виды отказов	Способ устранения отказов
1	11.09.1991г.	МГ САЦ-3, 502-542 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=95 м
2	24.05.1993г.	МГ САЦ-3, 506, 511 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=84 м
3	08.07.1993г.	МГЛ САЦ-1-2, 509 км	Свищ	Замена трубы, L=11,7 м
4	15.07.1993г.	МГЛ САЦ-2, 497 км	Свищ	Замена трубы, L=11 м
5	20.04.1996г.	МГ САЦ-3, 543 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=120 м
6	18.07.1996г.	МГ САЦ-3, 544 км	Свищ	Замена трубы, L=34 м
7	12.09.1996г.	МГ САЦ-3, 502 км	Свищ	Замена трубы, L=13 м
8	09.10.1997г.	МГ САЦ-3, 544 км	Свищ	Замена трубы, L=45 м
9	27.10.1998г.	МГ САЦ-1, 501 км	Свищ	Замена трубы, L=34 м
10	18.04.2001г.	МГЛ САЦ-2, 473 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=100 м
11	16.07.2004г.	МГЛ САЦ-3, 501,8 км	Свищ	Заварен

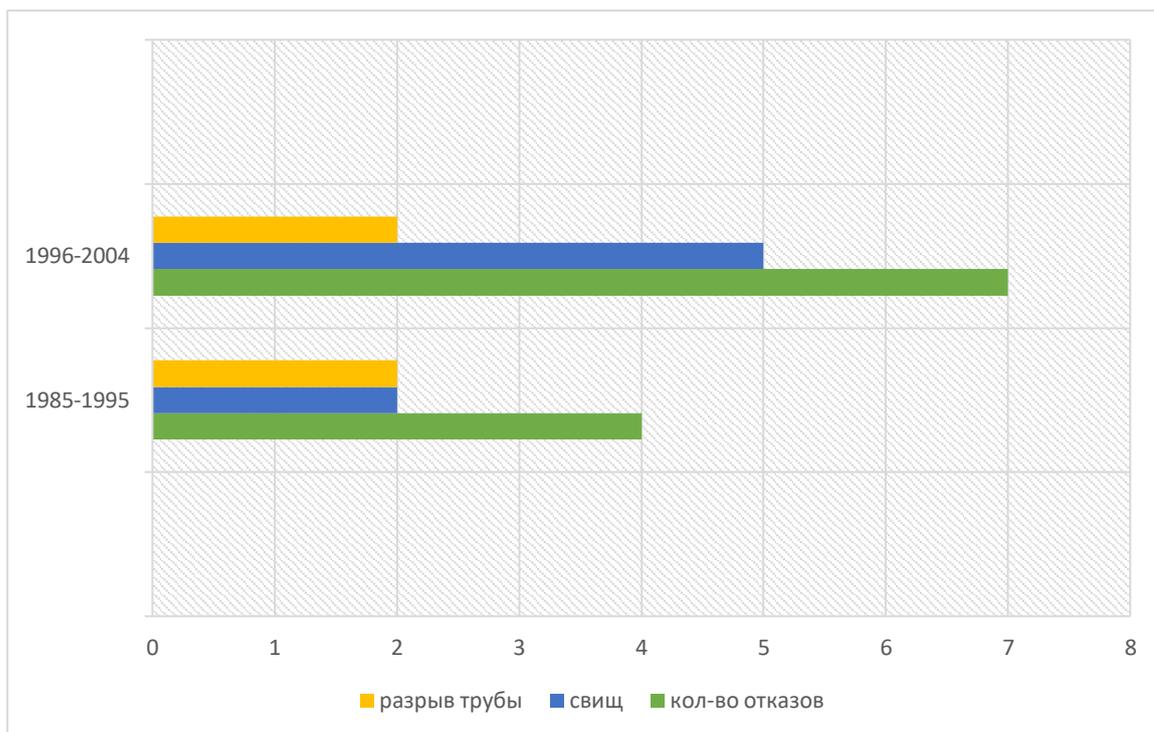


Рисунок 1.13 - Распределение отказов МГ и виды отказов на МГ Опорненское ЛПУ АО «ИнтергазЦентральнаяАзия» за период с 1997 по 2004 г.г.

Таблица 1.5 - Сведения об отказах на линейной части МГ Макатское ЛПУ АО «ИнтергазЦентральнаяАзия»

№ п/п	Дата отказа	Участки МГ	Виды отказов	Способ устранения отказов
1	2	3	4	5
1	28.09.1993г.	МГ САЦ-3, 710 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=120 м
2	20.02.1996г.	МГ САЦ-3, 674 км	Свищ	Заварен
3	02.06.1996г.	МГ САЦ-5, 696.5 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=175 м
4	20.06.1997г.	МГЛ САЦ-4, 735 км	Свищ	Заварен
5	03.11.1997г.	МГ САЦ-4, 674 км	Свищ	Заварен
6	21.01.1999г.	МГ САЦ-5, 735 км	Свищ	Заварен

Продолжение таблицы 1.5

1	2	3	4	5
7	04.01.2000г.	МГ САЦ-5, 735 км	Разрыв трубы	
8	14.01.2000г.	МГ САЦ-4, 674 км	Свищ	Заварен
9	11.07.2000г.	МГЛ САЦ- 2, 697.8 км	Разрыв трубы	Замена трубы, L=75 м
10	12.09.2000г.	МГЛ САЦ- 2, 696 км	Разрыв трубы	Замена трубы, L=66 м
11	06.11.2000г.	МГ САЦ-4, 649 км	Свищ	Заварен
12	18.04.2001г.	МГЛ САЦ- 2, 774 км	Разрыв трубы	
13	25.02.2002г.	МГ САЦ-4, 718 км	Свищ	Заварен
14	18.04.2002г.	МГ САЦ-3, 711 км	Свищ	Заварен
15	10.05.2002г.	МГЛ САЦ- 2, 698.3 км	Разрыв	Замена трубы, L=44 м
16	21.05.2002г.	МГЛ САЦ- 2, 706-711 км	Свищ	Замена трубы, L=120 м
17	31.05.2002г.	МГЛ САЦ- 4, 710.6 км	Свищ	Замена трубы, L=74 м
18	10.06.2002г.	МГЛ САЦ- 2, 497 км	Свищ	Замена трубы, L=11 м
19	11.06.2002г.	МГ САЦ-5, 706.5 км	Свищ	Заварен
20	28.06.2002г.	МГ САЦ-4, 666.4 км	Свищ	Заварен
21	30.09.2002г.	МГЛ САЦ- 2, 716 км	Свищ	Заварен
22	05.06.2003г.	МГ САЦ-5, 736.2 км	Свищ	Заварен

Продолжение таблицы 1.5

1	2	3	4	5
23	16.07.2003г.	МГ САЦ-5, 698.4 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=60 м
24	25.07.2003г.	МГ САЦ-5, 735.2 км	Свищ	Заварен
25	17.09.2003 г.	МГ САЦ-5, 707.5 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=66 м
26	27.04.2004г.	МГЛ САЦ- 2, 718 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=127 м
27	17.08.2004г.	МГЛ САЦ- 2, 701.8 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=122 м

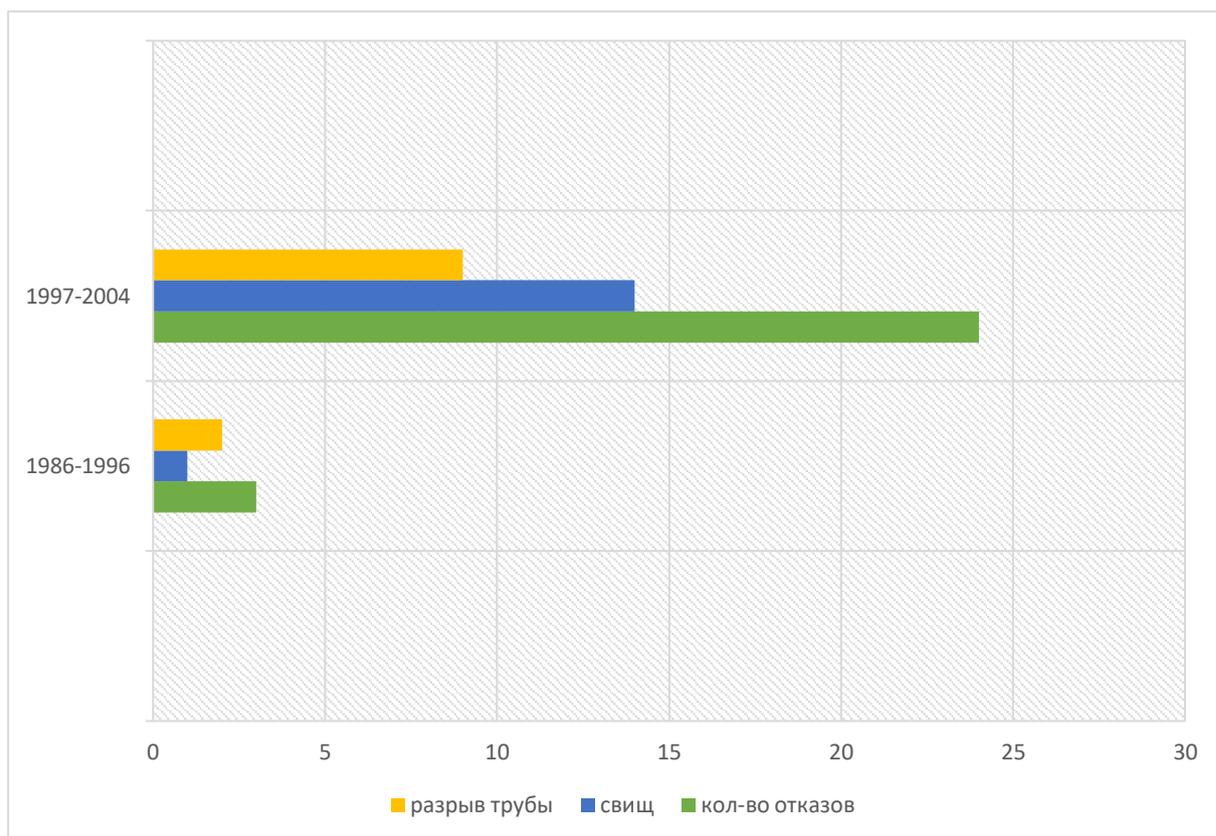


Рисунок 1.14 - Распределение отказов МГ и виды отказов на МГ Магатского ЛПУ АО «ИнтергазЦентральнаяАзия» за период с 1997 по 2004 г.г.

Таблица 1.6 - Сведения об отказах на линейной части МГ Кульсаринского ЛПУ АО «ИнтергазЦентральнаяАзия»

№ п/п	Дата отказа	Участки МГ	Виды отказов	Способ устранения отказов
1	01.09.1974г.	МГЛ САЦ-4, 600 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=56 м
2	01.12.1974г.	МГЛ САЦ-4, 600 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы на участке 599-603 км
3	26.06.1975г.	МГ САЦ-4, 599-604 км	Свищ	Заварен
4	10.02.1986г.	МГ САЦ-4, 616 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=5 м
5	04.04.1987г.	МГ САЦ-4, 571 км	Свищ	Заварен
6	10.02.1988г.	МГЛ САЦ-4, 615 км	Свищ	Заварен
7	06.03.1996г.	МГЛ САЦ-4, 598 км	Свищ	Заварен
8	12.05.2002г.	МГ САЦ-5, 562 км	Свищ	Заварен
9	28.10.2002г.	МГ САЦ-5, 562 км	Свищ	Заварен
10	07.12.2002г.	МГ САЦ-4, 599.4 км	Утечка по сварному	Заварен
11	01.12.2000г.	МГ САЦ-4, 551 км	Свищ	Врезка катушки L=3м
12	24.03.2004г.	МГЛ САЦ-4, 573 км	Свищи	Врезка 2 катушек по L=3м

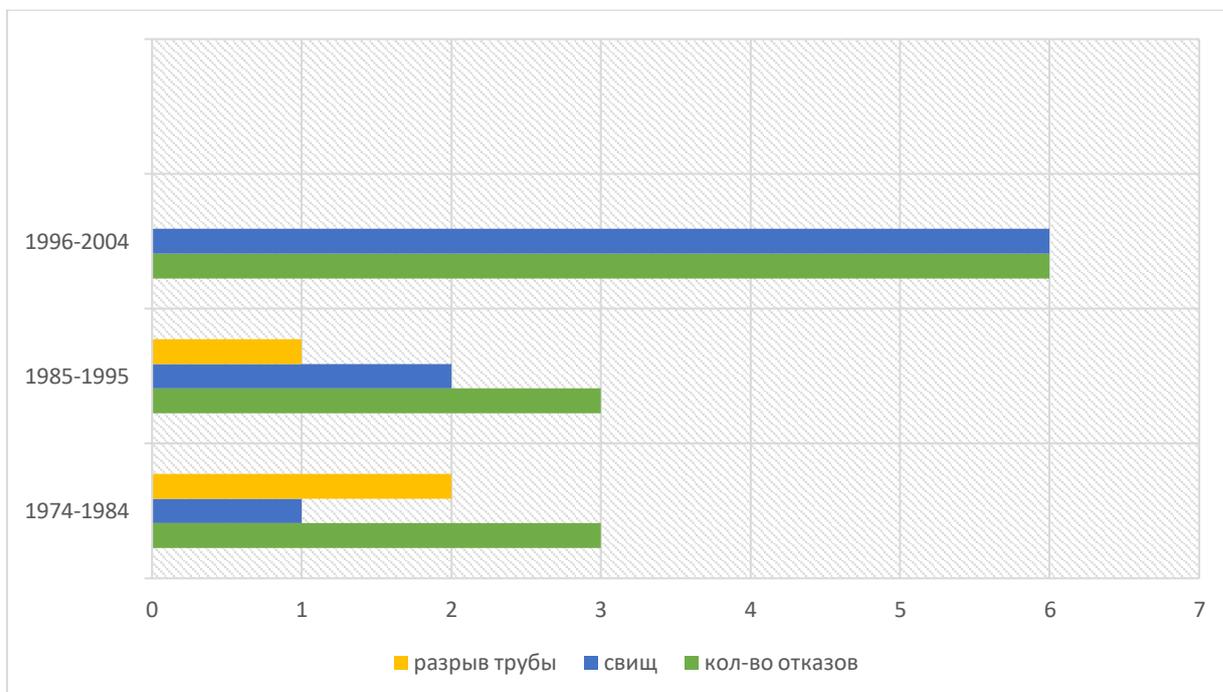


Рисунок 1.15 - Распределение отказов МГ и виды отказов на МГ Кульсаринского ЛПУ АО «ИнтергазЦентральнаяАзия» за период с 1997 по 2004 г.г.

Таблица 1.7 - Сведения об отказах на линейной части МГ Индерского ЛПУ АО «ИнтергазЦентральнаяАзия»

№ п/п	Дата отказа	Участки МГ	Виды отказов	Способ устранения отказов
1	2	3	4	5
1	01.11.1987г.	МГ САЦ-2, 801 км	Свищ	Заварен
2	04.11.1987г.	МГ САЦ-3, 780.4 км	Свищ	Заварен
3	07.11.1987г.	МГ САЦ-2, 922.5 км	Свищ	Заварен
4	20.09.1988г.	МГ САЦ-1, 875.6 км	Свищ	Заварен
5	12.11.1988г.	МГ САЦ-4, 674 км	Свищ	Заварен
6	20.11.1988г.	МГ САЦ-1, 896.5 км	Свищ	Заварен
7	07.02.1989г.	МГ САЦ-3, 852 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=33 м

Продолжение таблицы 1.7

1	2	3	4	5
8	29.06.1989г.	МГ САЦ-3, 875,884 км	Свищ	Заварен
9	14.11.1989г.	МГ САЦ-3, 875, 891 км	Свищ	Заварен
10	07.02.1990г.	МГЛ САЦ- 2, 892 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=44 м
11	06.03.1990г.	МГ САЦ-3, 903 км	Свищ	Заварен
12	04.04.1990г.	МГ САЦ-3, 875 км	Свищ	Заварен
13	27.08.1990г.	МГ САЦ-1 787 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=22 м
14	12.09.1990г.	МГ САЦ-3, 916 км	Свищ	Заварен
15	19.09.1990г.	МГЛ САЦ- 2, 914 км	Свищ	Заварен
16	19.11.1990г.	МГЛ САЦ- 2, 916.5 км	Свищ	Заварен
17	29.05.1991г.	МГ САЦ-3, 858.5 км	Разрыв с воспламенением газа	Замена трубы, L=36 м
18	05.02.1993г.	МГЛ САЦ- 2, 799 км	Свищ	Заварен
19	18.03.1994г.	МГ САЦ-4, 845 км	Свищ	Заварен
20	01.05.2001г.	МГ САЦ-2, 801 км	Разрыв трубы	МГ списан
21	29.07.2001г.	МГ САЦ-3, 786 км	Разрыв трубы	Замена трубы, L=112 м
22	13.05.2002г.	МГ САЦ-3, 891 км	Свищ	Заварен

Продолжение таблицы 1.7

1	2	3	4	5
23	16.05.2002г.	МГ САЦ-3, 863 км	Разрыв трубы	Замена трубы, L=175 м
24	10.07.2002г.	МГ САЦ-3, 780 км	Свищ	Заварен
25	17.08.2002г.	МГ САЦ-2, 918.2 км	Свищ	Заварен
26	31.08.2003г.	МГ САЦ-3, 800.3 км	Свищ	Вварка бобышки, d=32 мм
27	20.05.2004г.	МГ САЦ-2, 925 км	Разрыв трубы	Замена трубы, L=170 м
28	18.08.2004г.	МГ САЦ-3, 877 км	Разрыв трубы	Замена трубы, L=164 м

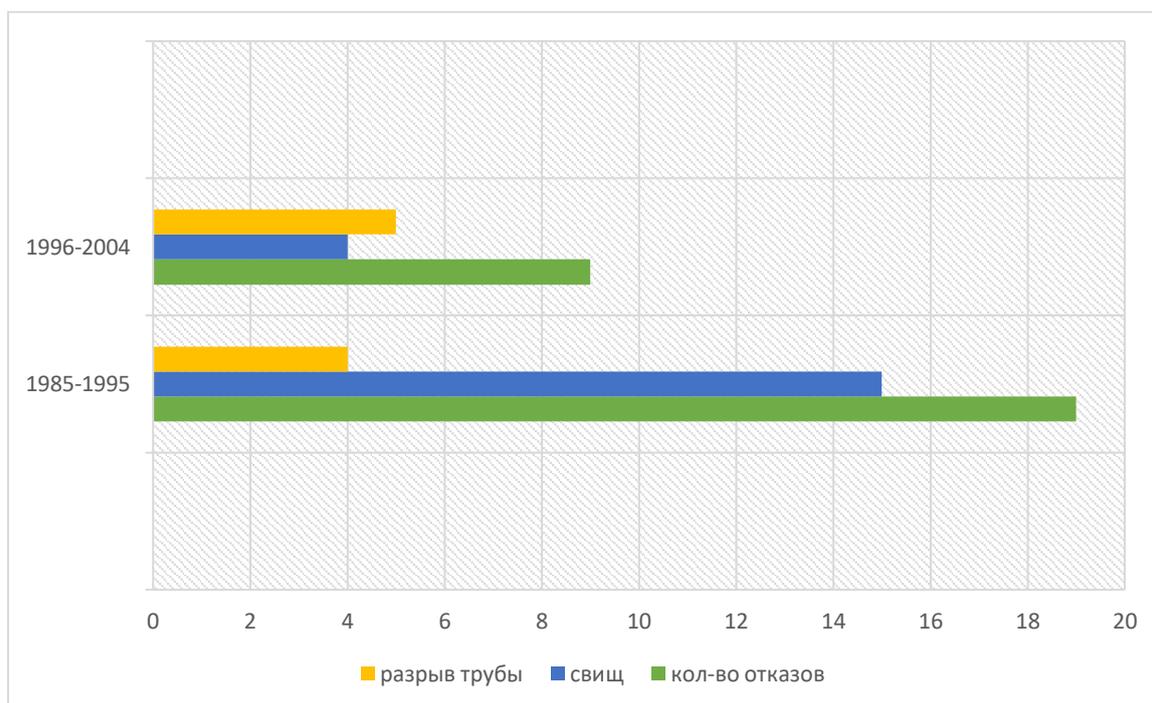


Рисунок 1.16 – Распределение отказов МГ и виды отказов на МГ Индерского ЛПУ АО «ИнтергазЦентральнаяАзия» за период с 1997 по 2004 г.г.

На основании актов технического расследования аварий разрушившихся газопроводов, принадлежащих АО «ИнтергазЦентральнаяАзия» было выяснено, что большинство газопроводов Казахстана подвержены КРН (рисунок 1.17).

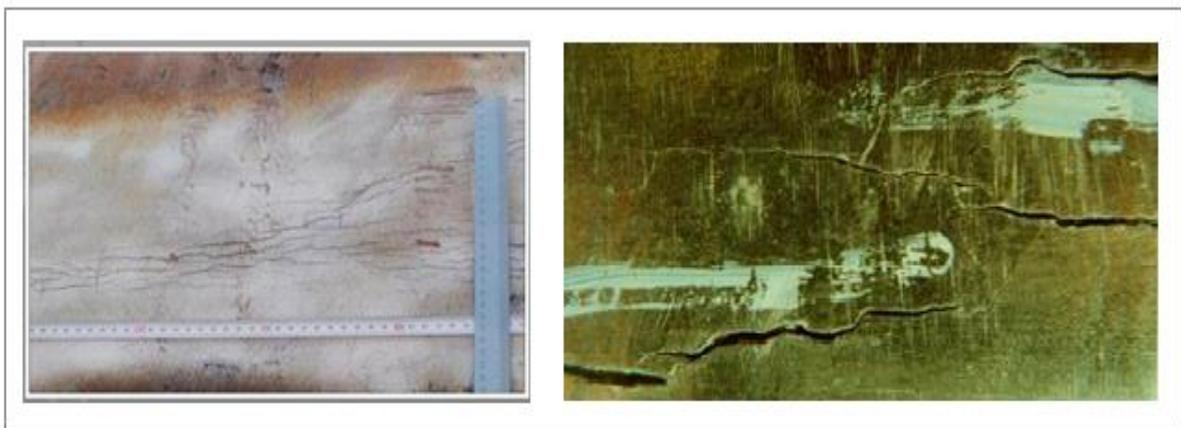


Рисунок 1.17 - Проявления КРН на газопроводе

В условиях коррозионно-активной среды и под воздействием растягивающих напряжений образуется зарождение роста трещин, которое называется 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.

Последствиями таких процессов разрушения стали аварии на газопроводах в Казахстане. Проанализированные акты технического расследования аварий и отказов разрушившихся газопроводов, принадлежащих АО «Интергаз Центральная Азия» на наличие признаков КРН, показали, что в очаговой области разрушения обнаружены хрупкие трещины, раскрытые в процессе развития аварии. Глубина и длина хрупкой составляющей трещины – около половины стенки трубы и более 180 мм соответственно. Расчеты показали, что к развитию обследованного разрушения магистральных газопроводов привело наличие такой трещины. На основании таких показаний было выяснено, что большинство газопроводов Казахстана подвержены КРН.

Отмечен тот факт, что большая часть аварий, возникших по причине КРН происходят в 20 км зоне за компрессорной станцией по ходу газа. Металл трубы на этом участке помимо контакта с грунтовым электролитом подвергается дополнительному воздействию повышенной температуры газа, которая ускоряет электрохимические процессы, а также высокому уровню вибрации, который может при определенных условиях стать причиной зарождения стресс-коррозионных трещин. По результатам обследования на компрессорной станции «Макат» в западно - казахстанской области были обнаружены коррозионные язвы и КРН одинаковой глубины. Разрушение произошло из-за образовавшихся коррозионных трещин [10].

На рисунке 1.18 А приведен фрагмент и указаны параметры КРН в районе нижней образующей газопровода. Выявлено, что КРН представляет скопление продольных поверхностных трещин длиной до 4 мм и глубиной до 0.2 мм в начальной, зарождающейся стадии возникновения и роста. На рисунок 1.18 В

для сравнения представлены более развитые дефекты длиной до 18 мм и глубиной до 2 мм.

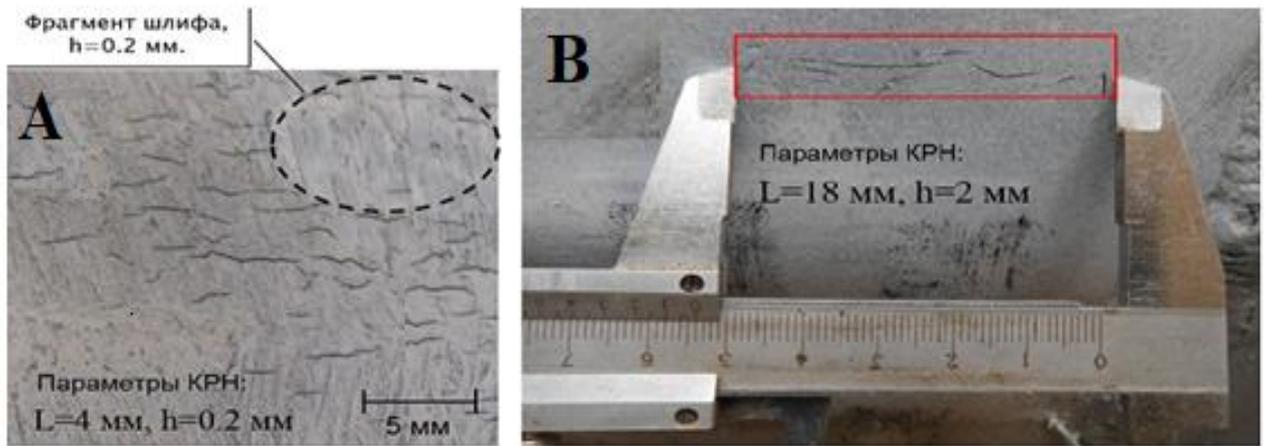


Рисунок 1.18 - Примеры выявленных стресс-коррозионных участков

Трещины зарождаются на внешней поверхности трубопровода в пределах 5 - 7 часов и развиваются хрупко от внешней поверхности трубы (приблизительно под углом 90°) с вязким механическим доломом (приблизительно под углом 45°). При КРН механические свойства стали остаются неизменными [11].



Рисунок 1.19 - Изменение скорости роста дефекта КРН

Опираясь на отчеты по авариям, можно выделить основные причины утечек газа на магистральных газопроводах (рисунок 1.20):

- 1) утечки, вызванные оползнями и механическими воздействиями при производстве земляных работ;
- 2) утечки, вызванные, коррозионным процессом;
- 3) утечки, образовавшиеся на небольшом участке, вследствие аварии, с расширением в поперечном направлении относительно оси трубопровода;
- 4) утечки, вызванные взрывом на трубопроводе [14].

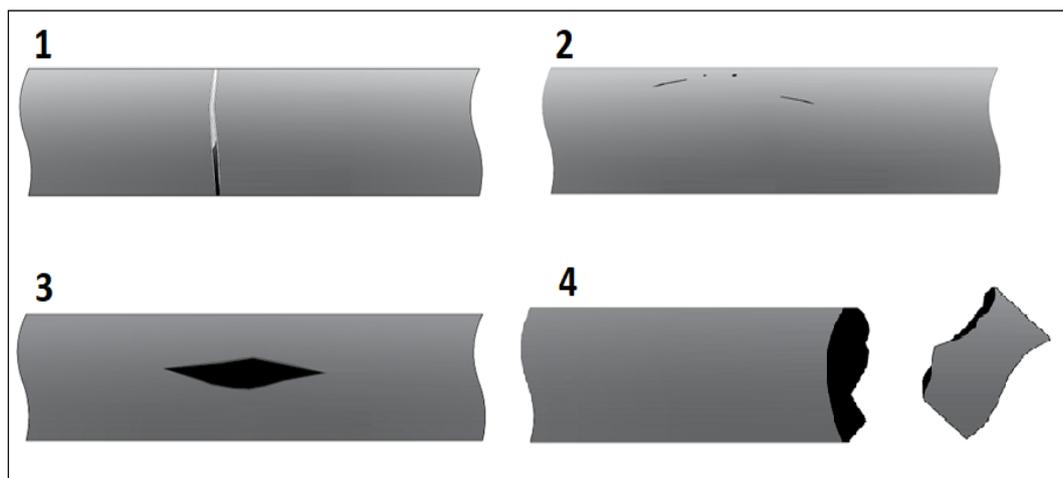


Рисунок 1.20 - Основные причины утечек газа на магистральных газопроводах



Рисунок 1.21 - Разрыв с возгоранием на участке 283 км магистрального газопровода "Оренбург-Новопокров" "

Поперечный разрыв газопровода с возгоранием, аналогично рисунку 1.20 (4) произошёл 2 февраля 2015 года на участке 283 км МГ "Оренбург-Новопсков" между поселками "Белес" и "Переметное" Западно-Казахстанской области (рисунок 1.21) [15].

В апреле 2016 года страшный взрыв произошёл в городе Гринсберг, в Техасе. В результате образовалось 40-мильное газовое облако, а высота огненного столба достигала высоты 4000 футов (рисунок 1.22) [16].



Рисунок 1.22 – последствия аварии на магистральном газопроводе в г.Гринсберг

Для решения существующей проблемы КРН можно выделить три основных подхода. Первый подход заключается в проведении своевременной инспекции текущего состояния газопроводов, идентификации и регистрации повреждений. Второй подход – составление уточненного алгоритма локации утечки в газопроводах. Третий подход – оценка надежной эксплуатации газопроводов с трещиноподобными дефектами.

1.2 Методы определения места утечки на магистральных газопроводах

Для уменьшения рисков возникновения и развития аварийных ситуаций и поддержания газотранспортной системы в работоспособном состоянии АО «Интергаз Центральная Азия» выделяет значительные ресурсы и уделяет им

существенное внимание, как в своей ежедневной деятельности, так и в процессе планирования и оценки эффективности деятельности. Компания проводит ряд мероприятий по предупреждению и снижению аварийности магистральных газопроводов, важнейшей частью которых является своевременная и точная диагностика их текущего состояния [17].

Для оценки технического состояния структурных элементов линейной части магистральных газопроводов используют различные способы, виды и методы диагностирования, позволяющие получить наиболее полное представление о состоянии объекта диагностирования. При выборе способа, вида и метода диагностирования учитывают следующие факторы:

- категорию трубопровода;
- срок эксплуатации трубопровода;
- конструкционные особенности трубопровода;
- наличие нарушений охранных зон прохождения трубопровода;
- наличие структурных элементов линейной части магистральных газопроводов, относящихся к потенциально опасным и сложным для диагностирования.

Способы диагностирования магистральных газопроводов классифицируют следующим образом:

- внутритрубная диагностика с использованием внутритрубных инспекционных снарядов и профилемеров, роботов-дефектоскопов и оптико-волоконных средств;
- электрометрическое обследование с применением специального оборудования и приборов;
- наземные обследования с применением транспортных средств, пеших обходов, шурфование, специальных обследований;
- обследование трубопроводов с применением летательных и космических аппаратов, в том числе спутниковых систем [18].

1.2.1 Способы внутритрубной диагностики магистральных газопроводов

Учитывая важность работ в этом направлении в октябре 2014 года был утвержден и введен в действие СТ РК 2509-2014 «Внутритрубная диагностика магистральных газопроводов. Контроль коррозионного состояния магистральных газопроводов на основе внутритрубной диагностики», который позволит систематизировать порядок проведения диагностики магистральных газопроводов, выявить возможные повреждения и обеспечить надежную эксплуатацию линейной части магистральных газопроводов [19].

В настоящее время имеется большое разнообразие технических подходов для обнаружения повреждений и утечек на газопроводах. Наиболее распространенным инструментом инспекции газопроводов является внутритрубная диагностика.

Традиционные методы неразрушающего контроля, применяемые при внешнем дефектоскопическом обследовании трубопровода, характеризуются высокой эффективностью обнаружения, определения местоположения,

размеров, формы и типа дефектов трубопровода, таких как трещины, волосовины, неметаллические включения, непровары сварных соединений.

Однако в современных условиях использование данных методов недостаточно для 100 % контроля трубопроводов. Более того, технология проведения диагностики и используемые приборы характеризуются низкой степенью автоматизации процесса контроля и достаточно высокой трудоемкостью. На смену традиционных методов диагностирования технического состояния трубопроводных систем пришли внутритрубные инспекционные снаряды-дефектоскопы, сочетающие в себе достоинства применяемых методов контроля и современные высокоавтоматизированные технологии. Обнаружения дефектов в современных дефектоскопах производится, в основном, с применением 3 методов: ультразвукового, магнитного и с применением электромагнитно – акустических преобразователей.

Внутритрубный дефектоскоп – это автономная компьютерная диагностическая система, предназначенная для определения точного местоположения и габаритных размеров дефектов как в основном теле трубы, так и в сварных швах. Перемещение по трубопроводу осуществляется транспортируемым потоком перекачиваемой среды. Сопровождение дефектоскопа в трубопроводе, а также привязка выявленных внутритрубных дефектов к определенному участку трубы осуществляется с помощью наземных маркерных пунктов, расположенных над осью трубопровода на расстоянии не более 2 км между соседними маркерами и установленных возле постоянных ориентиров, таких как опоры линий электропередач, запорная арматура.

Внутритрубные дефектоскопы обеспечивают обнаружение вмятин, сплющивания, складок металла, общих изменений внутреннего диаметра, овальностей, а также дефектов стенок труб, связанных с коррозией и эрозией, изменением их толщины, нарушением сплошности металла и трещинами [20-22].

Проводя внутритрубную инспекцию участков линейной части магистрального газопровода наиболее подверженных стресс-коррозии, желательно использовать специализированные для КРН дефектоскопы.

На сегодняшний день существует два вида конструкции дефектоскопов, основанные на магнитном методе. Они бывают с поперечным и продольным намагничиванием (рисунки 1.22, 1.23). Первые применяются для выявления поперечных дефектов, а вторые для выявления узких, продольно ориентированных дефектов. Для получения наиболее достоверных данных применяют поочередный запуск дефектоскопов в газопроводы. Магнитограммы, записанные дефектоскопами позволяют дать объективную оценку причинам изменения магнитных сигналов.

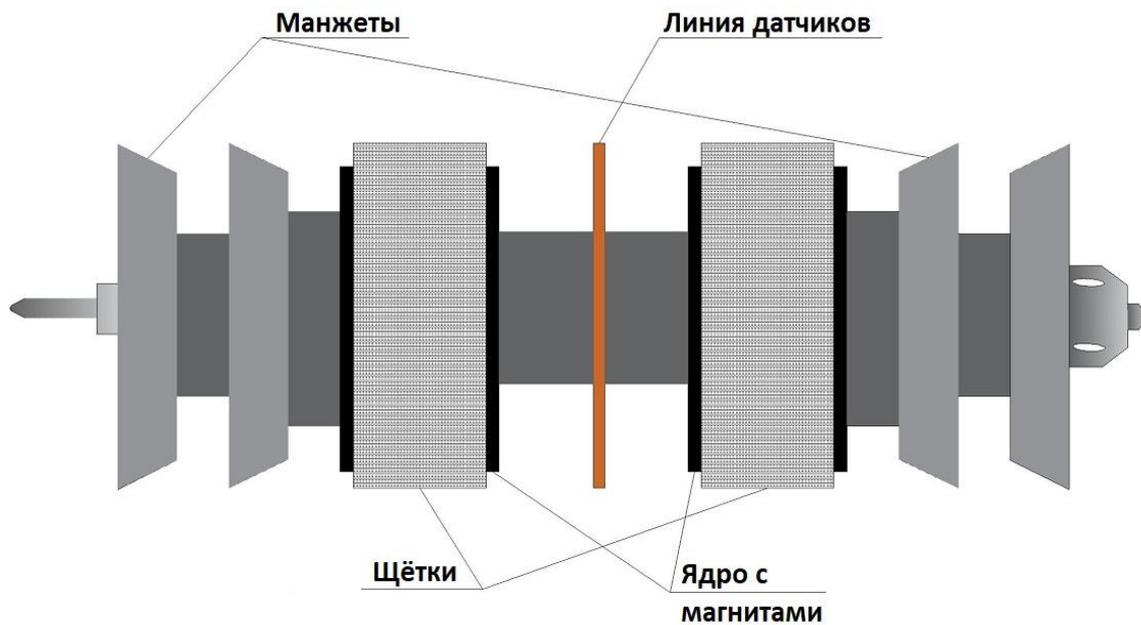


Рисунок 1.22 - Схема дефектоскопа с продольным намагничиванием.

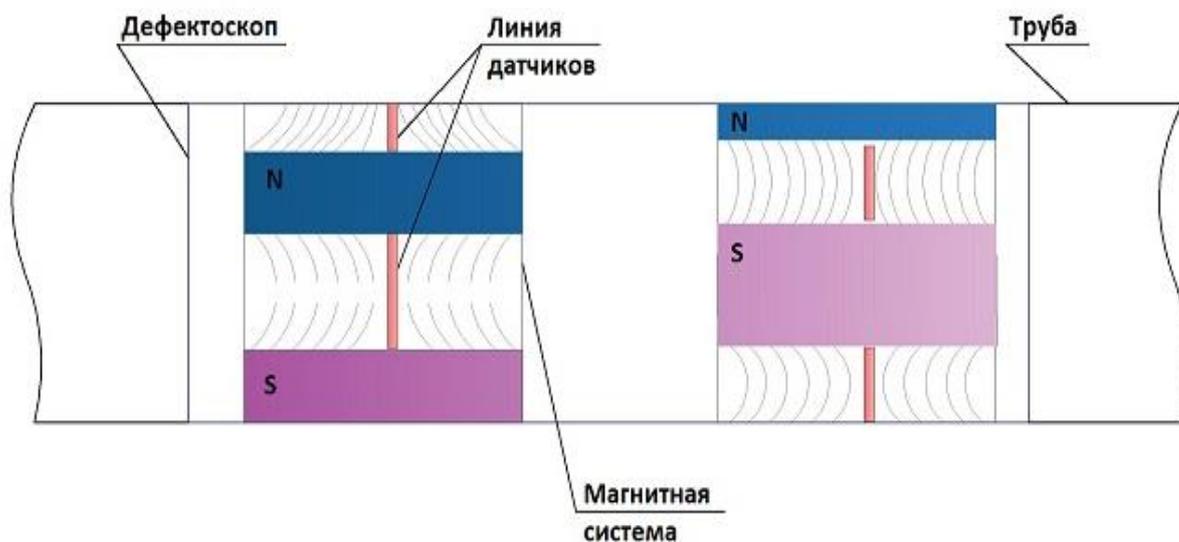


Рисунок 1.23 - Схема построения магнитной системы дефектоскопа с поперечным намагничиванием

Диагностические работы проводятся в три этапа:

- 1) Подготовительный;
- 2) Производственный;
- 3) Заключительный.

В подготовительный этап входит:

- анализ полученной от заказчика технической документации и иных сведений по линейной части обследуемого магистрального газопровода;
- мобилизация техники, оборудования и персонала на участок оказания услуг;
- изучение особенностей ситуации прокладки газопровода и его технической оснащённости;
- оформление разрешений на оказание услуг на участках магистрального газопровода, в порядке, установленном нормативными правовыми актами и техническими документами;
- определение GPS-координат маркеров, крановых узлов и контрольно-измерительных пунктов электрохимической защиты;
- подготовка участков магистрального газопровода к диагностированию внутритрубными инспекционными приборами;
- подготовка диагностического оборудования к проведению технического диагностирования;
- согласование графика и плана производства диагностических услуг, с указанием схемы подъездных путей;
- определение действий, предпринимаемых диагностической бригадой при возникновении внештатных ситуаций;
- получение от заказчика акта готовности участка газопровода к безопасному проведению услуг по внутритрубной диагностике, составленного по результатам предварительной очистки полости газопровода, проверки исправности камер пуска и приема очистных устройств, контрольно-измерительных и регистрирующих приборов и запорной арматуры;
- получение от заказчика распоряжения о назначении ответственного представителя, отвечающего за выполнение и безопасное проведение услуг по внутритрубной диагностике;
- оформление акта выполненных услуг, по факту завершения мобилизации техники, оборудования и персонала потенциального поставщика на участок оказания услуг.

Ко второму этапу относится:

- получение от заказчика разрешения на производство работ в охранной зоне магистрального газопровода и наряд-допуска на производство газоопасных работ, оформленный в установленном порядке;
- транспортировка очистных и диагностических устройств к узлам запуска очистных устройств;
- подготовка заказчиком камер запуска очистных устройств, ревизия контрольно-измерительных и регистрирующих приборов и запорной арматуры на полное открытие/закрытие;
- определение минимального пропускного сечения пропуском очистного скребка с калибровочным диском;
- пропуск специальных щёточно-магнитных очистных скребков до норм, обеспечивающих качество диагностирования;
- расстановка (при необходимости) наземных маркеров;

- профилометрия с использованием профиломера многоканального, оборудованного навигационным модулем, позволяющим определить пространственное положение трубопровода с привязкой к GPS координатам;
- дефектоскопия с применением комбинированного или отдельного магнитного дефектоскопа с продольным (MFL) и поперечным (TFI) намагничиванием;
- отслеживание нахождения и сопровождение внутритрубного диагностического оборудования в трубопроводе;
- документирование процесса проведения заявленных видов технического диагностирования;
- оформление акта выполненных услуг, по факту завершения полевых услуг.

Третий этап включает:

- предоставление предварительного технического отчета по диагностическому обследованию трубопровода внутритрубными инспекционными приборами;
- верификация результатов технического диагностирования магистрального газопровода путем выборочного проведения дополнительного дефектоскопического контроля ультразвуковыми приборами.
- обучение персонала заказчика обработке, интерпретации, подготовке отчетов, обращению с программой анализа данных внутритрубной диагностики;
- установка специализированного пользовательского программного обеспечения для обработки и интерпретации базы данных дефектов магистрального газопровода.
- подготовка и передача заказчику заключительного технического отчета по диагностическому обследованию трубопровода внутритрубными инспекционными приборами с полной базой данных дефектов магистрального газопровода;
- предоставление экспертизы промышленной безопасности заключительного комплексного отчета согласно Закону Республики Казахстан «О гражданской защите» №284 - VI от 26.12.2019 г. [23];
- оформление акта оказанных услуг, по факту исполнения услуг в полном объеме [24, 25].

Филиал УМГ «Уральск», АО «Интергаз Центральная Азия» для инспекции магистральных газопроводов используют комбинированные магнитные дефектоскопы MFL+TFI (рисунок 1.24) [26, 27]. За счет применения продольного и поперечного намагничивания снаряд позволяет более эффективно и точно обнаруживать различные типы дефектов, в том числе несанкционированные врезки, дефекты сварных швов. Ещё одним плюсом таких устройств является безостановочная транспортировка природного газа.

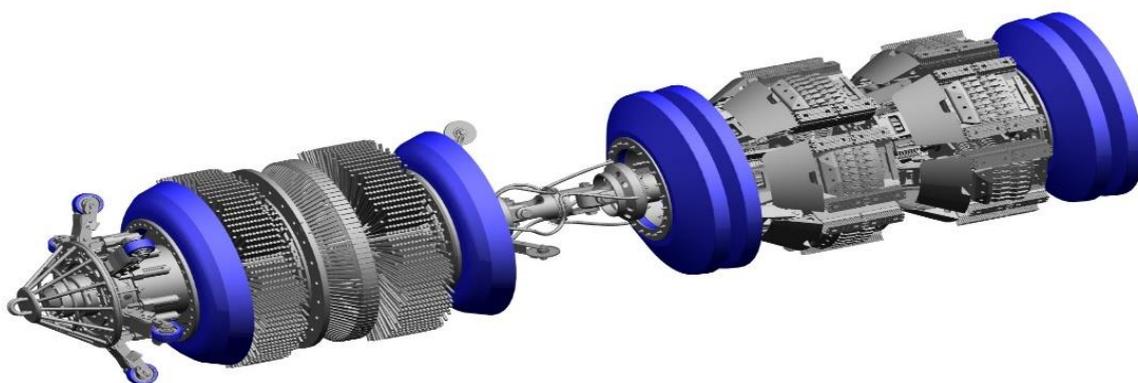
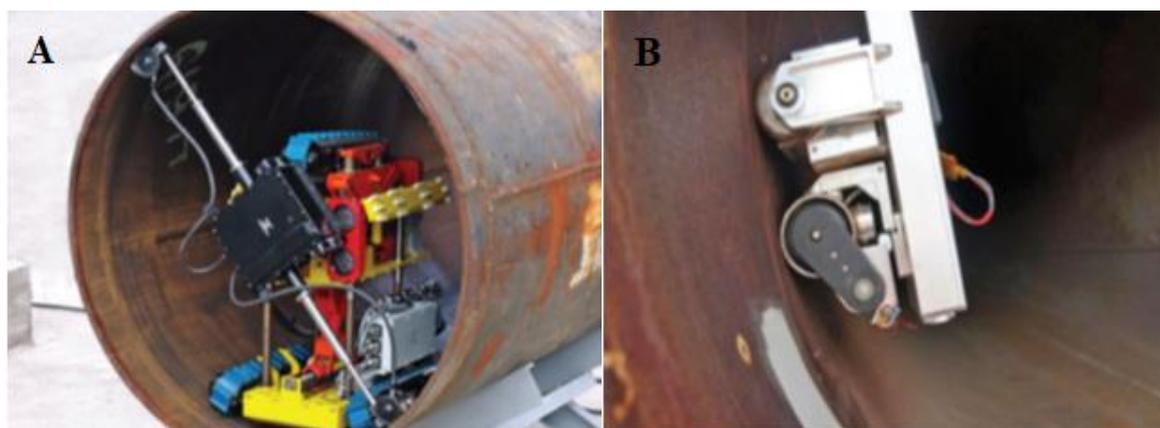


Рисунок 1.24 - комбинированный магнитный дефектоскоп MFL+TFI

Некоторые газотранспортные компании также внедряют роботизированные средства внутритрубной диагностики технологических трубопроводов компрессорных станций, которые являются основой для достоверного выявления дефектов КРН, представленные на (рисунок 1.25) [28].

Реализуемые виды контроля ТДК-400-М-Л, аттестованные для применения на объектах транспорта газа АО «Газпром»:

1. Телевизионное внутритрубное обследование внутренних полостей и внутренних поверхностей труб и соединительных деталей.
2. Автоматизированный ультразвуковой контроль основного металла труб.
3. Ультразвуковая толщинометрия основного металла труб и соединительных деталей трубопровода.
4. Автоматизированный телевизионный визуальный и измерительный контроль внутренней поверхности кольцевых сварных соединений.



а) робот-трактор; б) робот-сканер на магнитных колесах

Рисунок 1.25 - Роботизированные средства диагностики

Такие современные средства внутритрубной диагностики управляются посредством беспроводной технологии Wi-Fi, что позволяет сэкономить место

для инспекционного оборудования и дополнительных аккумуляторных батарей. Немаловажным является тот факт, что использование роботизированных средств диагностики позволяет исключить погрешности, вносимые человеческим фактором. Так как идентификацию дефектов КРН при капитальном ремонте трубопроводов компрессорных станций дефектоскописты проводят вручную посредством визуально-измерительного, вихретокового и магнитопорошкового методов неразрушающего контроля.

1.2.2 Беспилотные системы и технологии инспекции магистральных газопроводов

Помимо внутритрубной диагностики существуют дистанционные методы оценки технического состояния газопроводов. К ним относятся дистанционные беспилотные системы и технологии, аэрокосмические методы, позволяющие прогнозировать коррозионные условия и другие возможные повреждения надземных, подземных и подводных газопроводов, исключая потерю продукции, загрязнение окружающей среды, пожаров и взрывов трубопроводов. Благодаря этим методам можно получать принципиально новую полноценную информацию, не только в определенных контрольных участках, но и по всей трассе в целом (рисунки 1.26,1.27) [29-31].



Рисунок 1.26 - Беспилотный летательный аппарат «TENGRİ PRO 2.0»



Рисунок 1.27 - Беспилотный летательный аппарат «Геоскан 401 Видео»

Беспилотные летательные аппараты доказали свою эффективность для производственного и экологического мониторинга объектов нефтегазового комплекса. Дрон «TENGRİ PRO 2.0», беспилотники «Геоскан» вместе со специально разработанным программным обеспечением представляют собой готовое решение для воздушного мониторинга. С помощью таких аппаратов выявляются нарушения трубопроводов, очаги возгораний и утечки, предотвращая возникновение серьезных аварий.

Кроме того, можно обнаружить участки трубопроводов, находящихся внепроектном положении и места его незапланированного выхода на поверхность. Созданные по результатам съёмки детальные цифровые модели местности, могут использоваться для определения просядок земной поверхности и предотвращения аварий. Полёты на малой высоте дают возможность осматривать факельные установки, оценивать состояние труб и цистерн.

Опираясь на картографическую информацию, можно вычислить площадь загрязнений и подобрать оптимальный план рекультивационных мероприятий.

Таким образом, во избежание образования и роста микротрещин на подземных газопроводах, необходимо проводить своевременную диагностику с помощью современных и точно подобранных технологий, что в свою очередь обеспечит бесперебойную и безопасную эксплуатацию трубопроводов на длительный период времени.

1.3 Уточнённый алгоритм локации утечек в подземных газопроводах

Существует две категории методов обнаружения утечек из трубопроводов: методы постоянного и периодического контроля.

Как показали исследования в работе [32], линеаризация уравнений неустановившегося движения жидкости в трубопроводах вносит существенную погрешность при определении давления. Отличительные особенности предлагаемого в данной работе метода заключаются в следующем, была использована нелинейная модель для определения гидравлических характеристик (давление, расход).

Расчетные значения давлений определяются в результате гидравлического расчета магистрального трубопровода. Гидравлический расчет следует производить по моделям установившегося и неустановившегося режимов движения газа. Преимущество моделей неустановившегося движения газа заключается в том, что можно отследить изменение давления на линейных кранах во времени. Сложности, которые возникают при этом, заключаются в определении участков, где именно образовались трещины или свищи.

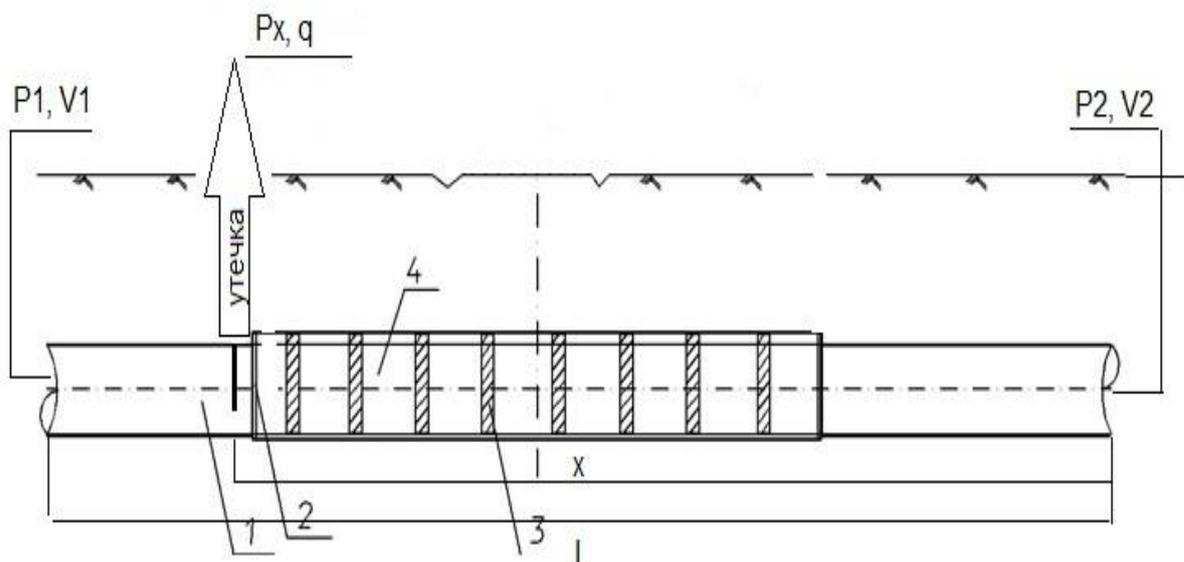
Преимущество моделей установившегося движения газа в простоте расчетов и определении мест повреждения. Недостаток заключается в следующем, чтобы зафиксировать сам установившийся режим движения газа после падения давления в газопроводе, требуется промежуток времени, при котором можно будет рассчитать потери газа. Для моделирования одномерной линейной фильтрации непрерывной среды в почву используется уравнение

Дарси [33,34]. Вторым классическим уравнением, которое выражает принцип сохранения массы при движении непрерывной среды в грунте, является уравнение неразрывности, в котором источник утечек с интенсивностью q рассматривается как локальный источник, который можно расписать с помощью функции Дирака [35]. В результате математическая модель имеет вид

$$\frac{\partial \omega}{\partial t} = \epsilon \left(\frac{\partial^2 \omega}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \omega}{\partial y^2} \right) - \epsilon \frac{q}{F} \delta(x - x_g) \delta(y - y_g), \quad (1.1)$$

где ω – скорость фильтрации как функция времени t и пространственных декартовых координатах x, y ; ϵ – коэффициент проводимости грунта.

На основании теоретических исследований было установлено, что общий процесс формирования области загазованности можно разделить на две нестационарные фазы. Первая, начинается с момента возникновения утечки и заканчивается достижением газа на поверхности грунта. Здесь скорость фильтрации на поверхности грунта за весь период равна 0. Вторая, фаза нестационарной фильтрации начинается с момента достижения газом поверхности грунта и заканчивается переходом к стационарному процессу утечки газа через грунт в атмосферу (рисунок 1.28).



1 – газопровод; 2 – резиновая манжета; 3 – спейсер; 4 – защитный кожух;
 P_1, P_2 – начальное и конечное давление в газопроводе; P_x – давление в области утечки; q – утечка; V_1, V_2 – объемный расход газа в начале и конце газопровода;
 x – расстояние от утечки; L – общая длина газопровода

Рисунок 1.28 – Газопровод с образовавшейся утечкой

При выборе начальных и граничных условий для первой фазы считалось что в начальный момент времени фильтрация газа в грунте отсутствует,

поверхность грунта для газа непроницаема, а источник скорости фильтрации равняется нулю

$$\omega(x, y, 0) = 0; \omega(0, h, t) = 0; \omega(\infty, h, t) = 0, \quad (1.2)$$

где h – глубина залегания газопровода в грунте.

В теоретическом исследовании поставленная задача решалась с помощью интегрального преобразования уравнения Фурье

$$\omega = \frac{q}{2\pi F} \int_0^\infty \frac{\sin\lambda y_g \sin\lambda y}{\lambda} \left\{ [\sigma(x - x_g) - 1] \left[e^{-\lambda(x_g - x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_g - x}{2\sqrt{\epsilon t}} - \lambda\sqrt{\epsilon t}\right) - e^{-\lambda(x_g - x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_g - x}{2\sqrt{\epsilon t}} + \lambda\sqrt{\epsilon t}\right) \right] - \sigma(x - x_g) \left[e^{-\lambda(x_g - x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_g - x}{2\sqrt{\epsilon t}} - \lambda\sqrt{\epsilon t}\right) - e^{-\lambda(x_g - x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_g - x}{2\sqrt{\epsilon t}} + \lambda\sqrt{\epsilon t}\right) \right] \right\} d\lambda, \quad (1.3)$$

где $\sigma(x - x_g)$ – единичная ступенчатая функция Хевисайда.

Для установления закономерностей формирования поля частоты скорости фильтрации газа в грунте, был проведен аналитический расчет на основе созданной математической модели алгоритма.

При возникновении малых утечек газа из газопровода индикация на поверхности грунта возможна через короткий промежуток времени 5-10 минут в зависимости от характеристики грунта [36]. Область распространения загазованности грунта газом в следствии утечки из газопровода занимает площадь сопоставимую с размером траншеи, ось которой направлена вдоль оси газопровода [37,38].

Для фазы нестационарного процесса возникновения области распространения загазованности нужно оценить характер окончания формирования области утечки загазованности грунта и величину утечки газа в атмосферу [39,40,41]. Допустим, что к началу возникновения утечки ($t=0$) работа газопровода находится в стационарном режиме, давление вследствие неглубокого залегания газопровода по всей площади равняется $P(x, y, 0) = P_a$.

Алгоритм с приведенными начальными и граничными условиями решается методом интегральных преобразований через уравнение Фурье с измененной y и преобразование уравнение Лапласа по времени t .

$$P(x, y, t) = P_a + \frac{q}{2\pi F} \int_0^\infty \frac{\sin\lambda y_g \sin\lambda y}{\lambda} \left\{ [\sigma(x - x_g) - 1] \left[e^{-\lambda(x_g - x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_g - x}{2\sqrt{\epsilon t}} - \lambda\sqrt{\epsilon t}\right) - e^{-\lambda(x_g - x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_g - x}{2\sqrt{\epsilon t}} + \lambda\sqrt{\epsilon t}\right) \right] - \sigma(x - x_g) \left[e^{-\lambda(x_g - x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_g - x}{2\sqrt{\epsilon t}} - \lambda\sqrt{\epsilon t}\right) - e^{-\lambda(x_g - x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_g - x}{2\sqrt{\epsilon t}} + \lambda\sqrt{\epsilon t}\right) \right] \right\} d\lambda, \quad (1.4)$$

Для определения скорости фильтрации газа в грунте как функции пространственных координат времени применяется уравнение Дарси для пористых сред

$$\omega(x, y, t) = \frac{k}{2} \left(\frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial P}{\partial y} \right). \quad (1.5)$$

В уравнении (1.5) градиент давления находим с помощью дифференциального уравнения по линейной координате.

На основе результатов исследований с учетом реализации математической модели и алгоритма был построен график, который ограничивает границу области возникновения загазованности для первой и второй фазы нестационарного процесса фильтрации газа. На рисунке 1.29 показано направление области загазованности вдоль трубопровода.

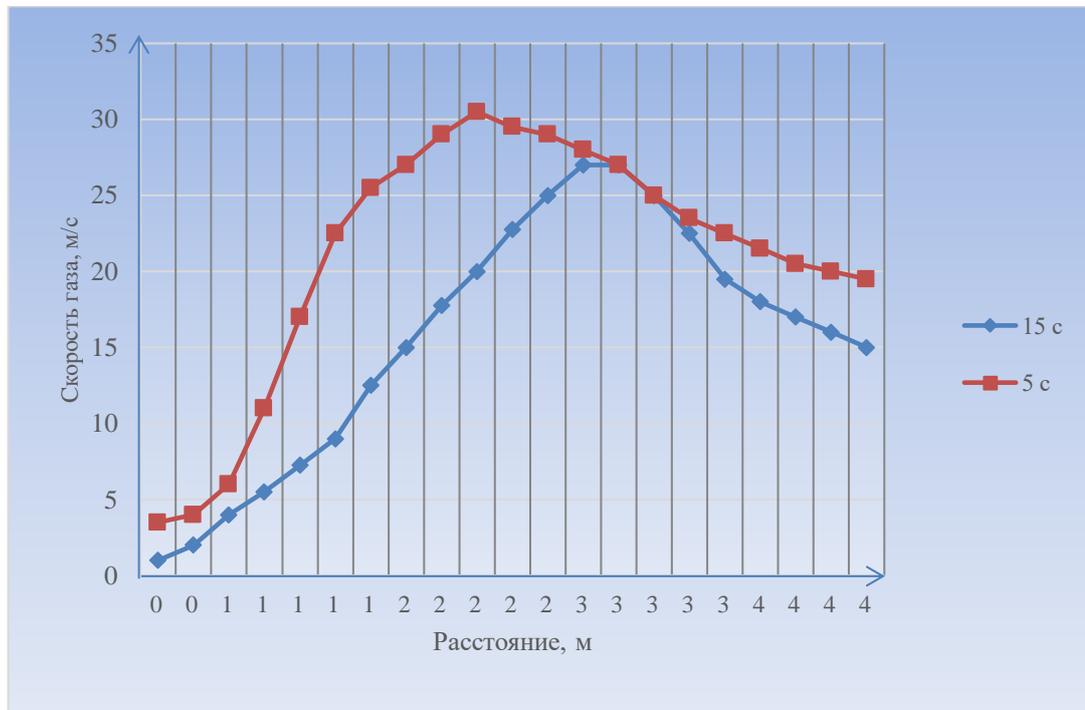


Рисунок 1.29 – График области загазованности вдоль трубопровода

Анализ результатов показывает, что наибольший объем области загазованности грунта приходится на конец первой фазы нестационарного процесса фильтрации газа в грунт. Это объясняется наличием определенного сопротивления в грунте в период достижения газа поверхности. С достижением поверхности величина фильтрационного сопротивления уменьшается, вследствие чего возникает область загазованности. После достижения газом поверхности грунта фильтрационное сопротивление резко уменьшается, что приводит к росту скорости утечки газа из грунта в атмосферу. Площадь

поверхностной загазованности должна уменьшиться, а скорость утечки газа в атмосферу увеличится, исходя из уравнения неразрывности.

1.4 Оценка надёжной эксплуатации газопроводов с трещиноподобными дефектами

Дефекты трубопровода, связанные с трещинами, требуют особого внимания, так как влекут к значительным экономическим и экологическим последствиям. Это объясняется тем, что микротрещины при слиянии превращаются в более крупные трещины, которые образуют быстрорастущую магистральную трещину. Магистральная трещина приводит к разрушению материала на макроскопическом уровне. В связи с этим срок службы подземных газопроводов под нагрузкой существенно сокращается. На возникновение и развитие микротрещин влияет химический состав грунта, в котором газопровод проложен. Агрессивные среды, проникая в объем конструктивных элементов газопроводов, приводят к изменениям его механических характеристик, что вызывает изменение напряженно-деформированного состояния и приводит к значительному уменьшению его несущей способности и сокращению срока службы. Опасность воздействия агрессивных сред на материал, работающий под нагрузкой, обусловлена еще и тем, что в ряде случаев трубопроводы выходят из строя за очень короткое время [42].

Известно [43], что решение задач по обеспечению надежности сложных технических систем, к которым относятся магистральные газопроводы, связано применением математических моделей двух классов:

- вероятностно-статистических, учитывающих случайную природу возникновения дефектов либо статистику разрушения материалов и имеют смысл оценки вероятности безотказной работы, либо уровня риска;
- детерминистических, основанных на физических законах механики разрушения.

Каждый из упомянутых классов моделей имеет свои плюсы и минусы, но особенно целесообразно использовать для решения подобных задач гибридные модели, оценивающие вероятностные параметры физически детерминированных величин.

Кроме технологической нагрузки, уровень действующих напряжений зависит наличия дефектов и концентраторов напряжений в стенках трубопроводов. В процессе функционирования объектов трубопроводного транспорта величина внутренних напряжений $\sigma(x)$ будет локально увеличиваться как вследствие деградации механических свойств материалов, так и из-за роста количества и размеров дефектов, среди которых наиболее опасными являются трещины [44,45,46]. Размеры трещиноподобных, т.е. склонных к развитию дефектов, как правило, определяется прямыми измерениями. При этом целесообразно использовать в расчетах не фактическую, $T(x)$, а вероятностную (т.н. «максимально возможную») величину измеряемого показателя – длины трещины T_v^{max} , поскольку истинный размер по причине сложной формы и

ориентации трещины может значительно отличаться [46].

При определении T_v^{max} учитываются ошибка от выборочности контроля T_m и фактическое значение измеренного параметра по замерам $T(x)$

$$T_v^{max} = T(x) + T_m \quad (1.6)$$

Ошибка от выборочности контроля определяется шириной доверительного интервала, равного произведению среднего квадратичного отклонения S на коэффициент интервальной оценки k [46].

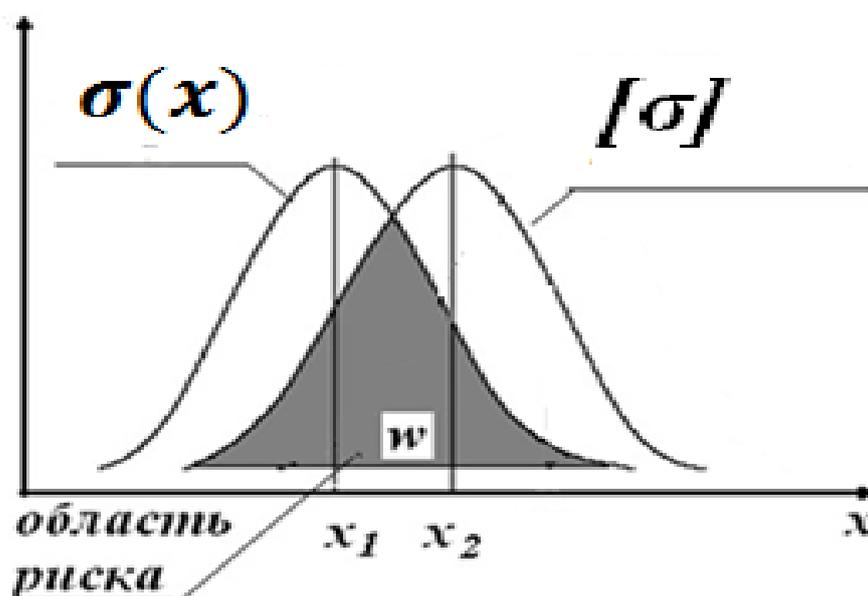
$$T_m = k * S \quad (1.7)$$

Принимая упрощенную зависимость параметра роста трещины $\sigma(x)$ от ее максимального размера T_v^{max} , получаем соотношение:

$$\sigma(x) \sim T_v^{max} K_c \quad (1.8)$$

где K_c – коэффициент, характеризующий уровень напряженно-деформированного состояния материала.

Принцип оценки надежности участков магистральных газопроводов можно проиллюстрировать графически (рисунок 1.30).



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

Рисунок 1.30 – Иллюстрация оценки надежности магистральных газопроводов с трещиноподобными дефектами

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.

Определяющими показателями в данной модели являются параметры трещиностойкости материалов и скорость роста трещиноподобных дефектов.

Принимая в соответствии работой [47], что параметр развития трещин от действия нагрузки $p(x)$ имеют нормальное распределение с параметрами: среднее значение $M\sigma$ и среднеквадратичное отклонение $S\sigma$, а трещиностойкость материалов труб (для упрощения) считать постоянной по времени параметрами $M_{[\sigma]}$ и $S_{[\sigma]}$ соответственно, правилу определения закона распределения функции случайного аргумента [48], получаем:

$$f_1(\sigma(x)) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}S_\sigma} \exp \left[-\frac{(\sigma(x) - M_\sigma)^2}{2S_\sigma^2} \right] \quad (1.9)$$

$$f_2([\sigma]) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}S_{[\sigma]}} \exp \left[-\frac{([\sigma] - M_{[\sigma]})^2}{2S_{[\sigma]}^2} \right] \quad (1.10)$$

где $f_1(\sigma(x))$, $f_2([\sigma])$ - функции распределения соответственно для $\sigma(x)$ и $[\sigma]$;

S_σ , $S_{[\sigma]}$, M_σ , $M_{[\sigma]}$, - соответственно среднеквадратичное отклонение для значений $\sigma(x)$ и $[\sigma]$ и математическое ожидание.

Разность $[\sigma] - \sigma(x)$ также будет распределена по нормальному закону $g([\sigma] - \sigma(x))$ с математическим ожиданием M_g и дисперсией D_g :

$$M_g = M_{[\sigma]} - M_\sigma \quad (1.11)$$

$$D_g = D_{[\sigma]} + D_\sigma \quad (1.12)$$

$$S_g = \sqrt{D_g} \quad (1.13)$$

где M_g , D_g , S_g - значения математического ожидания, дисперсии и среднеквадратичного отклонения разности $([\sigma] - \sigma(x))$.

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

$$P(0 < ([\sigma] - \sigma(x)) < \infty) = \int_0^\infty g([\sigma] - \sigma(x)) d([\sigma] - \sigma(x)) = \Phi \left(\frac{M_g}{S_g} \right) \quad (1.14)$$

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

Вероятность возникновения аварии H определяется соответственно:

$$H = 1 - P \quad (1.15)$$

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.

1.5 Анализ существующих способов устранения утечки газа на линейной части магистральных газопроводов

Безаварийная работа и удлинение срока службы магистральных трубопроводов в основном зависят от своевременно и качественно проведенных диагностики и капитального ремонта.

В последние годы объем капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов значительно увеличился.

Оптимальное планирование и рациональное использование материальных и технических ресурсов ремонтно-строительного производства отрасли приобретают важное значение.

Как показал количественный и качественный анализ существующей системы ремонта, эффективность капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов может быть достигнута только за счет комплексного рассмотрения оптимизационных задач по технике, технологии, организации и управлению ремонтно-строительным производством.

Успешное выполнение большого объема работ как по строительству, так и по капитальному ремонту магистральных газопроводов невозможно без внедрения наиболее целесообразной технологии и совершенной организации работ, обеспечивающих их высокие темпы. Очень важен выбор наиболее эффективной технологической схемы производства ремонтных работ с учетом имеющейся техники.

Разнообразие конструкций изоляционных покрытий и физико-механических свойств материалов, используемых в практике защиты от коррозии подземных газонефтепроводов, требует индивидуального подхода к процессу очистки поверхности трубопроводов при их ремонте в каждом конкретном случае. В связи с этим возникают проблемы, связанные с созданием новых способов и средств для снятия изоляционного покрытия различного типа.

Научно обоснованная организация определения технического состояния трубопроводов и периодическое проведение профилактических мероприятий на газопроводах позволяют прогнозировать и предупреждать преждевременный износ трубопроводов, правильно планировать проведение ремонтов,

предупреждать аварии и продлевать срок службы газопроводов.

Системный анализ производства ремонта трубопроводов показал необходимость дальнейшего совершенствования техники, технологии и организации работ как при выполнении аварийно-восстановительных работ, так и при капитальном ремонте газопроводов. Статистические данные доказывают тот факт, что после выполнения капитального ремонта участков газопровода аварийность на этих участках сводится почти к минимальным значениям. Если и появляются аварийные ситуации, то они в основном связаны с нарушением правил технической эксплуатации газопроводов [49].

Проведенные исследования показали, что в области техники и технологии капитального ремонта газопроводов имеются определенные успехи, связанные с разработкой и внедрением четкой технологической последовательности работ при комплексной механизации всех операций. Отставание в настоящее время фактических объемов работ от планируемых объемов капитального ремонта газопроводов в основном связано с недостаточным уровнем организации работ и управления ремонтно-строительным процессом.

Для создания нормальных условий функционирования газотранспортной системы необходимо решить следующие проблемы:

- 1) в процессе эксплуатации, начиная с первых дней работы газопровода, проводить комплексное обследование линейной части магистральных газопроводов с целью разработки научно обоснованной методики планирования ремонтных работ.

- 2) создать единую систему капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов, то есть комплексно рассматривать задачи, связанные с техникой, технологией, организацией и управлением ремонтно-строительным производством в целях выполнения требуемых объемов ремонтных работ при хорошем качестве.

Первая проблема на сегодня в целом решена, и для нормального функционирования системы и создания научно обоснованной методики планирования ремонтных работ требуется только лишь оснащение ряда организаций отдельными приборами и внедрение обследования газопроводов. Что касается второй проблемы, то она не нашла отражения в научно-технических и практических исследованиях, посвященных вопросам ремонта газопроводов.

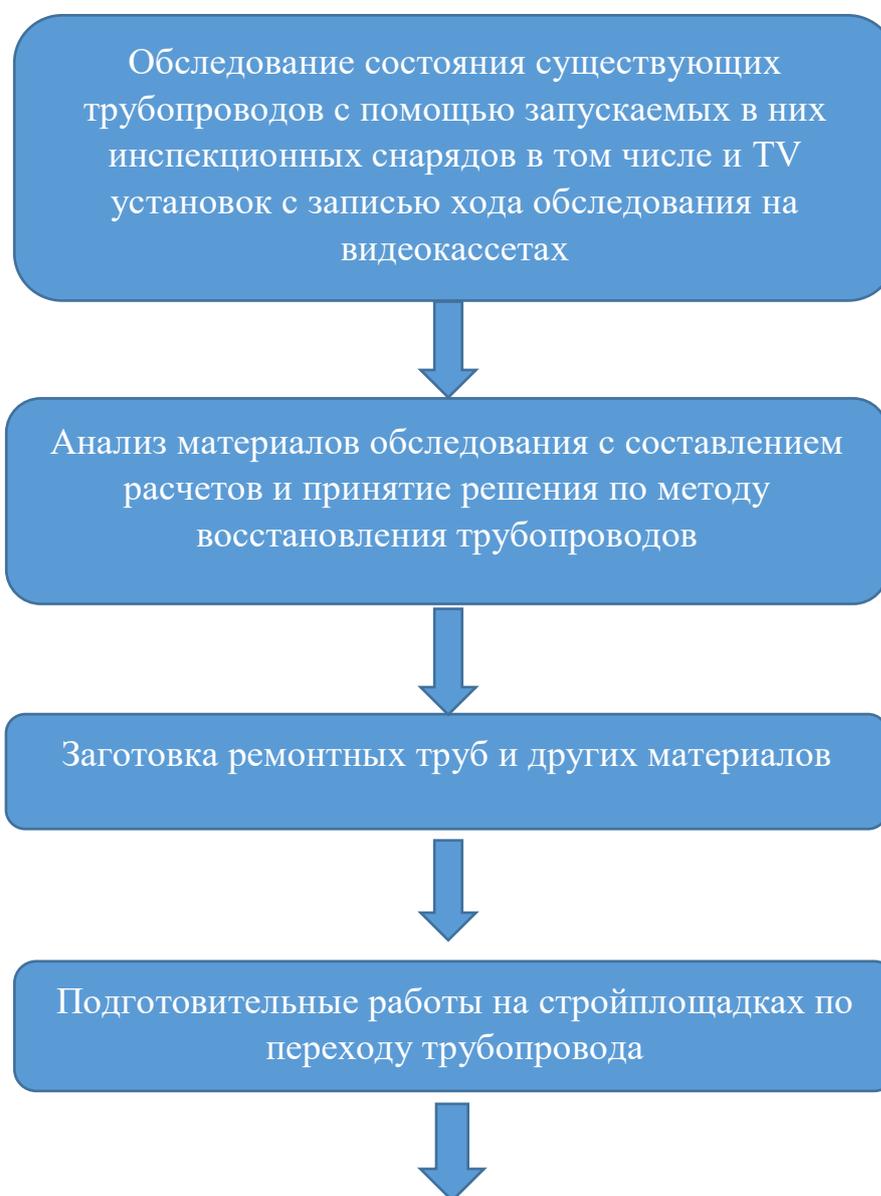
В связи с этим предлагается создание единой системы капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов. Необходимо отметить, что в газотранспортной системе создан комплекс технических средств для механизированного производства капитального ремонта газопроводов, опробовано более 20 технологических схем и выбраны оптимальные схемы производства работ, внедрен в производство ряд организационных задач, позволивших сократить сроки и затраты на выполнение ремонтных работ. В данном случае формализация задачи сводится к оптимизации системы, которая должна обеспечить максимум (минимум) функционала цели [50].

Таким образом, основным принципом организации капитального ремонта

линейной части магистральных газопроводов является комплексное рассмотрение взаимоувязанных и взаимозависимых оптимизационных задач по технике, технологии, организации и управлению ремонтно-строительных производством.

Капитальный ремонт магистральных газопроводов включает проведение комплекса ремонтно-строительных работ с целью восстановления проектных характеристик линейной части эксплуатируемого газопровода в плановом порядке на основе специально разработанной проектно-сметной документации. Поэтому капитальный ремонт на действующих газопроводах следует рассматривать как процесс восстановления основных фондов, направленный на обеспечение срока службы газопроводов.

Типовая технологическая последовательность производства работ, обычно предлагаемая фирмами следующая:



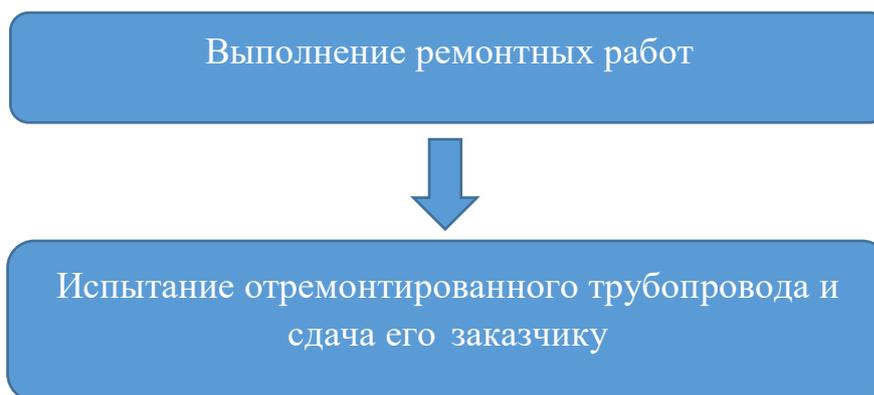


Рисунок 1.31 - Типовая технологическая последовательность производства работ

Прежде всего, представляется необходимым провести анализ существующих методов ремонта газопроводов.

Применяемые за рубежом технологии ремонта трубопроводов наряду с комплексным решением всех его проблем обеспечивают экономичное производство отдельных его этапов.

С 1992 компания «British Gas» успешно использует разработанную ею технологию ремонта подземных газопроводов без вскрытия траншей. Для ремонта применяют эластичную оболочку, предварительно заполняемую эпоксидным адгезивом. По мере протаскивания такой оболочки внутри ремонтируемого трубопровода она выворачивается наизнанку, в результате чего адгезив, после своей полимеризации, обеспечивает прочное сцепление оболочки со стенками трубопровода. За время применения этой технологии в полевых условиях отремонтировано более 1250 км трубопроводов различных диаметров, в том числе нефтепроводов диаметром от 254 до 1067 мм и высоконапорных газопроводов диаметром от 152 до 508 мм.

Ввиду сложности использования комплексных технологий ремонта трубопроводов более широкое распространение могут найти различные способы ремонта дефектов труб, а также совершенствование устройств, применяемых в ремонте.

Отечественные и зарубежные изобретатели предлагают более совершенные устройства и механизмы:

1) приспособление для ликвидации свищей на магистральном трубопроводе без снижения в нем давления газа;

2) устройства для обнаружения и определения местоположения подземных трубопроводов;

3) приемо-передающее устройство излучает и принимает сигнал, отраженный от подземных объектов. При этом характеристики сигнала зависят от динамических характеристик объекта. Это позволяет после обработки отраженного сигнала в аналитическом блоке не только обнаруживать, но и

идентифицировать объект. Зрительная информация о результатах обработки выдается на дисплей;

4) устройство для вскрытия и извлечения трубопровода из траншеи;

5) агрегат для вскрытия, подкопа и удаления грунта из-под трубопровода, который позволяет повысить производительность путем сокращения технологических операций и землеройной техники, а также расширения возможностей агрегата;

6) устройство для подъема в траншее участка трубопровода при его ремонте;

7) комплекс для демонтажа подземного трубопровода, который включает в себя тяговое устройство, соединенное с ним буксиром, размещенное на дне траншеи под трубопроводом, средство очистки трубопровода и трубоподъемное устройство. Использование комплекса эффективно практически для любых категорий грунтов и позволяет значительно снизить энергозатраты за счет снижения несущей способности грунта на извлекаемом участке трубопровода. Кроме того, комплексное воздействие на подземный трубопровод позволяет извлекать его без появления в стенке трубы опасных напряжений от изгиба в грунте, что способствует повторному использованию извлеченных труб и получению экономии труб; устройство для аварийного перекрытия трубопровода, которое при ремонте позволит повысить надежность за счет введения в его конструкцию подпружиненных направляющих запорного клапана, обходного канала, плунжера с круговой проточкой, фиксатора, защелки и кнопки возврата плунжера в исходное состояние. Таким образом, значительно уменьшаются потери перекачиваемого по трубопроводу продукта;

8) надувную заглушку, предназначенную для перекрытия трубопроводов больших диаметров;

9) установку для очистки наружной поверхности трубопроводов от противокоррозионной изоляции движением с большой скоростью цепей, охватывающих наружную поверхность трубопровода;

10) утяжелитель трубопровода, устанавливаемый на трубопроводе путем фиксации за счет упругой деформации стенок, предназначенный для ремонта в сложных условиях обводненных грунтов. Обладает незначительной массой, достаточной прочностью, компактно пакетируется, что существенно упрощает транспортировку и установку на трубопровод.

Эти устройства, наряду с более совершенным исполнением, являются также более технологичными, а если объединяют несколько технологических операций позволяют совершенствовать весь технологический процесс.

Применение современных средств диагностики повреждений позволяет выявлять очаги повреждений трубы и обуславливает проведение своевременного выборочного ремонта. Более экономичным является ремонт без остановки перекачки.

К основным методам и техническим средствам выборочного ремонта относятся:

- 1) зачистка или наплавка при поверхностных дефектах глубиной до 10-12% от толщины стенки;
- 2) механические зажимы для устранения сквозных дефектов;
- 3) стальные полумуфты и заплаты в случаях, когда опасность аварии невелика;
- 4) лупинги с их врезкой в действующий трубопровод под давлением;
- 5) укрепляющие муфты с продольным швом и герметичные муфты с кольцевым угловым швом;
- 6) муфты из высокопрочной ленты композитного материала на основе стекловолокна, наматываемые с натяжением на место дефекта трубы - метод фирмы Clock Spring (рисунок 1.32) [51].

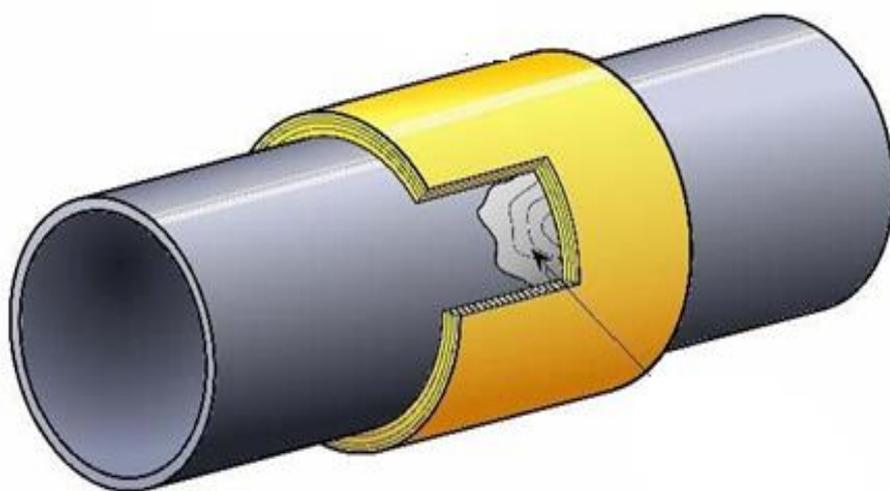


Рисунок 1.32 - композитная ремонтная муфта Clock Spring

Наряду с современными устройствами и развитию выборочного ремонта могут способствовать многие новые средства, облегчающие ликвидацию локальных повреждений и обеспечивающие защиту трубопроводов в поврежденных местах. Шпаклевка представляет собой быстросхватывающуюся металлическую пасту, которая может заполнять трещины, каверны, выбоины, приводить в нужное состояние, восстанавливать трубы, прочно склеивать разнородные металлы, образуя липкий слой на правильно подготовленных поверхностях. После 30 мин выдержки при 22 градусах по Цельсию, образовавшийся ударостойкий и износостойкий материал может подвергаться сверлению, нарезке и поверхностной обработке.

Проведение ремонтов обычно связано с большими затратами времени и средств. В случаях, когда по техническим условиям эксплуатация трубопровода может быть приостановлена, дефектный или поврежденный участок должны быть заменены. Вырезка и замена поврежденной секции трубопровода обуславливает вывод его из эксплуатации, приостановку перекачки продукции и

слив продукции из отсеченного поврежденного участка, лишь после этого начинаются практические ремонтные работы.

Вварка новой секции трубопровода должна производиться квалифицированным сварщиком, после чего сварные швы должны быть сертифицированы и проведена их инспекция методами неразрушающего контроля. Наконец, на новую секцию должно быть нанесено защитное покрытие.

Все эти операции требуют больших затрат времени и приводят к финансовым убыткам вследствие прекращения поступления продукции к потребителям и прямой ее потери в объеме, равном объему отсеченного участка.

При других методах ремонта, например, наварке полумуфт поверх дефекта или повреждения, возникают дополнительные проблемы, связанные с водородным трещинообразованием под напряжением или возникновением остаточных напряжений после сварки.

Тем не менее эти методы успешно используются в течение многих лет в трубопроводном транспорте, хотя их реализация и связана с определенными трудностями.

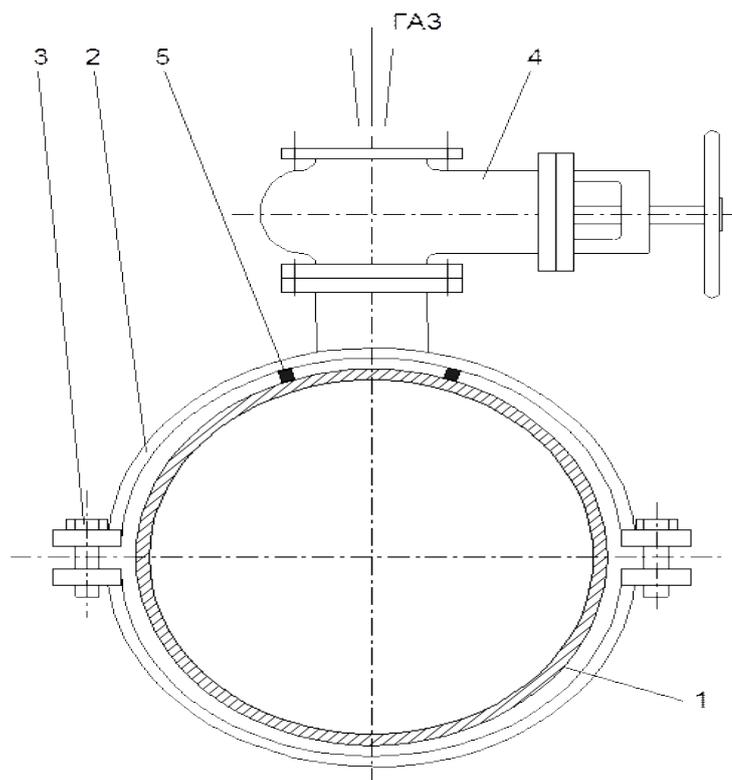
Если трубопровод не может быть выведен из эксплуатации, то оперативным и экономически оправданным средством ремонта дефектов трубопроводов являются муфты.

Одним из современных методов ремонта трубопроводов, принятых в мировой практике, является метод с использованием сварных полноохватывающих муфт. В этом случае ремонт дефектов трубопровода проводят без остановки перекачки продукта.

Установка напряженных кольцевых муфт на дефектные участки труб действующего газопровода приводит к понижению кольцевых напряжений в трубе под муфтой. Разгрузка основной трубы в месте дефекта значительно замедляет или приостанавливает рост дефектов, а сама муфта, увеличивая суммарную толщину металла, дополнительно повышает сопротивление трубопровода расширению в районе дефекта за счет сдерживания деформаций. По зарубежным нормам такое муфтование считается капитальным ремонтом трубопроводов на весь последующий срок его эксплуатации без замены.

Для безопасного проведения подготовительных и ремонтных работ при ликвидации свищевых и коррозионных повреждений, а также поверхностных дефектов металла труб действующих газопроводов без остановки перекачки газа Всесоюзным научно-исследовательским институтом природных газов разработан и успешно испытан ряд специальных устройств [52].

Одним из таких является устройство для заделки свищей типа УЗС-01 для ремонта свищевых отверстий диаметром до 14 мм, расположенных на верхней половине сечения трубы.



1 – опорная подмуфта; 2 – герметизирующая полумуфта; 3 – болты; 4 – задвижка (кран); 5 – уплотняющее кольцо

Рисунок 1.33 - Ремонтная муфта

Ремонтная муфта, представленная на (рисунок 1.33) состоит из двух полумуфт: опорной и герметизирующей. Полумуфты одеваются на трубу и соединяются вдоль продольной образующей при помощи болтов. Герметизирующая полумуфта снабжена краном для свободного выхода газа во время установки муфты и уплотняющего кольца. Кроме того, на обеих полумуфтах вдоль радиальных и продольных образующих в специальном пазе установлен уплотнительный шнур, который позволяет исключить возможность повреждения стенки трубопровода при установке муфты, и герметизирует поверхность трубы под муфтой.

При монтаже полумуфты располагаются таким образом, чтобы дефектное место оказалось внутри уплотняющего кольца герметизирующей полумуфты. При этом кран должен быть полностью открыт. После равномерной затяжки болтов, расположенных на продольных образующих, кран перекрывается, нейтрализуя дефект.

В случае если после затяжки болтов и перекрытия крана из-под радиальных и продольных образующих полумуфт продолжается утечка газа, затяжные болты должны быть ослаблены, кран открыт, и положение уплотняющего кольца муфты уточнено. После чего процесс фиксации повторяется.

Британская корпорация «British Gas» предлагает метод ремонта

трубопроводов, основанный на использовании муфт специальной конструкции. После проведения ультразвуковой дефектоскопии и картирования коррозионных повреждений ремонтные муфты прихватываются сваркой. Кольцевое пространство между муфтой и наружной поверхностью трубопровода заполняется эпоксидной смолой. Муфты устанавливаются без остановки перекачки продукта. Они могут использоваться для ремонта нефтепроводов и газопроводов.

С 1992 г. корпорация использует описанный метод в Омане для ремонта и восстановления трубопроводов различных категорий разного диаметра, общей протяженностью более 1260 км, в том числе нефтепроводов диаметром от 254 до 1066 мм. Установки для ремонта были поставлены фирмой «Willbros Omani». По прямому контракту корпорация «British Gas» обеспечила техническую помощь по установке муфт, проверке качества установки и сертификации каждой муфты. Первоначальный контракт с фирмой «Willbros Omani» представлял собой фактически программу испытаний.

До 1992 г. все ремонты трубопроводов в Омане осуществлялись обычным путем - вырезкой и заменой дефектных секций трубопроводов и наваркой поверх дефектов стальных накладок (полумуфт). Накопленный опыт проведения таких ремонтных работ показал, что целесообразно применять другой метод, при котором не происходит проникновения в полость трубопровода в процессе сварочных работ - менее дорогостоящий, практичный и эффективный.

Первоначальная оценка серьезности и характеристик дефектов всех трубопроводов, которые подлежали ремонту, была выполнена заказчиком на основе данных внутритрубной дефектоскопии. Заказчик - фирма «Willbros Omani» представила перечень критических коррозионных дефектов. В соответствии с этим перечнем было произведено вскрытие траншеи в требуемых точках трассы. После удаления покрытия провели дополнительную оценку дефектов уже с привлечением специалистов корпорации «British Gas». Такая дополнительная оценка дефектов выполнялась с использованием ультразвукового дефектоскопа, соединенного со сканирующим устройством и компьютером. Получаемая в графической форме информация характеризует в цвете толщину стенки трубопровода в зоне дефекта, независимо от того, наружный это дефект или внутренний. Работы по картированию коррозионных повреждений и ультразвуковой дефектоскопии были выполнены специализированной фирмой «Sonomatic» по субконтракту «Willbros Omani».

После картирования коррозионных повреждений бригадами фирмы «Willbros Omani» ремонтные муфты были прихвачены сваркой. После заливки эпоксидной смолы в кольцевое пространство вновь подключили систему катодной защиты и муфту покрыли защитным покрытием.

Разработчиками также предлагаются и опубликованы результаты испытаний двух видов муфт: муфты, просто охватывающие место дефекта, и герметичные муфты, охватывающие место дефекта с герметизацией концов с помощью сварки кольцевыми фланговыми швами.

Для изоляции сварных стыков труб используются термоусаживающиеся манжеты.

Для изоляции сварных стыков труб с заводским покрытием в полевых условиях термоусадочные изделия должны обладать высокой скоростью усадки при минимально допустимой температуре нагрева металла в зоне стыка. Это обусловлено тем, что погодные условия оказывают большое влияние на требуемое время нагрева сварного стыка. В частности, при скорости ветра выше 4 м/с, окружающей температуре ниже минус 5 прогрев изолируемой зоны до 120-150 уже представляет определенные трудности. С целью снижения теплоотвода и времени усадки манжет в таких условиях рядом зарубежных фирм предлагается использовать защитную палатку. Однако работать с газовыми горелками в такой палатке неудобно, а установка ее в зоне проведения изоляционных работ требует дополнительных затрат времени. Поэтому применение такой палатки должно быть ограничено только крайне суровыми погодными условиями (осадки, ветер более 10 м/с, температура ниже минус 20, в остальных случаях материал термоусадочного изделия должен обеспечивать быструю и качественную изоляцию зоны сварного стыка (в пределах 20-30 мин, включая время на нагрев сварного стыка) и при этом требуемый уровень защитных свойств.

Одним из направлений решения этой проблемы является снижение минимальной требуемой температуры нагрева зоны сварного стыка. Зарубежными ведущими производителями термоусаживающихся манжет, предлагаются различные конструкции манжет, обеспечивающие формирование адгезии при температурах от 60 до 100 градусов по Цельсию. Так, японская фирма «UBE Industries», являющаяся одним из ведущих производителей полиэфирных материалов и имеющая опыт производства традиционных термоусаживающихся манжет с адгезивом плавкого типа, достигает эффекта снижения минимальной температуры предварительного нагрева сварного стыка за счет использования композиции для клеевого подслоя с более низкой температурой плавления 70-80 по сравнению с 90-100 в манжетах "Single Shrink", выпускавшихся этой фирмой ранее.

Еще одной альтернативой ремонта действующего трубопровода является ремонт с применением патрубков, заполненных смолой.

Технология ремонта трубопроводов с помощью патрубков, заполняемых эпоксидной смолой, была разработана компанией «British Gas». Она отвечает требованиям владельцев трубопроводов к системам ремонта, которые полностью восстанавливают целостность трубопровода безопасным и экономичным способом.

Технические условия компании предусматривали создание надежной универсальной системы, которая навсегда исправляла бы следующие дефекты:

- 1) потери металла и трещины любой длины, максимальная глубина которых составляет 90%, а средняя глубина - 80 % от толщины стенки;
- 2) вмятины глубиной до 9 % от диаметра трубы и связанные с ними потери

металла и (или) трещины до 12 % от толщины стенки;

3) потери металла в кольцевом сварном шве или трещины до 60 % от длины окружности трубы.

Система может быть установлена на работающих при высоком давлении газопроводах, нефтепроводах и продуктопроводах.

Способы внутритрубного ремонта трубопроводов делятся на несколько основных категорий, некоторые из которых включают достаточно широкую гамму методов, разработанных и рекламируемых отдельными компаниями или группами компаний, хотя зачастую методы ремонта в пределах одной категории или подгруппы принципиально мало отличаются друг от друга. В частности, к ним относятся:

- заполнение нарушенных зон в теле трубопровода жидкими строительными растворами (метод Grouting) на базе цементов и химических соединений типа акриламида или его заменителей, полиуретана и др.;

- обновление внутренней поверхности трубопровода путем введения в него через люки или камеры специальных пропитанных смолами гибких рукавов с последующей их вулканизацией после подачи в рукав пара или горячей воды (метод CIPP, имеющий наибольшее распространение в этой категории и известный у нас как метод «чулка»);

- протаскивание (скольжение) ремонтного трубопровода меньшего диаметра внутри существующего трубопровода с последующим заполнением зазора между старым и новым трубопроводом строительным раствором (метод Sliplining). При этом используются, как правило, бесшовные полиэтиленовые трубы типа, обладающие хорошими прочностными и антикоррозионными свойствами. Разновидностью этого метода является последовательная подача или протаскивание коротких труб, изготавливаемых из различных материалов – полиэтилена, стекловолокна, стали и др. Эти трубы свариваются между собой по торцам, образуя новый трубопровод внутри ремонтируемого. В этом варианте также используется нагнетание раствора между трубопроводами. Чтобы избежать нагнетания, разработаны и используются многочисленные варианты модернизации метода Sliplining, основанные на способности пластмассовых труб временно деформироваться под воздействием различных вариантов нагрузок. Таким образом, в момент ввода новый трубопровод имеет меньший наружный диаметр, а после установки расширяется до плотного прилегания к стенкам существующего трубопровода. При этом, однако, не происходит склеивания поверхностей обоих трубопроводов, как при методе CIPP;

- метод «разрушения», когда существующий трубопровод разрушается ударным или режущим инструментом и при этом одновременно за разрушающей головкой по существующей скважине затягивается новый трубопровод равного или большего диаметра;

- метод формирования нового трубопровода внутри ремонтируемого путем спиральной навивки (машинным способом) различных профилированных материалов, образующих новую трубу с гладкой внутренней поверхностью и ребристой наружной. Кольцевой зазор между трубопроводами заполняет строительным раствором [53].

Интерес для выполнения различных видов ремонта, в том числе и массового, представляет использование композитных материалов.

Природа взаимодействия полимеров с частицами измельченных металлов состоит в обволакивании их полимерами, которые образуют сложные полимерные цепи, обеспечивая высокую адгезию композитов. Нанося пастообразные композиты на металлы, пластмассы, керамические изделия, за счет адгезивных свойств удастся герметизировать повреждения, нарастить изношенный металл, ликвидировать коррозионные и эрозионные дефекты. После отвердевания высоконаполненные композиты приобретают основные свойства металлов - цвет, структуру, возможность механической обработки - шлифовки, фрезеровки, сверления, полирования, нанесения различных покрытий. При этом материалы приобретают новые качества, главное из которых – антикоррозионное свойство.

Успешно использовались композитные материалы на газовых объектах. На Острогужской компрессорной станции таким способом были ликвидированы 30 свищей в зимних условиях при снижении давления до 0,4 МПа. «Сургутнефтегаз» использовал композитные материалы при ликвидации свищей на узлах замера без остановки работы в течение полутора часов.

Для нанесения композитов требуется элементарная подготовка поверхности металла. Холодное наложение композитов позволяет выполнять работы на действующих трубопроводах в условиях полной пожарной безопасности. Нанесенные композиты не подвержены коррозии. При отвердении композитных материалов в нанесенной ремонтной массе не возникает внутренних напряжений. Простота и технологичность ремонтов позволяют проводить их сразу после обнаружения дефектов и вскрытия трубопроводов [54].

Выводы по разделу 1

Проведенный анализ газотранспортной системы страны показал, что данная отрасль в нашей стране динамично развивается, но в то же время находится под большой нагрузкой, не редки случаи аварийности в данном секторе. Возможен выход из строя отдельной части или целого комплекса, что приводит к значительным финансовым затратам. При крупных авариях происходит загрязнения окружающей среды, а также не исключены случаи нанесения вреда здоровью или даже летального исхода обслуживающего персонала. Все перечисленные последствия необходимо максимально минимизировать, а аварийные ситуации в идеальном случае предугадывать и

исключать, увеличивая надежность транспортировки газа.

В проанализированных отчетах явно прослеживается тот факт, что наиболее частыми причинами, вызывающими аварии на газопроводах, являются: внешнее механическое воздействие, коррозия, а также технические ошибки, такие как брак в материале и оборудовании. Повреждения и негерметичность из-за коррозии вызвана различными причинами. С одной стороны, она вызывается воздействием транспортируемой среды (внутренняя коррозия), с другой стороны - воздействием внешней среды (внешняя коррозия). На основании актов технического расследования аварий разрушившихся газопроводов, принадлежащих АО «ИнтергазЦентральнаяАзия» было выяснено, что большинство газопроводов Казахстана подвержены КРН. Данному виду дефектов уделено особое внимание и приведены формулы, по которым можно оценить расчетные значения надежности, как вероятности аварии либо безотказной работы участков магистральных газопроводов.

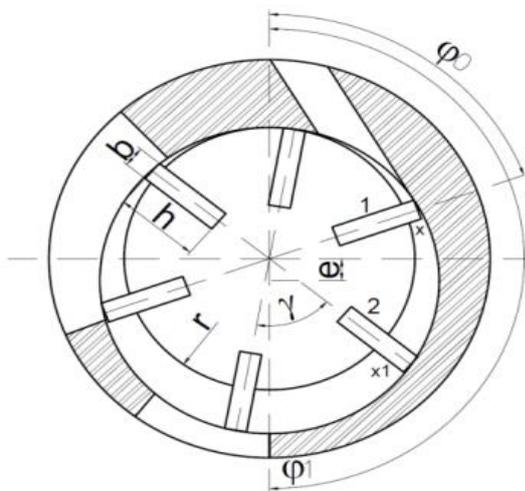
Основываясь на отчетах по авариям, можно установить, что существуют пять различных видов утечек. Базируясь на этих данных, принимая во внимание вид и размер утечек, была сделана одна общая классификация утечек по причинам возникновения аварии.

Проанализированы существующие на сегодняшний день способы ликвидации утечек на магистральных газопроводах и обозначены недостатки данных методов.

2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Обоснование применения детандерных устройств для моделирования утечек газа из газопроводов в нестационарных условиях

Так как оценка газодинамических параметров при утечках связана с работой расширения (т.е. редуцирования), то при моделировании утечек можно ее ассоциировать с работой газа в замкнутых камерах, и все теоретические и практические изыскания были проведены на примере пластинчатого детандера (рисунок 2.1), который был выбран исходя из высоких показателей соотношения мощность/вес, степени расширения, простоты конструкции и возможности безмасляной работы [56,57].



1. рассматриваемая лопатка №1; 2. рассматриваемая лопатка №2; φ_0, φ_1 – угол конца зоны нагнетания и начала зоны выхлопа; e – эксцентриситет; r – радиус ротора детандера; γ – угол между двумя соседними лопатками; b, h – толщина и высота лопатки

Рисунок 2.1 – Поперечный разрез пластинчатого детандера

Для составления математической модели процесса утечки газа с применением аппарата описания редуцирования в нестационарных условиях была проанализирована работа газа внутри детандера и составлен алгоритм перехода замкнутых между рабочими лопатками объемов газа через зоны нагнетания – расширения – выхлопа, представленный в виде логических условий (рисунок 2.2) [58-61].

На рисунке 2.1: во время поворота ротора на угол γ от лопатки 1 будут действовать: момент нагнетания газа из магистрали и «часть» момента сопротивления (сопротивление 1) в конце ее поворота. Одновременно с этим от лопатки 2 будут действовать: момент расширения газа в замкнутой области между лопатками 1 и 2 и «другая часть» момента сопротивления (сопротивление 2). Оба момента от лопатки 2 действуют только до поворота лопатки 2 в точку

φ_1 , т.к. в точке φ_1 камера между лопатками 1 и 2 начинает сообщаться с выхлопом [62].

Описанные выше действия моментов (давлений) будут повторяться каждый поворот на $\gamma = 60^\circ$, что и показано на рисунке 2.2 при помощи счётчика повторов n . Кроме того, начальные значения физических величин каждого последующего поворота будут равны конечным значениям этих величин предыдущего поворота, эти переходы начальных значений показаны стрелочками.

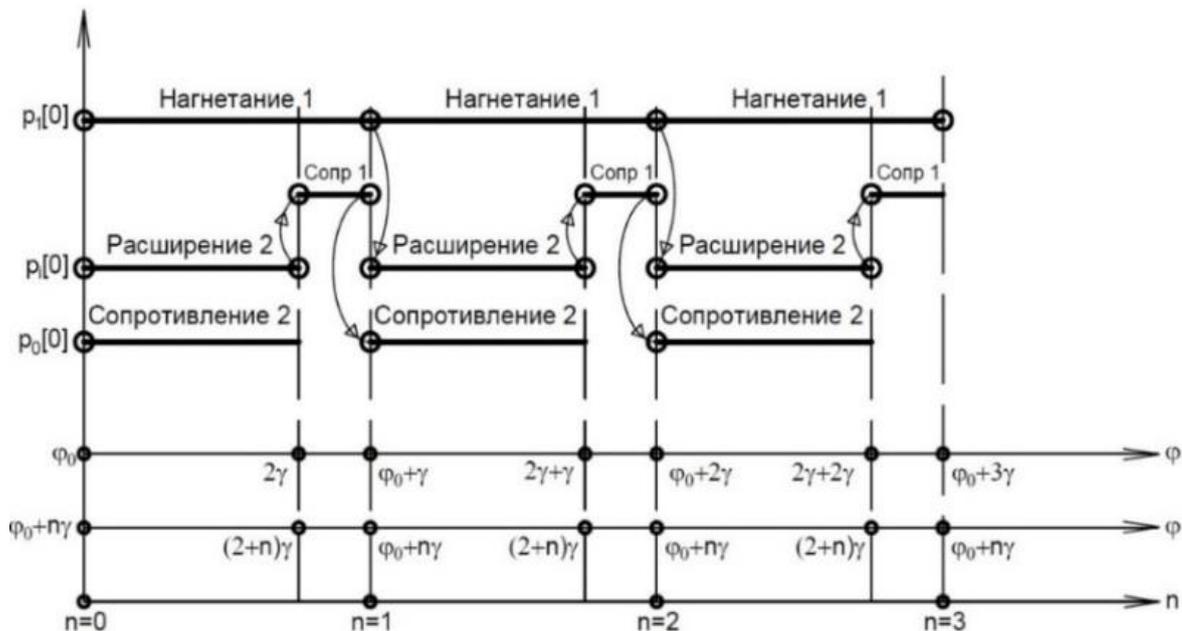


Рисунок 2.2 – Периоды действия моментов (давлений)

Основные дифференциальные уравнения были выведены из уравнений Лагранжа 2-ого рода и первого закона термодинамики [62, 63].

Принятые в системе уравнений (1.16) обозначения: p_n, p_p, p_v – давление природного газа соответственно в камерах нагнетания, расширения и выхлопа детандера; T_n, T_p, T_v – температуры природного газа соответственно в камерах нагнетания, расширения и выхлопа детандера; G_n, G_v – массовые расходы нагнетания природного газа в детандера и из него; Z_n, Z_p, Z_v – сжимаемости природного газа соответственно в камерах нагнетания, расширения и выхлопа; V_n, V_p, V_v – объемы соответственно камер нагнетания, расширения и выхлопа; k – показатель адиабаты природного газа; R – индивидуальная газовая постоянная природного газа; c_v – удельная массовая теплоемкость природного газа при постоянном объеме; I_n – приведенный момент инерции ротора детандера; ω – частота вращения ротора детандера; l – ширина рабочей лопатки детандера; x, x_1 – высоты выступов из ротора соответственно лопатки №1 и №2; r_0 – радиус ротора детандера; z – количество лопаток; μ – коэффициент трения скольжения лопаток о статор; m_l – масса одной лопатки; $\rho_{цт}$ – радиус центра тяжести

лопатки; x_{cp} – среднее значение высоты выступа лопаток из ротора за оборот; M_c – момент сопротивления вращению [60,63,64].

В систему (1.16) основных дифференциальных уравнений входят:

- 1) уравнение вращения ротора детандера;
- 2) уравнения состояния газа в различных полостях;
- 3) уравнение преобразованной интегральной составляющей закона регулирования;
- 4) уравнение высоты выступа лопатки;
- 5) уравнение изменения объёмов камер детандера;
- 6) формула расчёта коэффициентов сжимаемости;
- 7) массовые расходы газа.

$$\left\{ \begin{aligned} In \frac{d\omega}{dt} &= p_H l x \left(r_0 + \frac{x}{2} \right) + p_p l (x_1 - x) \left(r_0 + x + \frac{x_1 - x}{2} \right) - p_B l x_1 \left(r_0 + \frac{x_1}{2} \right) - \\ &\quad - z \cdot \mu m_{л} \rho_{цт} \cdot \omega^2 (r + x_{cp}) - M_c; \\ \frac{dp_H}{dt} &= \frac{kRT_H z_H}{V_H} G_H - \frac{p_H (Rz_H + c_v)}{V_H c_v} \frac{dV_H}{dt} + \frac{p_H}{z_H} \frac{dz_H}{dt}; \\ \frac{dp_p}{dt} &= \frac{p_p}{z_p} \frac{dz_p}{dt} - \frac{p_p (Rz_p + c_v)}{V_p c_v} \cdot \frac{dV_p}{dt}; \\ \frac{dp_B}{dt} &= \frac{p_B}{z_B} \frac{dz_B}{dt} - \frac{kRT_B z_B}{V_B} G_B - \frac{p_B (Rz_B + c_v)}{V_B c_v} \frac{dV_B}{dt}; \\ \frac{dT_H}{dt} &= \frac{(kT_M - T_H) z_H R T_H}{p_H V_H} G_H - \frac{z_H R T_H}{c_v V_H} \frac{dV_H}{dt}; \\ \frac{dT_p}{dt} &= - \frac{z_p R T_p}{c_v V_p} \frac{dV_p}{dt}; \\ \frac{dT_B}{dt} &= - \frac{(k+1) z_B R T_B^2}{p_B V_B} G_B - \frac{z_B R T_B}{c_v V_B} \frac{dV_B}{dt} \end{aligned} \right. \quad (1.16)$$

Представленный метод расчета позволяет проследить изменение газодинамических параметров газа в каждый момент прохождения им детандера объемного типа (рисунок 2.3).

Таблица 2.1– Исходные данные для моделирования [55,57]

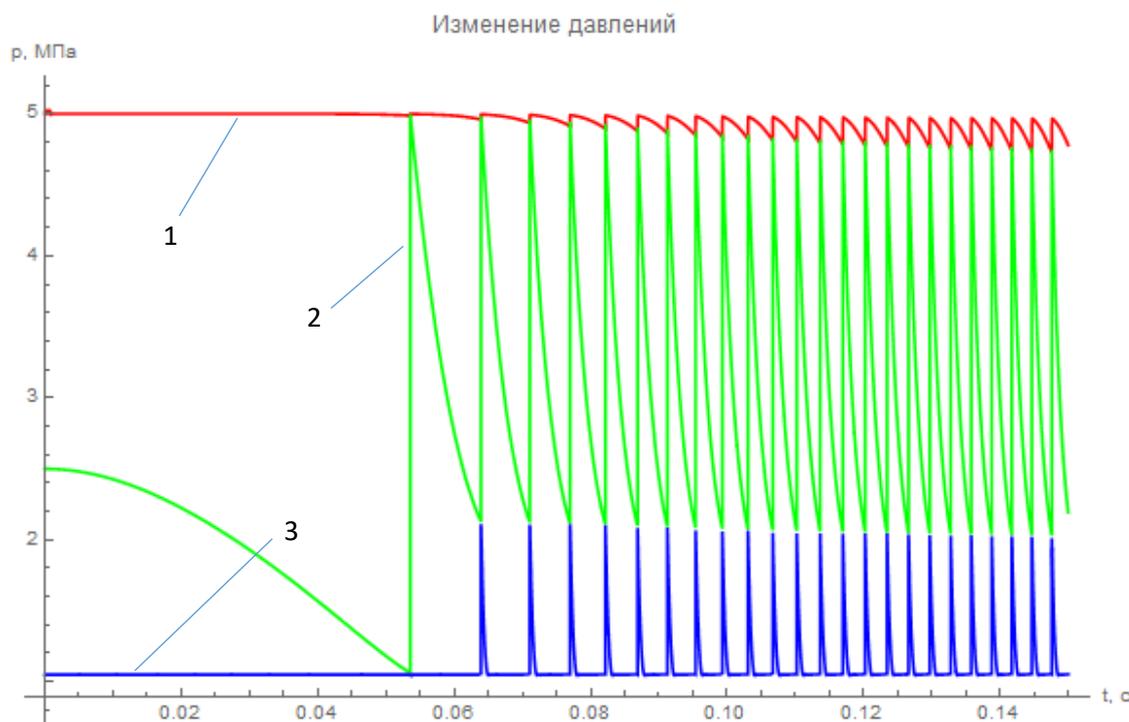
Параметр	Обозначение	Величина	Единица измерения
1	2	3	4
радиус ротора детандера	r_0	0,02	м
эксцентриситет ротора относительно статора	e	0,00328	м

Продолжение таблицы 2.1

1		2	3	4
внутренний радиус статора		r_1	0,0233	м
количество лопаток детандера	для проверки адекватности модели	Ψ	5	штук
	для моделирования		6	
длина лопатки		l	0,05	м
высота лопатки		h_l	0,0131	м
толщина лопатки		b_l	0,005	м
угол между соседними лопатками	для проверки адекватности модели	γ	1,0472	радиан
	для моделирования		1,25664	
угол конца зоны нагнетания	для проверки адекватности модели	φ_0	1,0472	радиан
	для моделирования		1,25664	
плотность материала лопатки		ρ_l	1300	кг/м ³
коэффициент трения лопаток о статор		σ	0,2	б/р
коэффициент поправки величины силы трения скольжения по результатам эксперимента		-	0,575	б/р
показатель адиабаты	воздуха	k	1,4	б/р
	природного газа		1,3	
индивидуальная газовая постоянная	воздуха	R	287	Дж/кг·К
	природного газа		520	
теплоемкость при постоянном давлении	воздуха	c_p	1005	Дж/кг·К
	природного газа		3200	
плотность газа при стандартных условиях	воздуха	$\rho_{ст}$	1,2	кг/м ³
	природного газа		0,73	
кинематическая вязкость газа при стандартных условиях	воздуха	$\nu_{ст}$	$15,06 \cdot 10^{-6}$	Па · с
	природного газа		$14,3 \cdot 10^{-6}$	
КПД детандера		η_d	0,85	%
коэффициент утечек детандера		K_y	0,65	б/р
температура газа на входе в ПРГ		T_1	293	К
атмосферное давление		$P_{н.у}$	100000	Па
площадь сечения впускного канала		f_n	0,00008	м ²
площадь сечения выхлопного канала		f_b	0,00008	м ²
коэффициент местного сопротивления выхлопного канала		ξ_b	20	б/р

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4
полное проходное сечение регулирующего клапана	$f_{рк}$	0,000176	m^2
время полной перестановки клапана	-	17	с
коэффициент расхода через клапан	$\mu_{рк}$	0,8	б/р
внутренний диаметр трубопровода потребителей	$d_{п}$	0,05	м



1 – изменение давления в зоне нагнетания; 2 – изменение давления в зоне расширения; 3 – изменение давления в зоне выхлопа

Рисунок 2.3 – Полное изменение давления в ДГА во время его разгона

Кроме этого, было обосновано применение математической модели с учетом применения пропорционально-интегрального закона регулирования в различных вариантах стабилизации:

- поддержание давления на выходе из трубопровода газа p_2 непосредственно при помощи детандера объемного типа и системы его регулирования;
- поддержание давления на выходе газа из трубопровода p_2 при помощи штатного регулятора давления с его предварительным понижением в детандере, частота вращения ротора которого поддерживается постоянной.

Дополнительно введенные в системе уравнений (1.17) обозначения: p_{pc} , z_{pc} , T_{pc} – давление, сжимаемость и температура газа после воссоединения потоков, прошедших через детандер и регулирующий клапан; V_{pc} – объем зоны воссоединения потоков; G_{pk} – массовый расход газа через регулирующий клапан; $G_{п}$ – массовый расход газа через трубопровод потребителей; $P(t)$ и $I(t)$ – пропорциональное и интегральное звенья закона регулирования; s – величина ступенчатого изменения отбора газа потребителями (возмущение) [64-68].

$$\left\{ \begin{aligned}
 In \frac{d\omega}{dt} &= p_H l x \left(r + \frac{x}{2} \right) + p_p l (x_1 - x) \left(r + x + \frac{x_1 - x}{2} \right) - p_B l x_1 \left(r + \frac{x_1}{2} \right) - \\
 &\quad - z \cdot \mu m_{л} \rho_{цт} \cdot \omega^2 (r + x_{cp}) - M_c; \\
 \frac{dp_H}{dt} &= \frac{k}{V_H} \left(RT_M G_M - p_H \cdot \frac{dV_H}{dt} \right); \\
 \frac{dp_p}{dt} &= \frac{p_p}{z_p} \frac{dz_p}{dt} - \frac{p_p (Rz_p + c_v)}{V_p c_v} \cdot \frac{dV_p}{dt}; \\
 \frac{dp_B}{dt} &= \frac{p_B}{z_B} \frac{dz_B}{dt} - \frac{kRT_B z_B}{V_B} G_B - \frac{p_B (Rz_B + c_v)}{V_B c_v} \frac{dV_B}{dt}; \\
 \frac{dp_{pc}}{dt} &= \frac{p_{pc}}{z_{pc}} \frac{dz_{pc}}{dt} + \frac{z_{pc} R k}{V_{pc}} (T_B G_B + [P(t) + I(t)] T_{pk} G_{pk} - T_{pc} G_{п}) \\
 \frac{dI}{dt} &= K_i [p_{п}(t) - p_0] \\
 \frac{dT_H}{dt} &= \frac{(kT_M - T_H) z_H R T_H}{p_H V_H} G_H - \frac{z_H R T_H}{c_v V_H} \frac{dV_H}{dt}; \\
 \frac{dT_p}{dt} &= - \frac{z_p R T_p}{c_v V_p} \frac{dV_p}{dt}; \\
 \frac{dT_B}{dt} &= - \frac{(k+1) z_B R T_B^2}{p_B V_B} G_B - \frac{z_B R T_B}{c_v V_B} \frac{dV_B}{dt} \\
 \frac{dT_{pc}}{dt} &= \frac{z_{pc} R T_{pc}}{p_{pc} V_{pc}} \left((kT_B - T_{pc}) G_B + (kT_{pk} - T_{pc}) G_{pk} - (k-1) T_{pc}^2 s \cdot G_{п} \right)
 \end{aligned} \right. \quad (1.17)$$

В качестве возмущения создавалось ступенчатое изменение величины отбора газа потребителями в s – раз.

Полный код решения математической модели представлен в приложении А. Проверка адекватности математической модели представлена в приложении Б.

2.2 Экспериментальная установка

Экспериментальные данные были получены на базе установки, имеющей в своей основе регулируемый детандер объёмного типа (рисунок 2.4).

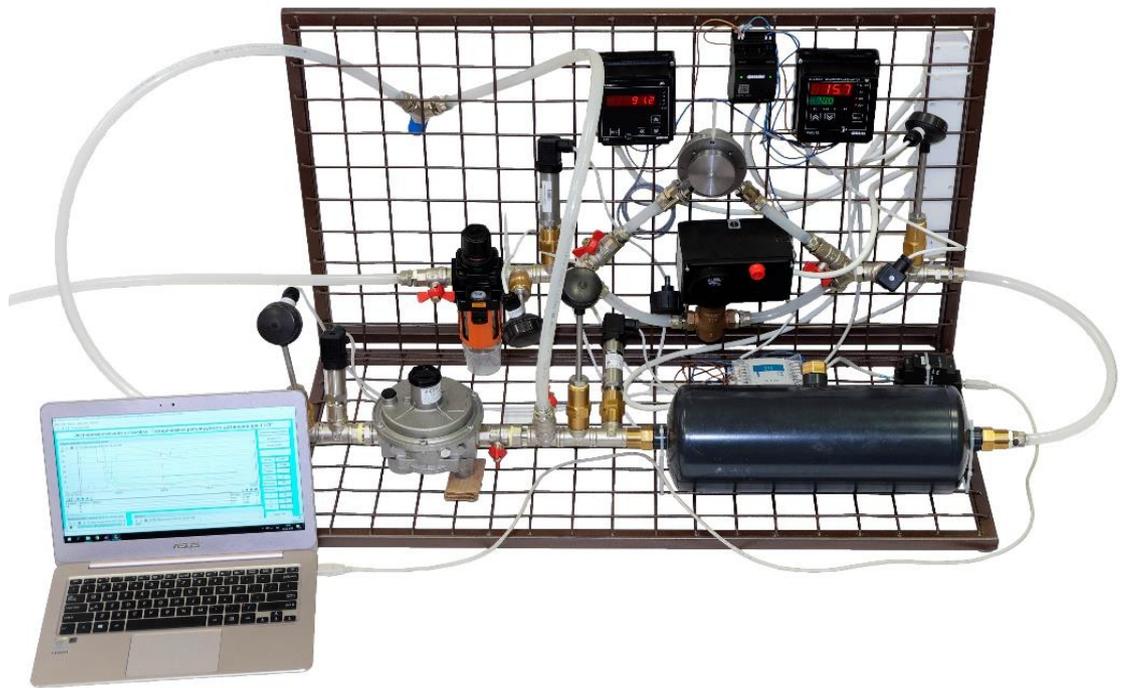
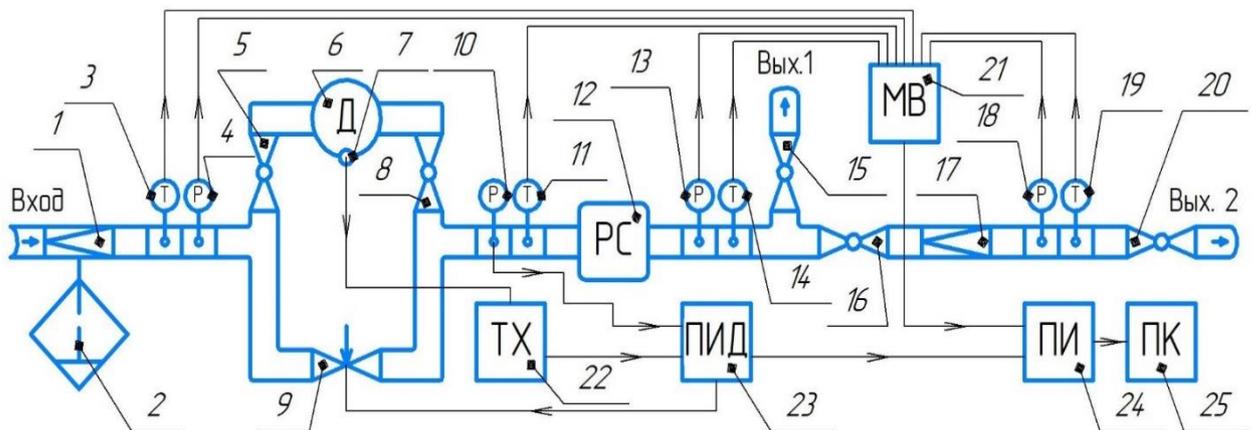


Рисунок 2.4 – Экспериментальная установка

На рисунке 2.5 представлена полная схема многофункциональной экспериментальной установки, включая элементы, не используемые при проведении экспериментов для данной работы.



- 1 – регулятор давления; 2 – сепаратор; 3,11,14,19 – датчики температуры;
 4,10,13,18 – датчики давления; 5,8,15,16,20 – краны;
 6 – детандер; 7 – датчик частоты; 9 – управляемый регулирующий клапан; 12 –
 ресивер; 17 – мембранный регулятор давления;
 21 – модуль ввода сигналов; 22 – тахометр; 23 – ПИ-регулятор;
 24 – преобразователь интерфейсов; 25 – компьютер

Рисунок 2.5 – Схема экспериментальной установки

Установка работает следующим образом. После сжатия компрессором воздух попадает в регулятор давления 1 и фильтр-сепаратор 2. Далее происходит измерение значений его температуры и давления датчиками 3 и 4, после чего поток газа разделяется на две части, пропорционально степени открытия электроприводного регулирующего клапана 9. Одна часть проходит через объёмный детандер 6, который имеет закрепленный на нём бесконтактный датчик частоты 7. Другая, соответственно, через регулирующий клапан 9. После воссоединения ранее разделенных потоков датчиками 10 и 11 измеряются давление и температура объединенного потока газа, далее он проходит через ресивер 12, и его давление и температура измеряются еще раз датчиками 13 и 14. Потом, в случае закрытия крана 16, газ выводится в атмосферу краном 15.

Моделирование (поддержание) определенного давления в среде за трубопроводом происходит следующим образом. На вход ПИД-регулятора 23 заводится сигнал с датчика давления 10. В зависимости от величины отклонения давления за детандером от заданной уставки. ПИД-регулятор 23 посылает управляющий сигнал степени открытия регулирующего клапана 9 на его электропривод.

Показания датчиков давления и температуры, датчика частоты 7 и сигнал степени открытия регулирующего клапана 9, собранные модулем ввода 21, через преобразователь интерфейсов 24 направляются на персональный компьютер 25, где полученные данные при помощи SCADA Trace Mode визуализируются и экспортируются для их дальнейшей обработки. Собранные при помощи SCADA Trace Mode данные, в связи с их довольно большим объемом, экспортируются в TXT или XML файл, после чего обрабатываются при помощи MATLAB R2017a.

Таблица 2.2 – Список используемого оборудования

№	Маркировка оборудования
1	2
1	Фильтр-сепаратор с регулятором давления WIEDERKRAFT WDK-7740
2	Мембранный регулятор давления MADAS FRG/2MBZ DN25
3	Регулирующий клапан SAMSON 3222
4	Пластинчатая расширительная машина DEPRAG 63-001F01
5	Преобразователи давления «Овен»
6	Тахометр «Овен» TX01
7	ПИД регулятор давления «Овен»
8	Термопреобразователь сопротивления «Овен»

Продолжение таблицы 2.2

1	2
9	Модуль аналогового ввода «Овен» МВ 110
10	Преобразователь интерфейсов «Овен» АС4 RS-485-USB
11	Выключатель бесконтактный индуктивный МЕГА-К
12	Компрессор К-6

2.3 Методика проведения и результаты экспериментальных работ

Программные способы позволяют вести непрерывный контроль, в реальном времени определять местоположение утечки, а также величину потерь газа из трубопровода. Они предполагают использование систем, анализирующих отклонение полученных с помощью SCADA-систем параметров перекачки от расчетных, полученных путем предварительного математического моделирования течения газа по трубопроводу с использованием статистических данных [69-72].

Точность определения местоположения и величины потерь газа зависит от степени упрощения уравнений, используемых в составе модели.

Наиболее популярные алгоритмические методы используют в своем составе упрощенные уравнения движения газа, что позволяет увеличить скорость их численного решения, но пагубно сказывается на точности расчётов, особенно в нестационарных условиях. Использование динамических моделей, использующих общие уравнения движения газа в трубопроводе и его фильтрации при распространении в грунте, могут повысить точность расчётов места утечки и объёмов потерь газа [73,74].

Однако, одним из важнейших этапов разработки какой-либо математической модели, является её адаптация на основе экспериментальных данных.

Данная математическая модель позволила провести виртуальные эксперименты по получению регрессионных моделей утечек газа.

Для получения опытных данных с помощью экспериментальной установки были смоделированы утечки газа из трубопровода с нестационарным режимом течения в среду с давлением выше атмосферного, а также определены их величины с помощью объёмного детандера [75].

В общем виде модель фильтрации газа в грунте состоит из уравнений: неразрывности, фильтрации по закону Дарси и уравнения состояния и имеет следующий вид [76-79]:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t}(\rho_i s_i m_i) + \text{div}(p_i \vec{v}_i) = q_i \\ \vec{v}_i = -\frac{k}{\mu} f_i(s) [\text{grad} P_i - \rho_i \vec{g}] \\ F(P, T, \rho) \end{cases} \quad (1.18)$$

Вышеуказанная система уравнений является нелинейной и трудно разрешимой, поэтому для описания задачи одномерной фильтрации используют упрощённую линейную теорию.

Наиболее популярными методами определения объёмов утечек природного газа являются алгоритмические [80-82], основанные на законе сохранения массы или объёма ($V_y = Q_\Phi$) и формуле изменения давления по длине газопровода (рисунок 2.6), примером которых является решение следующей системы уравнений [83]:

$$\begin{cases} p_B^2 = p_1^2 - 1,11 \cdot 10^{-3} \left(\frac{0,01}{d} + 2,9 \cdot 10^{-2} \frac{d}{Q_y} \right)^{0,25} \frac{Q_\Phi^2}{d^5} l_\Phi, \\ V_y = 1090 \cdot f \cdot p_B \end{cases} \quad (1.19)$$

где p_1 и p_B – соответственно абсолютные давления газа в начале участка газопровода и в месте утечки, МПа; d – внутренний диаметр трубопровода, см; Q_y – поступающий к месту утечки коммерческий расход газа, м³/ч; l_Φ – длина трубопровода от начала участка до места утечки, м; f – площадь отверстия повреждения, см²; 1090 – числовой коэффициент учитывающий приведения используемых величин, скорость распространения звука в среде и коэффициент неравномерности распределения скоростей газа по сечению отверстия [83].

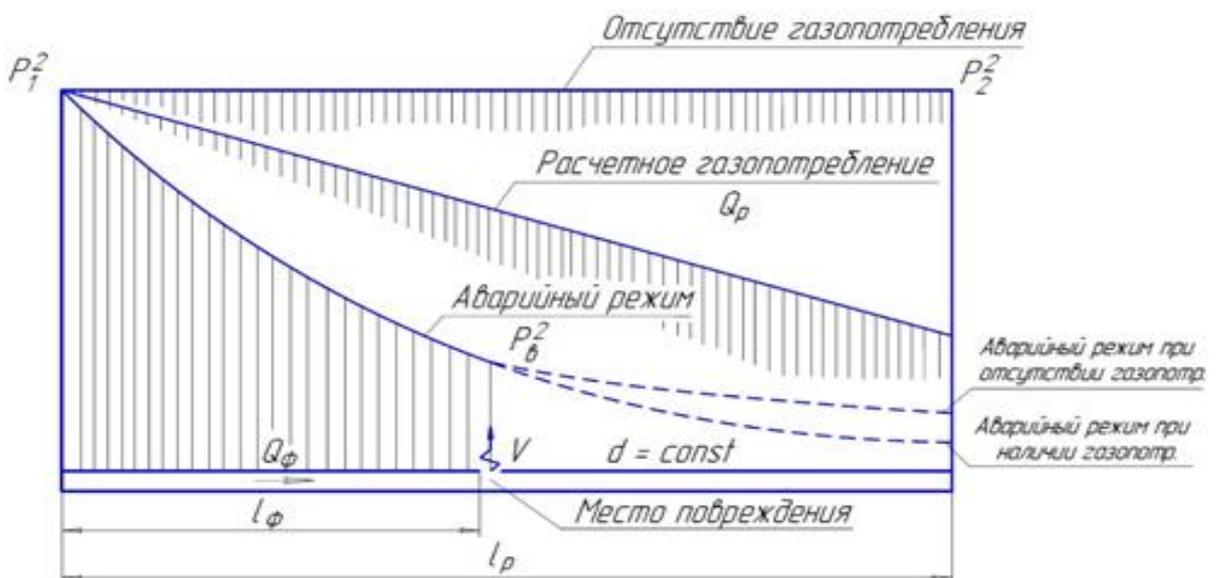


Рисунок 2.6 – Изменение давления по длине газопровода в случае аварии

Были проведены полные двухфакторные эксперименты для трехуровневых факторов с учетом эффекта их взаимодействий для двух диапазонов давлений внутри и снаружи трубопровода (Таблица 2.3). Так как в условиях фильтрации природный газ находится под давлением, не превышающим 100 кПа [76], диапазон давлений в среде за трубопроводом p_2 был выбран от 45 до 125 кПа. Диапазон давлений в месте утечки внутри трубопровода p_1 – исходя из технических ограничений установки.

Таблица 2.3 – Уровни факторов эксперимента

Фактор	Уровень факторов в натуральном масштабе	
	1	2
p_1 , кПа	300	400
	350	450
	400	500
p_2 , кПа	45	85
	65	105
	85	125

Результатами проведения и обработки полученных данных стали зависимости частоты вращения ротора детандера от давлений внутри и снаружи трубопровода в месте утечки $\omega^3(p_1, p_2)$, на основании которых с помощью разработанного ранее метода расчёта основных параметров объёмной расширительной машины [84,85,86] были получены искомые зависимости величины потерь газа $V(p_1, p_2)$, визуализации которых представлены на рисунках 2.7., 2.8.

Таблица 2.4 – Результаты эксперимента

p_1 , кПа	p_2 , кПа	V_y , м ³ /ч
300	45	92, 46
350	65	112, 12
400	85	138, 28
450	105	153,58
500	125	167,32

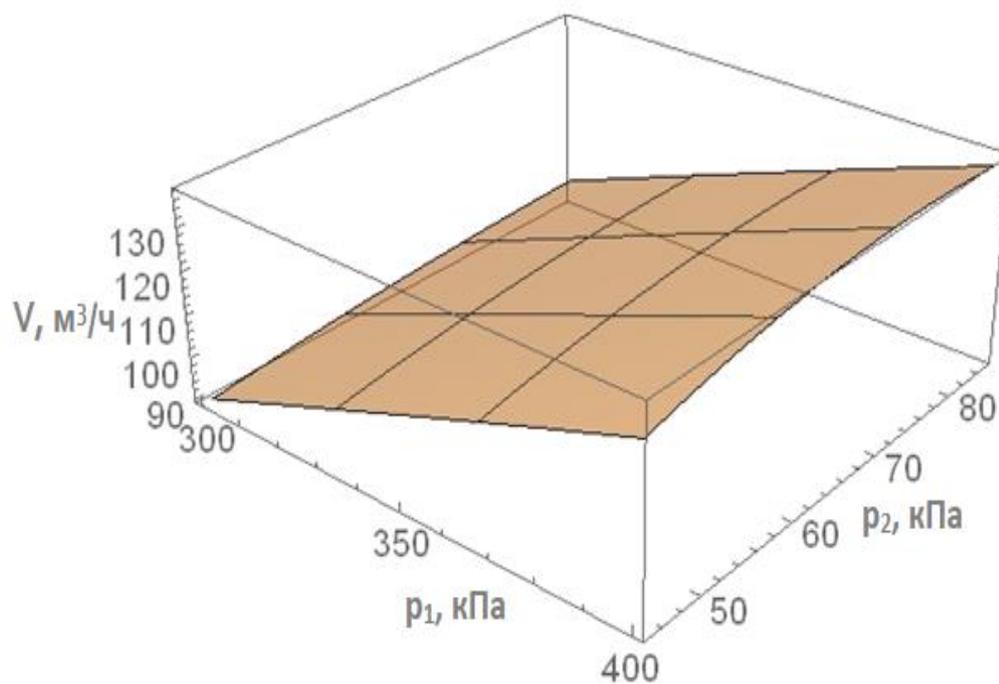


Рисунок 2.7 – Визуализация зависимости приведённого объёма часовой утечки от давлений в месте утечки из трубопровода и во внешней среде для первого диапазона давлений

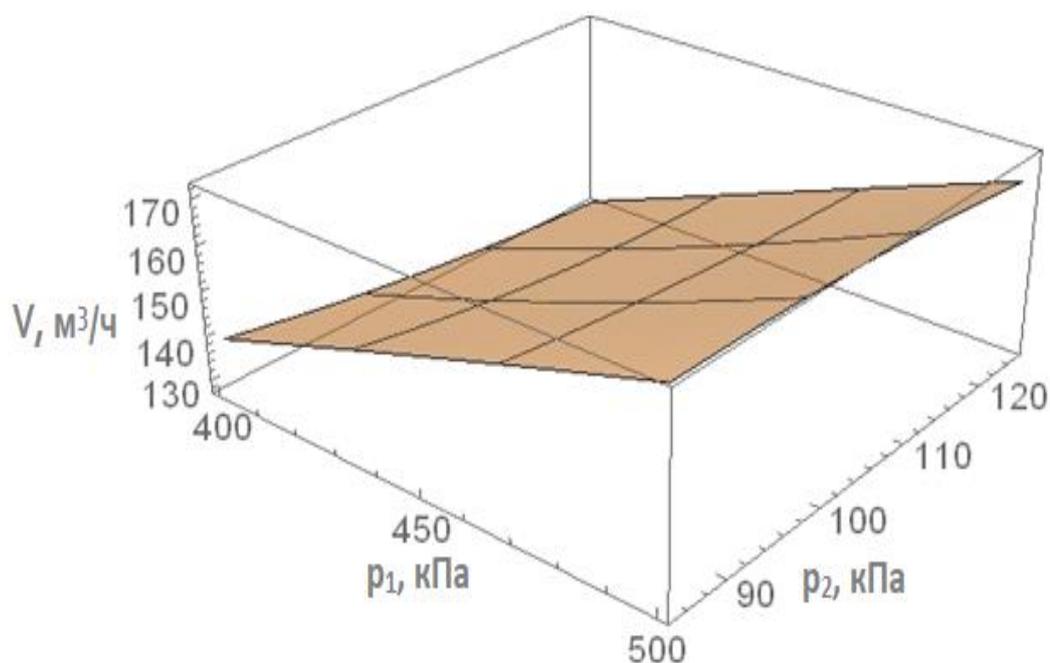


Рисунок 2.8 – Визуализация зависимости приведённого объёма часовой утечки от давлений в месте утечки из трубопровода и во внешней среде для второго диапазона давлений

Представленные выше зависимости могут быть использованы для определения величины утечек в нестационарных условиях за определенное время t в соответствии со следующим уравнением

$$V_{\text{сум}} = \int_{t_1}^{t_2} V(p_1^t, p_2^t) dt, \quad (1.20)$$

где p_1^t и p_2^t – соответственно функции изменения давлений внутри трубопровода и в среде фильтрации газа от времени t ; t_1 и t_2 – соответственно моменты времени начала и конца замера.

Например, для первого диапазона давлений (см. выше) в случае изменения давления в месте утечки внутри трубопровода по следующему закону

$$p_1^t = \left(1 - \sin\left(\frac{2\pi \cdot t}{8760}\right)\right) \cdot p_1^{t_1} \quad (1.21)$$

где $p_1^{t_1}$ – давление в начальный момент времени t_1 равное 350 кПа, при постоянном выходном давлении на уровне 65 кПа за час величина утечки составит 112,12 м³. При $p_1^{t_1} = 450$ кПа и $p_2 = 105$ кПа для второго диапазона давлений – 153,58 м³.

Выводы по разделу 2

1. Предложена лабораторная установка для экспериментального изучения газодинамических закономерностей при возникновении утечек газа из эксплуатируемого газопровода;
2. Обосновано применение математической модели, основанной на пропорционально-интегральном законе регулирования газодинамических параметров для моделирования утечек газа из трубопроводов;
3. В результате последовательного выполнения математического моделирования параметров газового потока при утечке из трубопровода и экспериментальных измерениях газодинамических показателей, были получены зависимости объёмов утечек газа в нестационарных условиях от давлений в месте образования утечки газа.

3 РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ДЛЯ ВНУТРИТРУБНОГО РЕМОНТА ГАЗОПРОВОДОВ БЕЗ ПРЕКРАЩЕНИЯ ПЕРЕКАЧКИ ГАЗА

3.1 Способы внутритрубного ремонта трубопроводов без остановки транспортировки топлива и их недостатки

Основными условиями для широкого использования того или иного метода ремонта являются:

- обеспечение необходимого уровня эксплуатационной надежности участка после ремонта;
- минимальные трудозатраты на его выполнение;
- минимальная общая стоимость ремонтных работ.

Выбор схемы и метода капитального ремонта зависит от технического состояния подводного перехода, количества ниток, характеристики водной преграды, природно-климатических условий в районе перехода [87].

На сегодняшний день разрабатывается два основных направления в технологии ремонта подземных газопроводов: наружный и внутритрубный ремонт без остановки перекачки газа.

Современные технологии ремонта подземных трубопроводов, в частности «внутритрубные», позволяют проводить их восстановление без дорогостоящих и разрушительных траншейных работ. За прошедшие годы эти технологии нашли широкое признание во многих странах мира при ремонте различных типов трубопроводов.

Западный рынок «внутритрубного ремонта и восстановления» подземных коммуникаций насыщен большим количеством компаний. К числу наиболее известных компаний относятся: Insituform Technologies, In Liner USA, Miller Pipeline Corp., Phillips Driscopipe, Trenchless Infrastructure Technologies Inc. (TITI) и связанные с ней Hydroscope Inc. и Cook Construction Company Inc., Ultraliner, LinkPipe, Pipelining Products, PIM Corp., CSR Pipeline Systems, Lamson and Sessions CO, Plexco, Danby of North America, Sure Grip Pipe CO, Conduit Technologies Corp.

Методы внутритрубного ремонта трубопроводов делятся на несколько подгрупп, некоторые из которых включают достаточно широкий спектр способов, разработанных определенными компаниями. В частности, к ним относятся:

- различные виды химических покрытий внутренней поверхности существующего трубопровода;
- местный или точечный ремонт. При этом способе применяются различные варианты устранения местных дефектов отдельных участков существующих трубопроводов, в том числе с использованием робототехники. Например, метод Grouting фирмы LinkPipe, предлагающей использовать для ремонта изготавливаемые ею деформируемые гильзы из нержавеющей стали, предварительно обкладываемые снаружи эластичным материалом с нанесением

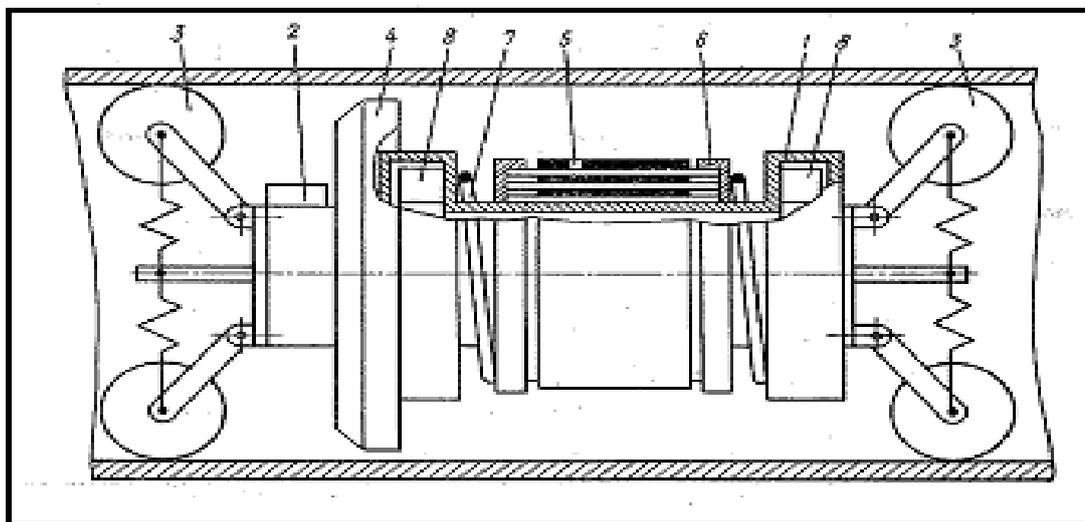
на него нормируемого количества быстротвердеющего клеевого состава, а затем разжимаемые пневмоцилиндром до проектного размера. При этом клеевой состав заполняет поры в трубопроводе и в месте ремонта трубопровода образуется плотное твердое тело;

- ведутся работы по созданию автономных ремонтных блоков для нанесения герметизирующих полиэтиленовых покрытий на внутреннюю поверхность трубопровода [88].

На сегодняшний день наибольший интерес представляют внутритрубные роботизированные средства ликвидации дефектов на действующих газопроводах.

Общим признаком, характеризующим тип устройств для ликвидации свищей изнутри, является то, что они перемещаются внутри трубопровода в потоке перекачиваемого продукта, останавливаются, реагируя на свищ или иное повреждение, фиксируются на стенках трубы и герметизируют место повреждения, предотвращая утечку топлива и позволяя производить ремонтные работы [89].

К одним из таких относится устройство для устранения утечки в трубопроводе, включающее корпус, на котором установлено оборудование для обнаружения и ликвидации повреждений (рисунок 3.1). Устройство помещают в действующий газопровод, при достижении места дефекта детектор обнаружения утечки подключает источник питания, освобождается герметизирующий элемент, плотно прижимается к внутренней поверхности трубопровода и перекрывает течь [90].

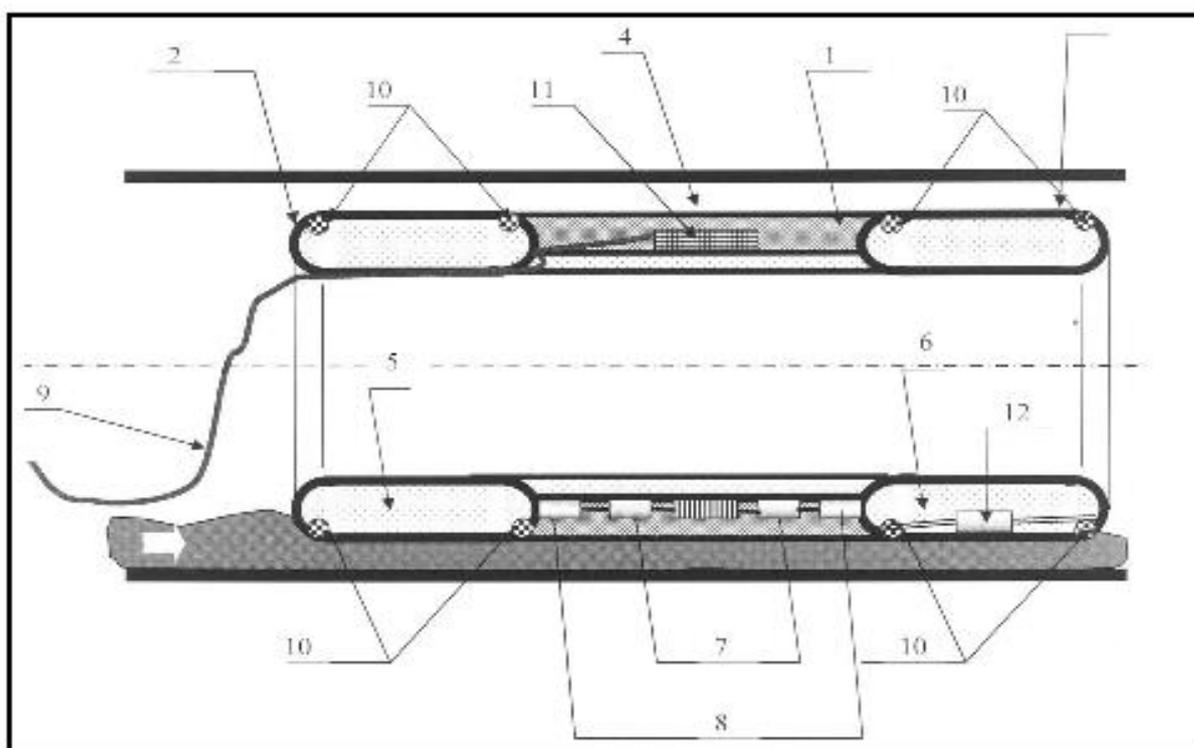


1-корпус, 2-детектор обнаружения утечки, 3-подпружиненные колёса, 4-манжета, 5-герметизирующий элемент, 6-тарельчатые шайбы, 7-пружины, 8-импульсный кольцевой электромагнит

Рисунок 3.1 - Устройство для устранения утечки в трубопроводе

Недостатком указанного устройства является отсутствие открытой полости в устройстве, что приводит к гидравлическому сопротивлению, вследствие чего изменяются основные газодинамические параметры, увеличивается давление потока газа вокруг устройства, что пагубно влияет на режим перекачки газа и отрицательно сказывается на работе газоперекачивающих агрегатов, так как создается дополнительная нагрузка.

Также известно изобретение, которое представляет роботизированный комплекс, включающий средства перемещения, инспекции и ремонта поврежденных участков трубопровода (рисунок 3.2). Передвижение устройства в трубопроводе осуществляется за счет двух тороидальных эластичных элементов, расположенных спереди и сзади комплекса по ходу потока. При достижении места повреждения стенки трубопровода герметично изолируют эту область распираем эластичных элементов устройства, которые располагают по внешней границе поврежденного, ремонтируемого участка, а поток направляют через временный трубопровод, образованный с помощью устройства [91].



1-роботизированный комплекс, 2,3-эластичные элементы, 4-гибкий патрубков, 5,6-внутренние герметичные камеры, 7-аккумулятор давления, 8-компрессоры, 9-многоканальный кабель, 10-средства инспекции, 11-средства ремонта, 12-помпа

Рисунок 3.2 - Устройство для инспекции и ремонта трубопроводов

Недостатком данного устройства является использование двух рабочих зон: жидкости и газа, что усложняет конструкцию, кроме того применение надувных эластичных герметизирующих элементов существенно снижает надежность устройства, так как образующиеся шероховатости на внутренней поверхности магистральных газопроводов при длительной эксплуатации могут привести к их механическим повреждениям.

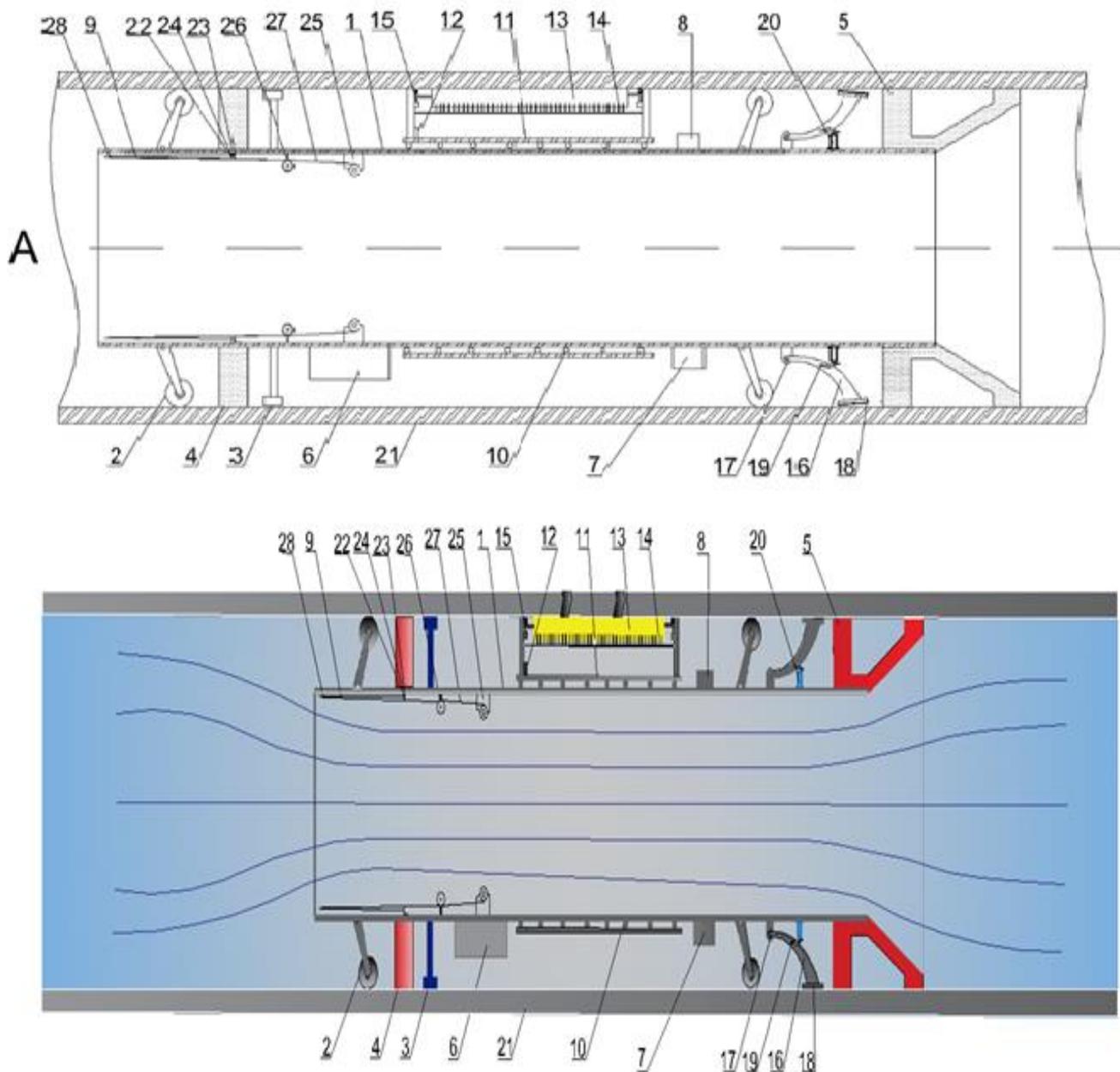
Однако, в экстренных ситуациях, когда велика вероятность возникновения взрыва, данная мера может оказаться единственным способом ликвидации утечки газа.

Проведенный анализ способов и средств по устранению дефектов позволяет сделать вывод, что внутритрубный ремонт газопроводов является наиболее эффективным, сокращает время ремонтных работ, значительно снижает трудоемкость, стоимость ремонта, повышается безопасность ремонта за счет исключения сварочных работ на поверхности действующего трубопровода и в первую очередь, не требует остановки перекачки продукта, что обеспечивает бесперебойную поставку газа до потребителей.

3.2 Внутритрубное устройство для ликвидации повреждений на газопроводах без прекращения перекачки газа

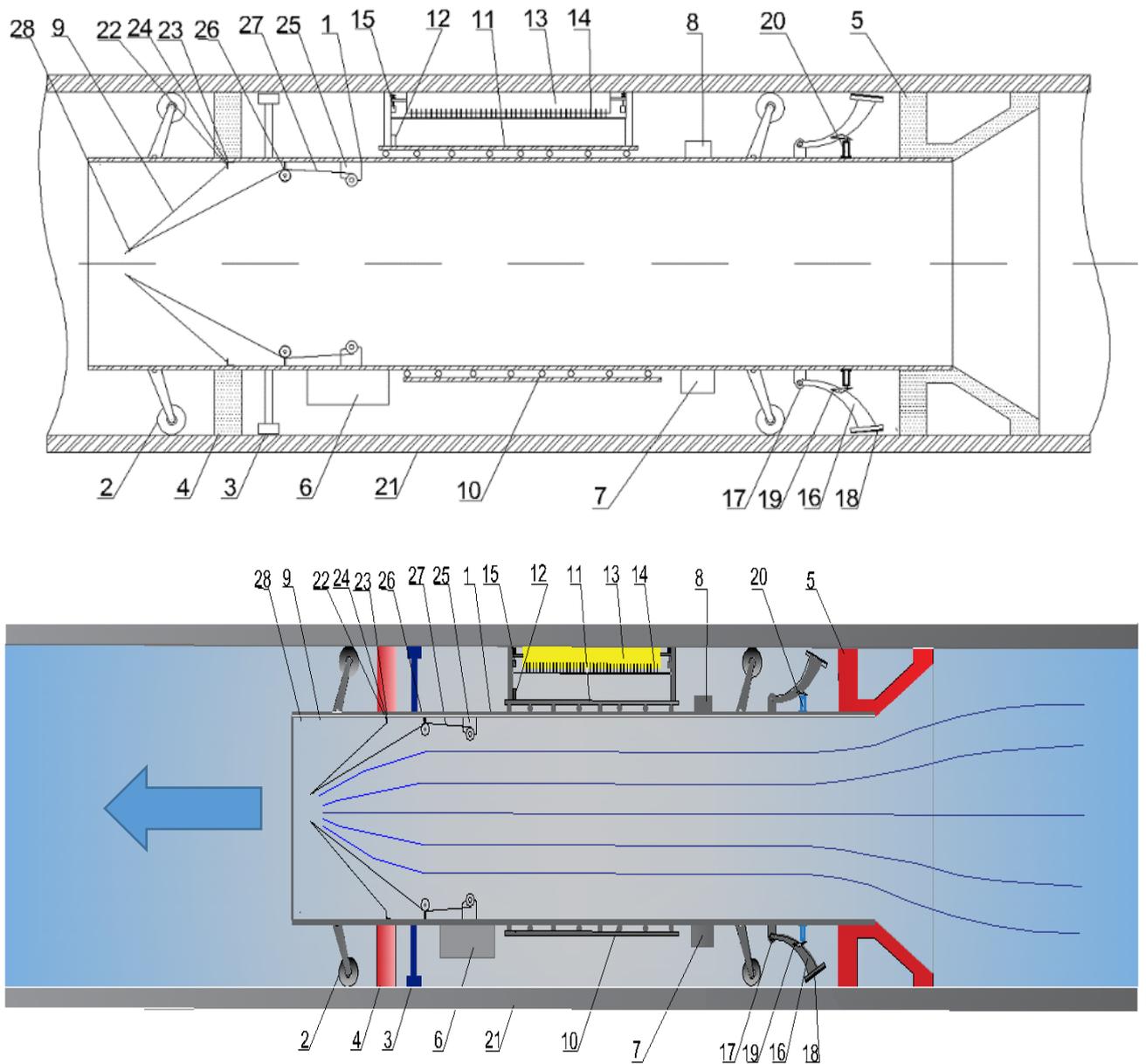
Разработано устройство для внутритрубного ремонта газопроводов, обеспечивающее выполнение ремонтных работ дефектных участков в зоне нарушения целостности трубопровода без прекращения перекачки газа [92].

Устройство для внутритрубного ремонта газопроводов, включающее средство герметизации, детектор обнаружения утечки, узел ремонтных работ, аккумулятор и средство управления согласно полезной модели имеет цилиндрический корпус с подпружиненными опорными колесами, средства герметизации выполнены в виде манжеты в передней части устройства и раструба в концевой части, узел ремонтных работ снабжен электродвигателем и выполнен в виде установленного снаружи корпуса барабана с прижимным устройством, барабан закреплен на цилиндре, установленном на подшипниках, узел ремонтных работ снабжен форсунками подачи герметизирующего материала на поверхность барабана, внутри корпуса в передней его части установлен лепестковый механизм регулирования скорости движения, соединенный с редуктором, при этом устройство снабжено генератором, процессором, тормозным механизмом (рисунок 3.3).



1-корпус, 2-колёса, 3-детектор обнаружения утечек, 4-манжет, 5-раструб, 6-аккумулятор, 7-генератор, 8-процессор, 9- заслонки лепесткового механизма, 10-подшипники, 11-цилиндр, 12-электродвигатель, 13-барабан, 14-форсунки, 15-прижимное устройство, 16-штанга, 17,22-шарнирное соединение, 18-тормозные колодки, 19-опора, 20-домкрат, 21-магистральный газопровод, 23-уголок, 24-пружина, 25-двигатель с редуктором, 26-блок, 27-тросс, 28-ушки заслонок

Рисунок 3.3 – Общий вид устройства с открытым лепестковым механизмом



1-корпус, 2-колёса, 3-детектор обнаружения утечек, 4-манжет, 5-раструб, 6-аккумулятор, 7-генератор, 8-процессор, 9- заслонки лепесткового механизма, 10-подшипники, 11-цилиндр, 12-электродвигатель, 13-барабан, 14-форсунки, 15-прижимное устройство, 16-штанга, 17,22-шарнирное соединение, 18-тормозные колодки, 19-опора, 20-домкрат, 21-магистральный газопровод, 23-уголок, 24-пружина, 25-двигатель с редуктором, 26-блок, 27-тросс, 28-ушки заслонок

Рисунок 3.4 – Общий вид с закрытым лепестковым механизмом

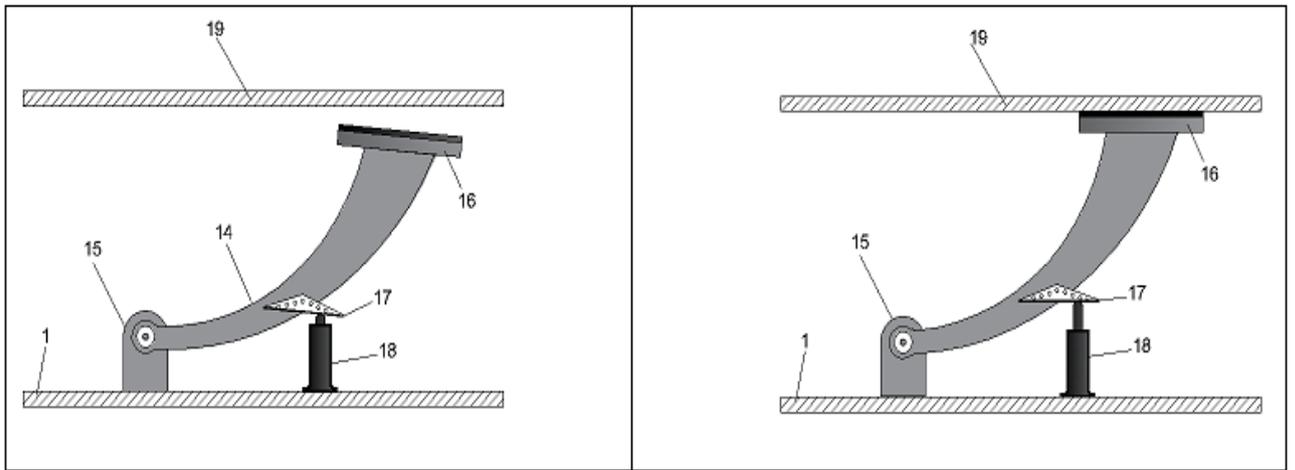


Рисунок 3.5 – Тормозной механизм

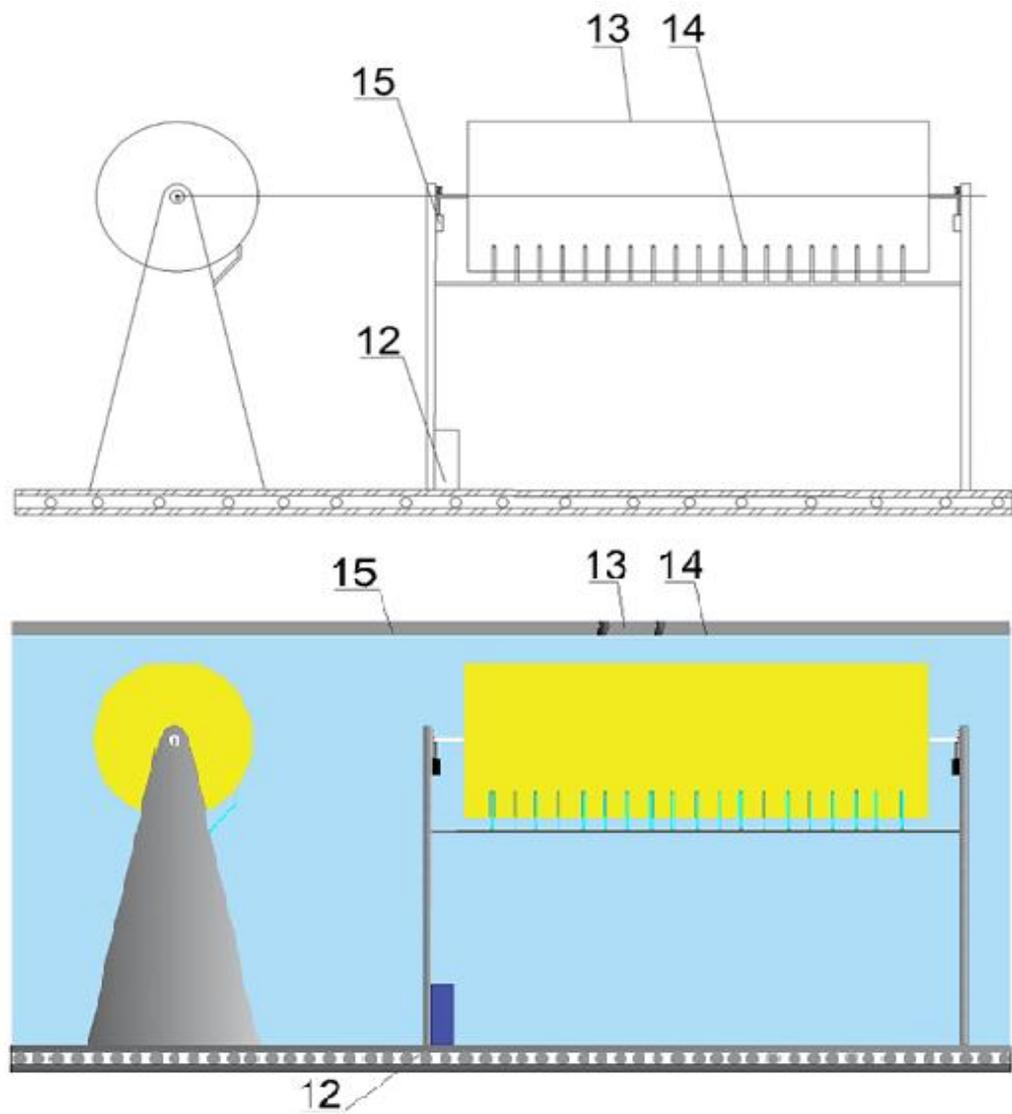


Рисунок 3.6 – Узел ремонтного механизма

Устройство для внутритрубного ремонта газопроводов включает корпус 1 и установленные на нем подпружиненные колеса 2, детектор обнаружения утечки 3, средства герметизации в виде манжеты 4 из полиуретана в передней части устройства и раструба 5 из полиуретана в концевой части, аккумулятор 6, генератор 7, процессор 8, заслонки 9 лепесткового механизма, узел ремонтных работ, состоящий из вращающегося на подшипниках 10 цилиндра 11 за счет электродвигателя 12 и закрепленного на цилиндре 11 барабана 13 для нанесения герметизирующего вещества. Барабан 13 для нанесения герметизирующего вещества снабжен форсунками 14, подающими герметизирующее вещество. Барабан 13 оснащен прижимным механическим пружинным устройством 15, которое срабатывает и выдвигает вал барабана 13 в рабочее положение.

Предлагаемое устройство снабжено соленоидным тормозным механизмом (рисунок 3.5) состоящим из штанги 16, шарнира 17, тормозной колодки 18, опоры 19 и гидравлического устройства - домкрата 20. Принцип работы тормозного устройства показан на рисунке 3.6. При выдвигании штока гидравлического устройства 20 тормозные колодки 18 прижимаются к стенке 21 магистрального трубопровода.

Скорость движения устройства внутритрубного ремонта регулируется лепестковым механизмом с заслонками 9 (рисунок 3.4). Данный механизм предназначен для изменения поперечного сечения полости несущей трубы и создания аэродинамического сопротивления. Заслонки 9 крепятся посредством шарнирного соединения 22 к уголку 23. Открытое состояние заслонок 9 обеспечивается пружиной 24, которая прикреплена к оси шарнирного соединения 22 и боковым поверхностям несущей трубы 1 и заслонок 9. Закрытие лепесткового механизма обеспечивается двигателем с редуктором 25, блоком 26 и тросом 27. Конец троса 27 закреплен за ушки 28 заслонок 9 и при стягивании троса 27 редуктором 25 угол заслонок увеличивается. За счет изменения угла заслонок регулируется скорость передвижения устройства в магистральном газопроводе.

Предлагаемое мобильное устройство движется за счет потока энергии газа и также оснащено энергосистемой, состоящей из генератора 7 и аккумулятора 6. Генератор 7 преобразовывает кинетическую энергию движения газа в открытой полости устройства в электрическую энергию. Применение генератора 7 снимает энергозависимость от аккумулятора и дает автономность устройству.

Работает предлагаемое устройство следующим образом. Устройство запускается в камеру пуска-приема очистных снарядов и движется внутри действующего газопровода на подпружиненных колесах 2, позволяющих снизить контактное давление манжеты 4 на стенки трубопровода, что приводит к более равномерному движению устройства без рывков.

Под воздействием гидравлического давления газа устройство движется внутри магистрального газопровода к заранее определенному месту. Местоположение устройства определяется с помощью детектора обнаружения утечки 3. При достижении области повреждения устройство по команде

процессора 8 раскрывает лепестковый механизм, также включается тормозной механизм. Открытие лепесткового механизма происходит с помощью работы управляющего и исполнительного механизмов. При открытии лепесткового механизма создается проход для газового потока, устраняется газодинамическое сопротивление устройства к потоку газа, скорость движения устройства замедляется и тем самым устройство не создает значительных дополнительных помех для рабочего режима транспортировки газа.

Устройство занимает позицию в зоне повреждения. При срабатывании детектора утечки 3 под управлением процессора 8 на поверхность барабана 13 посредством форсунок 14 наносится слой герметизирующего вещества. Барабан 13, оснащенный прижимным механическим устройством 15, которое выдвигает вал барабана 13 в рабочее положение к внутренней поверхности газопровода 21 и полимерный слой наносится в круговом направлении. После проведения герметизации барабан 13 возвращается в исходное положение (рисунок 3.6).

Устройство остается на месте до полной полимеризации нанесенного слоя. Закончив ремонтные работы, устройство отключает тормозной механизм, закрывает лепестковый механизм и начинает движение по трубопроводу. Далее устройство удаляется из трубопровода через камеру пуск – приема очистных снарядов.

Выводы по разделу 3

Проведенный анализ методов и средств ликвидации повреждений на магистральных газопроводах позволил выявить и детально рассмотреть наиболее перспективные технологии проведения ремонтных работ по устранению дефектов изнутри газопровода без остановки транспортировки газа.

С помощью разработанного внутритрубного устройства для ремонта газопроводов можно устранять дефекты без остановки перекачки продукта, что позволяет сократить время ремонтных работ, значительно снижает трудоемкость, стоимость ремонта, повышает безопасность ремонта за счет исключения сварочных работ на поверхности действующего трубопровода и в первую очередь обеспечивает бесперебойную поставку газа до потребителей.

4 РАСЧЁТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ВНУТРИТРУБНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Согласно нормативам [93], если глубина трещины КРН больше 50% толщины стенки газопровода, то дефект относят к недопустимым независимо от его протяженности, что требует его обязательного устранения. Например, одна вырезка одной дефектной катушки магистральных газопроводов обходится от 80 млн. тенге. При этом экономически эффективно производить замену труб на ремонтируемом участке не более 30%, так как дальнейшее увеличение замены труб приведет к тому, что затраты будут соответствовать строительству нового газопровода [94,95].

Замена труб производится на отключенном и полностью освобожденном от газа участке трубопровода, что требует больших финансовых затрат. В организационно-экономическом плане сложность проблемы заключается в большом объеме ремонтно-восстановительных работ: локализация дефектного участка газопровода на местности, определение местоположения коммуникаций сторонних организаций, снятие плодородного слоя в полосе отвода, экскавация шурфа в месте расположения дефекта, снятие изоляции и идентификация дефекта, подготовка участка магистрального газопровода к ремонту, проведение ремонтных работ, рекультивация [96-98].

Единственным экономически целесообразным выходом из этой сложной ситуации является освоение передовых технологий и поиск нестандартных принципиально новых методов и средств ремонта без прекращения перекачки природного газа [99].

Одним из таких методов, как выяснилось в предыдущих разделах, является внутритрубный ремонт участков магистральных трубопроводов специальными устройствами, перемещение которых по линейной части осуществляется под действием разности внутреннего давления, аналогично внутритрубным дефектоскопам и очистным скребкам [100].

Создание новых эффективных маршрутов поставок энергоресурсов и диверсификация их направлений является одним из ключевых положений Стратегии “Казахстан-2050”. Одним из перспективных транзитных направлений для Казахстана является магистральный газопровод «Казахстан-Китай» (рисунок 4.1). На сегодняшний день это крупнейший инвестиционный проект в нефтегазовой отрасли страны. Данный проект реализовывался в рамках межправительственного соглашения «О строительстве и эксплуатации газопровода Казахстан-Китай» от 18 августа 2007 года и соглашения об основных принципах в строительстве, подписанного между КТГ и CNPC 8 ноября 2007 года. Стоимость проекта составляет 6,7 млрд. долларов.



Рисунок 4.1 – Магистральный газопровод «Казakhstan-Китай»

Экономический эффект от применения такого устройства был проанализирован на примере 3-й нитки магистрального газопровода «Казakhstan-Китай», предназначенной для обеспечения транспортировки природного газа с территории Узбекистана и Туркменистана, а также подачи казахстанского газа с МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент» для потребления на Южные регионы Казахстана и на экспорт в КНР (рисунок 4.2). Характеристики трубопровода следующие:

- протяженность трубопровода 1302,75 км;
- внешний диаметр труб – 1219 x 20,6 мм;
- рабочее давление – 9,81 МПа;
- проектная производительность – 25 млрд. м³/год.

Газопровод располагает необходимыми для эксплуатации устройства по внутритрубному ремонту узлами пуска-приема очистных устройств (рисунок 4.3) в достаточном количестве (таблица 4.1) [101].

Таблица 4.1 – Расстановка узлов запуска-приема очистного устройства

№	Местоположение	Номер км на трассе	Кол-во УЗПОУ	Ед. изм
1	2	3	4	5
1	КС 1	110.5	1	шт
2	КС 2	309.5	1	шт
3	КС 3	448.3	1	шт
4	КС 4	591.0	1	шт
5	КС 5	719.5	1	шт
6	КС 6	871.4	1	шт

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5
7	КС 7	1037.8	1	ШТ
8	КС 8	1182.6	1	ШТ
Итого			8	ШТ

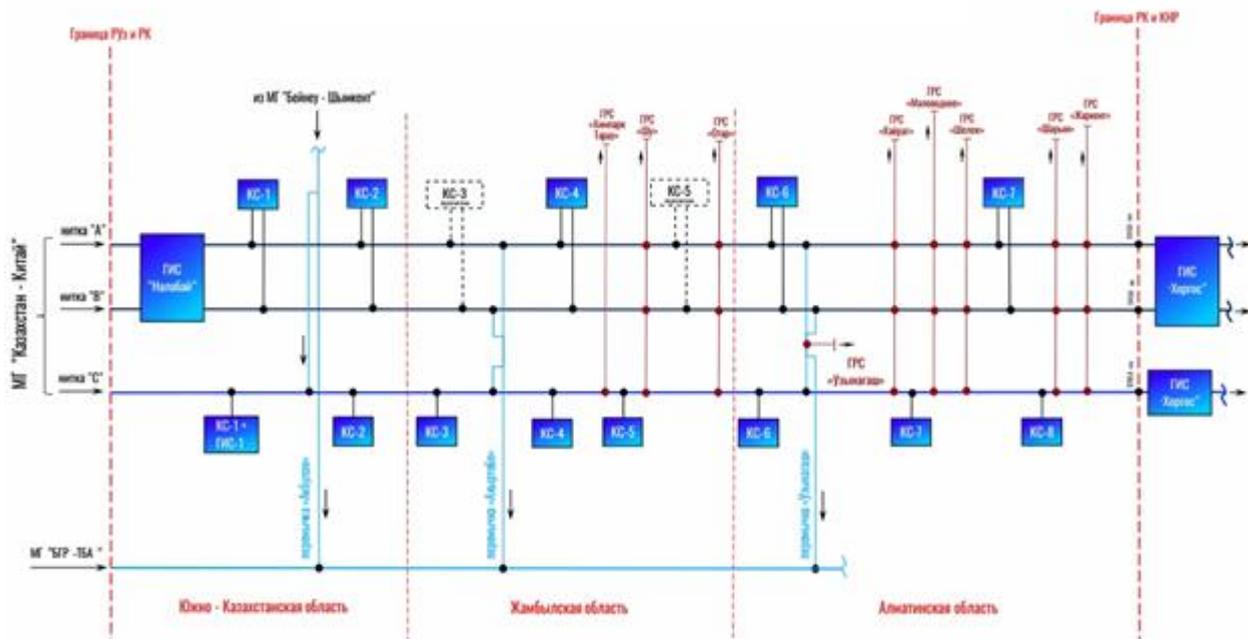
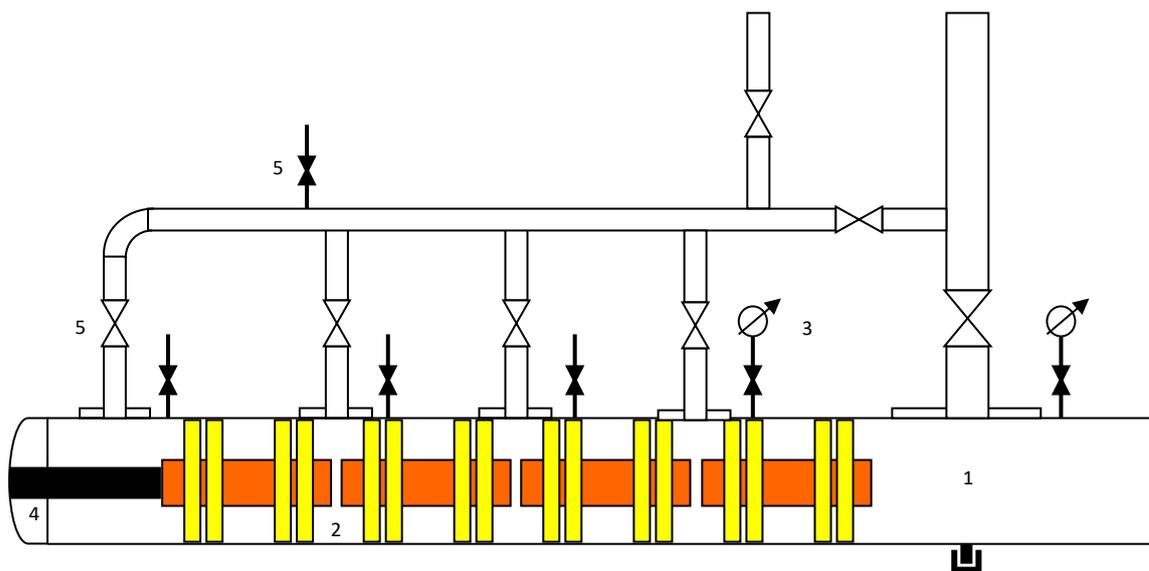


Рисунок 4.2 – Схема магистрального газопровода «Казakhstan-Китай»



1 – камера запуска;
2 – разделительный поршень; 3 – манометр; 4 – упор; 5 – вентиль

Рисунок 4.3 – Принципиальная схема камеры запуска

Экономия, в сравнении с методами ремонта требующими остановки перекачки и земляных работ, будет определяться в виде средних суммарных затрат:

- на работы по замене дефектного участка (Таблица 4.2);
- на опорожненный и продувочный газ;
- на недопоставку газа.

Таблица 4.2 – Смета затрат на капитальный ремонт 5 км газопровода методом сдвига

№	Наименование статей	Стоимость, тенге
1	Подготовка территории	17 104 238
2	Техническая рекультивация	4 992 724
3	Земляные работы	53 366 257
4	Заполнение азотом	8 665 678
5	Очистка трубопровода от старой изоляции	3 716 628
6	Контроль сварных соединений и основного металла	22 190 951
7	Ремонт стыков	44 315 862
8	Демонтаж дефектных труб	7 084 703
9	Монтаж новых труб при ремонте	145 034 850
10	Врезка катушек	1 186 741
11	Контроль сварных соединений после сварки	21 510 742
12	Демонтаж старой балластировки	33 833 120
13	Балластировка	873 728 856
14	Очистка и пневмоиспытание	29 475 530
15	Водопонижение и водоотлив	417 084
16	Заработная плата	37 998 719
	Всего	1 304 622 683

Объём газа, выделившегося в атмосферу при опорожнении участка трубопровода равен

$$V_{\text{оп}} = 0,995 \cdot V_{\text{геом}} \left(\frac{p_{\text{ср}}^{\text{н}}}{z_{\text{н}}} - \frac{p_{\text{ср}}^{\text{к}}}{z_{\text{к}}} \right), \quad (1.22)$$

где $V_{\text{геом}}$ – геометрический объём участка, м³; $p_{\text{ср}}^{\text{н}}$ и $p_{\text{ср}}^{\text{к}}$ – соответственно средние абсолютные давления газа перед началом работы и после опорожнения, кг/см² [97].

Коэффициенты сжимаемости газа вычисляются по формуле

$$z = 1 - 0,0907 \cdot p_{\text{ср}} \left(\frac{T_{\text{ср}}}{200} \right)^{-3668}, \quad (1.23)$$

где $T_{\text{ср}}$ – средняя температура, К.

Объём газа, расходуемый на продувку трубопровода для удаления оставшейся жидкости равен

$$V_{\text{пр}} = V_{\text{докр}} + V_{\text{кр}}, \quad (1.24)$$

где $V_{\text{докр}} = 110 \cdot F \cdot P \cdot t_{\text{докр}}$ и $V_{\text{кр}} = 296 \cdot F \cdot P \cdot t_{\text{кр}}$ – соответственно объёмы газа, расходуемые при докритическом и критическом режимах истечения, м³; F – площадь сечения трубы, через которую производится продувка, м²; P – давление продувки, кг/см²; $t_{\text{докр}}$ и $t_{\text{кр}}$ – соответственно время продувки при докритическом и критическом режимах.

Соответственно общие потери природного газа при его стравливании в атмосферу вычисляются как

$$V_{\text{сумм}} = V_{\text{оп}} + V_{\text{пр}}, \quad (1.25)$$

При этом тариф по транспортировке товарного газа по магистральным газопроводам составляет 18 071 тенге за 1000 м³ [96].

Потери от простоя газопровода характеризуются недопоставками газа контрагентам. Затраты на недопоставку газа определяются как [97]

$$Z_{\text{ндп}} = C_{\text{г}} \cdot Q_{\text{тр}} \cdot t_{\text{п}}, \quad (1.26)$$

где $C_{\text{г}}$ – стоимость газа за м³, тенге; $Q_{\text{тр}}$ – объёмный расход газа по трубопроводу, м³/сутки; $t_{\text{п}}$ – время простоя, сутки.

Результаты расчёта объёмов газа, стравливаемых при опорожнении участка магистрального газопровода приведены в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Затраты от недопоставок и на опорожнение участка трубопровода с его последующей продувкой

№	Величина	м ³	Стоимостное выражение, тенге
1	$V_{оп}$	263030	4753215
2	$V_{пр}$	14278	258018
3	$V_{сумм}$	277308	5011233
4	$Z_{ндп}$		25992533987
5	Всего		25997545220

По таблицам 4.2 и 4.3 видно, что общая стоимость ремонта участка газопровода «Казахстан-Китай» составляет 27302167903 тенге.

В случае эксплуатации устройства внутритрубного ремонта для рассматриваемого участка стоит порядка 1 700 000 000 тенге (с учётом заработной платы обслуживающего персонала и сопутствующих затрат). При этом потери природного газа связаны только с понижением давления в камере приема устройства, и их величину можно рассчитать аналогично, по формуле 1.22, приняв в качестве $V_{геом}$ объём внутренней полости камеры. Суммарные затраты на использование устройства представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Смета затрат на капитальный ремонт 5 км газопровода при помощи устройства внутритрубного ремонта

№	Наименование статьи затрат	м ³	Стоимость, тенге
1	Эксплуатация устройства	–	1700000000
2	Сопутствующие потери природного газа	105	1900
	Всего		1700001900

Выводы по разделу 4

Ремонт магистрального газопровода внутритрубными устройствами является передовым, благодаря возможности устранения дефектных участков без необходимости стравливания газа в атмосферу и остановки перекачки.

Затраты на внутритрубный ремонт значительно меньше, что говорит об экономической эффективности применения данного метода ремонта.

Дальнейшие разработки по данной тематике будут производиться в направлении уточнения организационно-технических мероприятий, связанных с эксплуатацией устройства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Краткие выводы по результатам диссертационных исследований

В диссертационной работе выполнен анализ способов устранения утечки природного газа из газопроводов. Выполнены экспериментальные исследования процессов редуцирования газа с целью моделирования утечек из подземных газопроводов и определение их величин в нестационарных условиях с помощью детандера объемного типа. Получен патент Республики Казахстан на устройство для внутритрубного ремонта магистральных газопроводов без прекращения перекачки газа. Также согласно поставленным задачам выполнено следующее:

- определены основные факторы, влияющие на техническое состояние длительно эксплуатирующихся магистральных газопроводов Казахстана;
- обосновано применение детандерных устройств для моделирования утечек газа из газопроводов в нестационарных условиях;
- предложена математическая модель утечек газа из дефектного газопровода с учётом применения пропорционально-интегрального закона регулирования в различных вариантах стабилизации;
- смоделированы утечки газа из трубопровода с нестационарным режимом течения;
- получены зависимости величины утечек от давлений в месте утечки внутри газопровода и в среде снаружи него для двух диапазонов, которые могут быть применены для определения объёмов утечек газа в нестационарных условиях;
- разработано внутритрубное устройство для ликвидации повреждений на газопроводах высокого давления без прекращения перекачки газа;
- выполнен экономический анализ эффективности применения внутритрубного способа ремонта газопроводов без остановки перекачки газа на примере третьей нитки магистрального газопровода «Казахстан-Китай».

Таким образом применение внутритрубных устройств для ремонта газопроводов позволит сократить затраты, операционные риски, продлить срок службы трубопроводов и обеспечит бесперебойную поставку газа до потребителей. Дальнейшие разработки по данной тематике будут производиться в направлении уточнения организационно-технических мероприятий, связанных с эксплуатацией устройства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Стратегический план «100 шагов в сфере газа и газоснабжения» АО «КазТрансГаз» утверждённый от 25 августа 2015 г. - №209.
2. Годовой отчет АО «КазТрансГаз» за 2019 г.
3. Тевяшев А.Д., Гусарова И.Г., Каминская А.В. Метод идентификации аварийного участка с учетом модели нестационарных режимов работы газотранспортной системы // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. - 2012. - №3. – С.38-46.
4. Поддубная О.С., Мартыненко Г.Н. Моделирование процессов распространения природного газа в грунте // Научный журнал. Инженерные системы и сооружения. - 2012. - №1. - С.43-45.
5. 10th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group. Doc. number VA 17.R.0395 March 2018.
6. UKOPA Pipeline Product Loss Incidents and Faults Report (1962-2016). Report Reference: February 2016.
7. PHMSA. Pipelines and Hazardous Materials Safety Administration. Pipeline Incident 20 Year Trends.
8. Годовой отчет АО «ИнтергазЦентральнаяАзия» за 2019 г. – Нур-Султан. – 2020. – 78 с.
9. Естай С. Разработка способов управления выбросами метана на основе экологического мониторинга газотранспортной системы: дис. ... канд.тех.-наук: 03.12.2010. – Алматы: 2010 – 27 с.
10. Климов П.В. Разработка методов повышения безопасности эксплуатации магистральных газопроводов Республики Казахстан: дис. ... канд.тех.-наук: 25.00.19. – Уфа: - 2007 – 29-40 с.
11. Venkatasainath B., Dilip Kumar P., Cheruvu S.K. Detection and quantitative assessment of corrosion on pipelines through image analysis // Elsevier. - 2018. – Vol.133. - P. 804-811.
12. Бакешева А.Т., Иргибаев Т.И., Имансакипова Н.Б. Анализ причин аварийных ситуаций на газопроводах // Труды Международной конференции Сатпаевские чтения «Инновационные технологии – ключ к успешному решению фундаментальных и прикладных задач в рудном и нефтегазовом секторах экономики РК». – Алматы: 2019. – С.435-438.
13. Cheng Y.F. Stress corrosion of pipelines// Hoboken: John Wiley & Sons Publishing. - 2013. – P.257.
14. Ксензов М.В. Диагностика подводящих газопроводов высокого давления при топливоснабжении энергетических комплексов: дис. канд. тех.-наук: 05.14.01. - Новочеркасск: - 2017 - 30-44 с.
15. «Казахстанская правда» общенациональная газета Казахстана. <https://www.kazpravda.kz/> 15.03.2017.
16. <https://rgk-palur.ru/> 05.06.2017.

17. Годовой отчет АО «Интергаз Центральная Азия» за 2018 г. – Астана. – 2019. – 80 с.
18. Саруев А.Л., Саруев Л.А. Прочность оборудования газонефтепроводов и хранилищ. Томский политехнический университет. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2013. – 120 с.
19. СТ РК 2509-2014 «Внутритрубная диагностика магистральных газопроводов. Контроль коррозионного состояния магистральных газопроводов на основе внутритрубной диагностики».
20. Смагин Т. И. «Использование робототехнических систем для контроля промышленных трубопроводов»: 21.03.01. – Томск: - 2018 – 30-52 с.
21. Козырев Н.Б. «Об особенностях обнаружения стресс-коррозионных повреждений магистральных газопроводов» // Экспозиция нефть газ. - 2014 – №6 (38) – С. 96-98.
22. Slaughter M.J., Torres Jr. Pipeline integrity: the use of multiple technology in-line inspection tool // Offshore Mediterranean Conference and Exhibition. - Ravenna, Italy, - 2003.
23. Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» №188 - V от 07.07.2020 г.
24. <http://intergas.kz/ru>. 07.02.2018.
25. <https://www.npcvtd.ru>. 12.07.2017.
26. Каверин А. А. Вопросы определения стресс-коррозионных дефектов при внутритрубном техническом диагностировании технологических трубопроводов КС // Научно-практический семинар «Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением». – 2017. – С. 2-12.
27. 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 // NACE International. - USA – 2018. – С. 232 - 240.
28. Bakesheva A.T., Irgibaev T.I. Causes of crack-like defects formation on main gas pipelines and methods for their detection // Вестник КазННТУ. – 2019 - №4 (134) – С. 465-470.
29. <https://www.geoscan.aero>. 25.03.2018.
30. Куракина М. Я., Радченко В. П., Юфин В. А. К вопросу о неустановившемся движении капельной сжимаемой жидкости в трубах при различных законах трения // Журн.прикл. механики и технической физики. - 1976 – С. 87–94.
31. Леонтьев Н.Е. Основы теории фильтрации//Учебное пособие. – Москва: МАКС Пресс, 2017. – С. 88.
32. Динков В.А. Расчет коэффициентов сжимаемости углеводородных газов и смесей: справочное пособие. Динков В.А., Галиуллин З.Т., Подкопаев А.П. – М.: Недра, 1984. – С. 118.
33. Катц Д.Л. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. Катц Д.Л., Корнелл Д., Кобаяши Р. – М.: Недра, 1965. – С. 676.

34. Wylie E. B. Unsteady natural gas calculation in complex piping systems /E. B. Wylie, V. L. Streeter, M. A. Stoner // SPE Journal. – 1974. - № 10. – P.54-57.
35. De Maerschalck B., Gerritsma M.I. Least-squares spectral element method for non-linear hyperbolic differential equations // Journal of Computational and Applied Mathematics. – 2008 - 215 (2). - P. 357-367.
36. Dorao C.A., Lucas D., Jakobsen H.A. Prediction of the evolution of the dispersed phase in bubbly flow problems // Applied Mathematical Modelling – 2008 - 32 (9) – P. 1813-1833.
37. Dranchuk, P.M., AboueKassem, J.H. Calculation of Z factor for natural gas using equation of state // Journal of Canadian Petroleum Technology - 1975 -15 – P. 34-36.
38. Furness R.A., van Reet J.D. Pipeline leak detection techniques, seventh ed. In: Pipeline rules of thumb handbook. - 2009.
39. Bakesheva A.T., Fetisov V. G., Pshenin V. V. A refined algorithm for leak location in gas pipelines with determination of quantitative parameters // International Journal of Engineering Research and Technology. - 2019 -Volume 12, №12. - P. 2867-2869.
40. Gato, L.M.C., Henriques, J.C.C. Dynamic behaviour of highepressure naturalegas flow in pipelines // International Journal of Heat and Mass Transfer. – Vol.26 – P. 817-825.
41. Варламов Д.П. «Прогнозирование рисков безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов, склонных к коррозионному растрескиванию под напряжением»: дис. ... док.тех.-наук: 05.26.02. – Москва: - 2014 – 49-77 с.
42. Беляев К.А., Богатырев В.А., Болотин В.В. Надежность технических систем // Справочник. Под ред. И.А. Ушакова. - М.: Радио и связь. – 1985. – С.608.
43. Самигуллин Г.Х., Лягова А.А. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопроводов в условиях Крайнего Севера // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2017 - № 4 (5-2) - С. 415-421.
44. Бакешева А.Т. Анализ надежной эксплуатации магистральных газопроводов // "Membership in the WTO: Prospects of Scientific Researches and International Technology Market": Materials of the IV International Scientific-Practical Conference. - Vancouver, Canada – 2019. - Volume 1. – С. 406-410.
45. Самигуллин Г.Х., Кадочникова Е.Н., Бакешева А.Т. Оценка надежности магистральных газопроводов с трещиноподобными дефектами // Материалы конференций ГНИИ «Нацразвитие» Международная конференция «Наука.Исследования.Практика» - Спб. – 2019. – С.120-123.
46. Самигуллин Г.Х. Безопасность эксплуатации зданий и сооружений нефтегазовых предприятий // Под ред. И.Р. Кузеева. – СПб:«Лема». – 2015. – С.138.
47. Райзер В.Д. Теория надежности сооружений. - М.: Изд-во «АСВ». – 2010. – С.384.

48. Шульман Г.С., Романов М.В. Надежность инженерных сооружений // Учеб. пособие. - СПб.: Изд-во СПбГТУ. – 2001. – С.48.
49. Велиюлин И. И. Анализ выполнения ремонтных работ на линейной части газопроводов России // Экспресс-информация. Серия: «Транспорт и подземное хранение газа». ИРЦ ГАЗПРОМ. – 1994 - № 3 – С.1-3.
50. ВСН 39-1.10-001-99 «Инструкция по ремонту дефектных труб магистральных газопроводов полимерными композиционными материалами».
51. Carl E. Jaske, Brian O. Hart, William A. Bruce Pipeline repair manual – 2006.
52. Бакешева А.Т., Иргибаев Т.И. Современные методы наружного ремонта магистральных газопроводов без прекращения перекачки газа // Труды Международных Сатпаевских чтений «Научное наследие Шахмардана Есенова». – Алматы: 2017. – С.237-239.
53. <https://os1.ru/article/4590-bestransheynye-metody-ustraneniya-utechek-v-truboprovodah-ch-1>. 27.08.2017.
54. Иванцов О.М., Мирошниченко Б.И., Палей Л.А. Коррозионные дефекты трубопроводов имеют массовый характер // Газета «Энергетика и промышленность России». – Москва, 2012. - №3 (19). – С.56-59.
55. Капица П.Л. Турбодетандер для получения низких температур и его применение для сжижения воздуха // ЖТФ. – 1939. - №9. — С. 99-123.
56. Пятов И.С. Детандеры объемного типа // Двигатель. – 2009. - № 4. – С. 54-60.
57. Белоусов А.Е., Самигуллин Г.Х. Экспериментальные исследования процесса редуцирования природного газа с попутной утилизацией его энергии при помощи детандера объемного типа в нестационарных условиях. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2018. - №5 (18). - С. 20.
58. Зеленецкий С.Б. Ротационные пневматические двигатели // С.Б. Зеленецкий, Е.Д. Рябков, А.Г. Микеров – Л.: Машиностроение, 1976. – С.240.
59. Белоусов А.Е. Метод расчета характеристик детандер-генератора объемного типа для газораспределительных станций // Инновации на транспорте и в машиностроении: сборник трудов IV международной научно-практической конференции. – СПб: НМСУ «Горный», 2016. – С. 137-141.
60. Кириллин В.А. Техническая термодинамика. // Учебник для вузов // В.В. Сычев, А.Е. Шейндлин – М.: Издательство МЭИ, 2008. – 494 с.
61. Кудряшов Б.Б. Вопросы достоверности тепловых расчетов магистрального газопровода / Б.Б. Кудряшов, В.С. Литвиненко, С.Г. Сердюков // Журнал технической физики. – 2002. – Том 72. – №4. – С. 1-5.
62. Белоусов А.Е. Метод расчета динамических характеристик детандергенератора объемного типа // А.Е. Белоусов, О.В. Кабанов, М.В. Волошин // Технологии нефти и газа. – 2016. – №3. – С. 51-55.
63. Артёмов И.И. Применение уравнений Лагранжа второго рода для решения задач динамики// Артёмов И.И., Плешаков В.Н., Елисеева А.А. – Краснодар: КубГАУ, 2013. – С. 30.

64. АО «Газпром газораспределение» [Электронный ресурс] // Веб-сайт АО «Газпром газораспределение». – 2018. – Режим доступа: <http://gazoraspredelenie.gazprom.ru> .08.05.2018.
65. Донской А.С. Математическое моделирование процессов в пневматических приводах. – СПб: Издательство Политехнического университета, 2009. – 121 с.
66. Самигуллин Г.Х., Белоусов А.Е., Бакешева А.Т. Применение детандерных устройств для моделирования утечек газа из газопровода // Материалы Международной научной конференции «Высокие технологии и инновации в науке». – Санкт-Петербург. – 2018. – С. 78-84.
67. Стаскевич Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа // Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. – Л.: Недра, 1990. – 762 с.
68. Белоусов А.Е. Моделирование газодинамических процессов, связанных с утилизацией энергии природного газа на малых пунктах редуцирования единой системы газоснабжения при помощи регулируемого детандер-генератора объемного типа // Территория "Нефтегаз". – 2017. – №7-8. – С. 18-23.
69. Горелов Ю.Н. Численные методы решения обыкновенных дифференциальных уравнений (метод Рунге-Кутты). – Самара: Самарский университет, 2006. – С. 48.
70. Белоусов А.Е. Повышение эффективности процесса редуцирования в системе распределения природного газа при помощи детандер-генераторов объемного типа // Нефть и газ: сборник тезисов 71-й международной молодежной научной конференции. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2017. – С. 18.
71. Тевяшев А.Д., Гусарова И.Г., Каминская А.В. Метод идентификации аварийного участка с учетом модели нестационарных режимов работы газотранспортной системы // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2012. - №3. – С. 38-46.
72. Ксензов М.В. Определение места и размера утечки на газопроводах // Инженерный вестник Дона. – 2014 - №4. - С. 88-98.
73. Kabyzbekov K.A., Abdrakhmanova Kh.K., Saidakhmetov P.A., Musaev J.M., Issayev Ye.B., Ashirbaev Kh.A. Calculation and visualization of a body motion under the gravity force and the opposing drag. // News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. – Almaty. - 2018. – Vol.5, № 431. - P. 85-94.
74. Sinchev B., Mukhanova A.M. The design of unique mechanisms and machines. // News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. - Vol.5, № 431. - P. 210-217.
75. Коршунов С.А., Чионов А.М., Казак К.А., Казак А.С., Кулик В.С. Метод обнаружения утечки газа в линейной части газопровода. // Трубопроводный транспорт: теория и практика. Москва. – 2013. - №1. – С.14-21.

76. Andrei A.A., Evgenii V.S., Irena V.Y. Justification of representative data volume of porosity and permeability properties for obtaining statistically reliable petrophysical connections. // Journal of Mining institute. – 2018. - №233. – С.487-492.
77. Бакешева А.Т., Иргибаетов Т.И., Белоусов А.Е. Определение величин потерь природного газа на основе физического моделирования утечек из трубопровода в среды с давлениями выше атмосферного с использованием детандера объёмного типа. НАН РК «Известия». – Алматы. – 2019. - №3 – С.114-122.
78. Павлюков С.П. Моделирование утечек газа из подземных газопроводов в аварийных ситуациях: дис. канд. техн. наук: 05.23.03. - Воронеж. ВГАСУ, 2010. - 119 с.
79. Genbatch A.A., Bondartsev D.Yu. Experimental method of investigation of the heat transfer crisis in a capillary-porous cooling system. // News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. – Almaty. – 2018. - Vol. 2, № 428. - P. 229-235.
80. Murtazin E.Zh., Kalugin O.A., Kan S.M. Some features of determining filtration capacity of the soil of low-pressure earth dams. // News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. - Almaty. – Vol. 2, №410. - P. 56-61.
81. Dmitrii A.L., Vladimir V.G. Collaborative interpretation of the data obtained by resistivity and ground penetrating radar methods for assessing the permeability of sandy clay soils. // Journal of Mining institute. - Almaty. – Vol. 5, №229. – P.3-13.
82. Харламова Н.А., Соловьева Е.Б. Определение объемов выбросов газа при повреждениях газопроводов высокого и среднего давления // Аграрный научный журнал. – Саратов, 2015. – №2 – С. 53-55.
83. Фастов Л.М., Соловьева Е.Б. Алгоритм решения задачи определения объемов выбросов (утечек) газа при повреждениях газопроводов // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоснабжения. – 2006. - №1 – С. 51-57.
84. Карпусь Н.И. Оценка потерь газа через дефекты в теле трубопровода // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. - №1 – С. 50-54.
85. Belousov A.E., Samigullin G.K., Kleimenov A.V. Modelling of gasdynamic processes at pressure reduction point with the use of a volumetric expander-generator set to assure safe recycling of the energy of compressed natural gas // Chemical and petroleum engineering. – 2018. – 54(5-6) – С. 392-398.
86. Луценко Н.А. Численное моделирование трехмерных нестационарных течений газа через пористые объекты с источниками энергоснабжения // Вычислительная механика сплошных сред. – 2016. - №3 – С.331-344.
87. Фаббри С., Каваллини Ф., Джоло Р., Спинелли К.М. Система SIRCoS: ремонт трубопроводов на глубинах ниже уровня погружения водолазов // Научно-технический сборник. Вести газовой науки. – 2015. - №2 – С. 82-91.

88. Бакешева А.Т., Иргйбаев Т.И. Способы ликвидации утечки в магистральных газопроводах // Вестник КазННТУ. – Алматы, 2019. - №3(133). – С. 330-334.
89. Велиулин И.И. Повышение эффективности ремонта магистральных газопроводов: концепция, методы, технические средства: дис. док. тех. наук: 25.00.19 / « НИИ природных газов и газовых технологий ВНИИГАЗ». – Москва, 2007. –243-246 с.
90. А.с. СССР №653480. Устройство для устранения утечки в трубопроводе / К.Е. Ращепкин, А.С. Шумайлов, С.П. Кузнецова, В.И. Грязин, Ю.Д. Анисимов.; опубл.25.03.1979, Бюл. №11. – 2 с.
91. Пат. 2418232 Российская Федерация, МПК 51F16L 55/18, F16L 55/26, F16L 55/162. Способ и устройство для инспекции и ремонта трубопроводов / Кислов А.В., Саламатов Ю.П.; заявитель и патентообладатель ООО «Институт инновационного проектирования». - №2009120424/06; заявл. 25.05.2009; опубл. 10.05.2011, Бюл. №13 – 12 с.
92. Пат. 4427 Республика Казахстан, МПК 51F16L 55/18, F16L 55/26, F16L 55/162. Устройство для внутритрубного ремонта газопроводов / заявитель и патентообладатель Бакешева А.Т., Иргйбаев Т.И., Молжигитов С.К. - №2019/0691.2; заявл. 01.08.2019; опубл. 08.11.2019, Бюл. №45. – 7 с.
93. СТО Газпром 2-2.3-173-2007 Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2008. – 28 с.
94. Шафиков Р.Р. Экономическая эффективность применения методов ремонта газопровода без остановки перекачки газ потребителю // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2009. — №4. - С. 45-47.
95. Филатов А.А., Велиулин И.И., Романов А.Ю., Виноградов А.В., Городниченко В.И., Темирсултанов Р.З. Предремонтное обоснование вывода газопровода в капитальный ремонт в ООО «Газпром трансгаз Саратов» // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. — №10. - С. 28-33.
96. Дебердиева Е.М., Глухова М. Г. Экономическая оценка программы восстановления основных производственных объектов газотранспортного предприятия: методические аспекты. – Санкт-Петербург: Недра, 2010. – 146 с.
97. Мачула, И.А. Экономическая оценка снижения возможной величины ущерба от аварий при проектах реконструкции газотранспортной системы // Нефть, газ и бизнес. - 2014. - №1. - С. 36-42.
98. Белоглазова Т.Н., Челпанов П.А. Техничко-экономическое сравнение методов реконструкции газопроводов при пересечении автомобильных дорог в стесненных условиях // Электронный научный журнал «Apriori. Серия: Естественные и технические науки». – 2018. – №5.– С. 1-6.
99. Machado F., Souza R., Fonseca R. Achieving economically successful deployment of coiled tubing at sea as downline to repair a gas pipeline. // Society of petroleum engineers. – Texas, USA, 2015.

100. Решетников А.Д. Повышение эффективности ремонта газопроводов в условиях обводненной и заболоченной местности. Обз. инф. – М.: ИРЦ Газпром/ - 2001. – С. 64.
101. Годовой отчёт АО «КазТрансГаз» за 2018 г. – Нур-Султан. – 2019. – 75 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. КОД ПРОГРАММЫ ПО РАСЧЁТУ УТЕЧЕК

Константы и геометрические зависимости

Clear["Global`*"];

k=1.4;(*сухой воздух*)

r=287;

cv=717;

cp=1006;

tm=315.0;

trk=306.5;

zz=0.98;

rho=1.29;(*плотность воздуха при н.у.*)

$\beta=(2/(k + 1))^{k/(k - 1)}$;(*критическое соотношение давлений РК*)

$\omega_n=83.3$;(*номинальная частота вращения по паспорту*)

ds=0.006;(*диаметр седла РК*)

hs=0.006;(*полный ход штока РК*)

str=0.000125;(*площадь сечения трубок*)

a=6.25;(*коэффициент использования габаритов / для бесперебойности 6,0-6,5 *)

$f_{i0}=1.25664(*1.0472*)$;(*стартовый угол / конец зоны наполнения*)

z=5;(*количество лопаток*)

kl=2.5;(*коэффициент длины лопатки / 2,5-4,0 *)

q=4;(*коэффициент высоты лопатки / 4,0-5,0 *)

$\eta=0.6$;(*КПД двигателя*)

b=0.005; (*толщина лопатки*)

pl=1300;(*плотность материала лопатки*)

ku=0.65;(*коэффициент утечек*)

$\mu=0.1$;(*коэффициент трения*)

pa=100000;(*давление атмосферы*)

$rb=0.02;$
 $rh=(rb (a+1))/a; (*\text{радиус статора}*)$
 $ex=rh-rb; (*\text{эксцентриситет}*)$
 $l=kl rb; (*\text{ширина лопатки}*)$
 $h=q ex ; (*\text{высота лопатки}*)$
 $m=l h b pl; (*\text{масса лопатки}*)$
 $\gamma=2\pi/z; (*\text{угол между соседними лопатками}*)$
 $x=ex (1-\text{Cos}[fi]); (*\text{высота выступа лопатки из ротора}*)$
 $x11=ex (1-\text{Cos}[fi+\gamma]);$
 $kv=1 x (rb+x/2); (*\text{коэффициент объема}*)$
 $kvt=1 (x11-x) (rb+x+(x11-x)/2); (*\text{коэффициент объема для } p1*)$
 $kv1=1 x11 (rb+x11/2); (*\text{коэффициент объема для } p2*)$
 $xsr=\text{Integrate}[x, \{fi, 0, 2*\pi\}]/(2*\pi); (*\text{средняя высота выступа лопатки при повороте } 0-2\pi*)$
 $pt=(pm \text{Integrate}[kv, \{fi, fi0, fi0+\gamma\}])/\text{Integrate}[kv, \{fi, fi0+\gamma, fi0+2\gamma\}]; (*\text{давление камеры расширения}*)$

Работа расширения

$an=\text{Integrate}[pm*kv, \{fi, fi0, fi0 + \gamma\}, \text{Assumptions} \rightarrow fi[t] \in \text{Reals}]; (*\text{работа негнетания}*)$
 $ar=\text{Integrate}[pt*kvt, \{fi, fi0, fi0 + \gamma\}, \text{Assumptions} \rightarrow fi[t] \in \text{Reals}]; (*\text{работа расширения}*)$
 $av=\text{Integrate}[pp kv, \{fi, fi0+\gamma, fi0+2\gamma\}, \text{Assumptions} \rightarrow fi[t] \in \text{Reals}]; (*\text{работа выхлопа } pp \text{ давление потребителя}*)$
 $atr=\mu l h b pl (2 \pi \omega)^2 (2 \pi rh^2 - \pi h rh); (*\text{работа трения}*)$
 $aob=z \text{Simplify}[an+ar-av-atr]; (*\text{работа за оборот}*)$

Коэффициенты регрессии, полученные по эксперименту

$b0=154.735;$
 $b1=11.564;$
 $b2=5.25;$
 $b12=-0.333;$

$$b_{11} = -0.549;$$

$$b_{22} = -1.241;$$

$$b_{1122} = 0(*0.121*);$$

$$b_{122} = -0.631;$$

$$b_{112} = 0(*0.05*);$$

Диапазон эксперимента

$$f_{1\min} = 400000; (*\text{абс Па}*)$$

$$f_{1c} = 450000;$$

$$f_{1\max} = 500000;$$

$$f_{2\min} = 145000;$$

$$f_{2c} = 165000;$$

$$f_{2\max} = 185000;$$

Обработка данных

$$z_1 = 3 (x_1^2 - 2/3); (*\text{кодировка квадратных членов}*)$$

$$z_2 = 3 (x_2^2 - 2/3);$$

$$y = b_0 + b_1 x_1 + b_2 x_2 + b_{12} x_1 x_2 + b_{11} z_1 + b_{22} z_2 + b_{1122} z_1 z_2 + b_{122} x_1 z_2 + b_{112} x_2 z_1;$$

$$\omega = \text{Simplify}[y /. \{x_1 \rightarrow 2/(f_{1\max} - f_{1\min}) (f_1 - f_{1c}), x_2 \rightarrow 2/(f_{2\max} - f_{2\min}) (f_2 - f_{2c})\}]; (*\text{раскодировка факторов}*)$$

$$\text{Simplify}[\omega /. \{f_1 \rightarrow f_{11} 1000 + p_1, f_2 \rightarrow f_{22} 1000 + p_2\}]; (*\text{в изб. кПа}*)$$

$$p = \text{NSolve}[\omega == \omega_0, f_2][[1, 1, 2]];$$

$$p_{20} = f_{2\min}; (*\text{уставка давления } p_2 \text{ стабилизации}*)$$

$$p_{200} = p_{20} 1.03; (*\text{давление } p_2 \text{ для подбора } \omega_0 \text{ в случае стабилизации по частоте}*)$$

$$\omega_0 = \omega /. \{f_1 \rightarrow f_{1c}, f_2 \rightarrow p_{200}\}; (*\text{уставка частота стабилизации}*)$$

$$\epsilon_0 = 0; (*\text{минимальная степень открытия РК}*)$$

$$p_{ot1} = 0.93;$$

$$p_{ot2} = 1.03;$$

$$p_2 = \text{NSolve}[\omega == \omega_0, f_2][[1, 1, 2]]; (*\text{давление } p_2 \text{ от } p_1 \text{ при постоянной частоте}*)$$

f1ogr1=NSolve[p2==f2min,f1][[1,1,2]];(*минимальное ограничение на отображение f1*)

f1ogr2=NSolve[p2==f2max,f1][[1,1,2]];(*максимальное ограничение на отображение f1*)

ndga= $\eta \cdot (1 - (b \cdot z) / (2 \cdot \text{Pi} \cdot \text{rh})) \cdot \text{aob} \cdot \omega / . \{ \text{pm} \rightarrow \text{f1}, \text{pp} \rightarrow \text{f2}, \omega \rightarrow \text{om} \}$;(*мощность детандера*)

ndga2= $\eta \cdot (1 - (b \cdot z) / (2 \cdot \text{Pi} \cdot \text{rh})) \cdot \text{aob} \cdot \omega / . \{ \text{pm} \rightarrow \text{f1}, \text{pp} \rightarrow \text{pc}, \omega \rightarrow \text{omeg} \}$;

Simplify[ndga/.{f1->f11 1000+pa,f2->f22 1000+pa}];(*в изб. кПа*)

qdga= $((2 \cdot \text{Integrate}[\text{kv}, \{ \text{fi}, 0, \text{fi0} + \gamma \}] \cdot z \cdot (1 - (1 - \text{ku}) / (1 + 1 \cdot (\omega \text{n} / \text{om}))) \cdot \text{f1} \cdot 273) / (\text{pa} \cdot \text{tm})) \cdot \text{om} / . \{ \text{f1} \rightarrow \text{f1}, \text{f2} \rightarrow \text{f2} \}$;(*коммерческий объемный расход газа через ДГА*)

Simplify[qdga/.{f1->f11 1000+pa,f2->f22 1000+pa}];(*в изб. кПа*)

qdga2= $((2 \cdot \text{Integrate}[\text{kv}, \{ \text{fi}, 0, \text{fi0} + \gamma \}] \cdot z \cdot (1 - (1 - \text{ku}) / (1 + 1 \cdot (\omega \text{n} / \text{omeg}))) \cdot \text{f1} \cdot 273) / (\text{pa} \cdot \text{tm})) \cdot \text{omeg}$;

nch=ndga/.{f2->p2};(*мощность ДГА при постоянной частоте от p1*)

nd=ndga/.{f2->p20};(*мощность ДГА при постоянном p2 от p1*)

qdgach=qdga/.f2->p2;(*коммерческий объемный расход газа через ДГА при постоянной частоте от p1*)

qdgad=qdga/.f2->p20;(*коммерческий объемный расход газа через ДГА при постоянном p2 от p1*)

Построение графиков

Row{Plot3D[Evaluate[{om}/. {f1->f11 1000+pa,f2->f22 1000+pa}],{f11,(f1min-pa)/1000,(f1max-pa)/1000},{f22,(f2min-pa)/1000,(f2max-pa)/1000},PlotStyle->Opacity[0.1],Mesh->2,AxisLabel->{"p1,кПа","pc,кПа"," ω ,об/с"},LabelStyle->(FontSize->20),ImageSize->Large],

Plot3D[Evaluate[{qdga*3600}/. {f1->f11 1000+pa,f2->f22 1000+pa}],{f11,(f1min-pa)/1000,(f1max-pa)/1000},{f22,(f2min-pa)/1000,(f2max-pa)/1000},

PlotStyle->Opacity[0.5],Mesh->2,AxisLabel->{"p1,кПа","p2,кПа","V,м³/ч"},LabelStyle->(FontSize->20),ImageSize->Large}}

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. СОПОСТАВЛЕНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Математическая модель расчёта утечек была проверена на адекватность путём сравнения с экспериментальными данными. Характер смоделированного процесса совпадает с экспериментальным (Рисунок Б1-Б2) в допустимых пределах 10%.

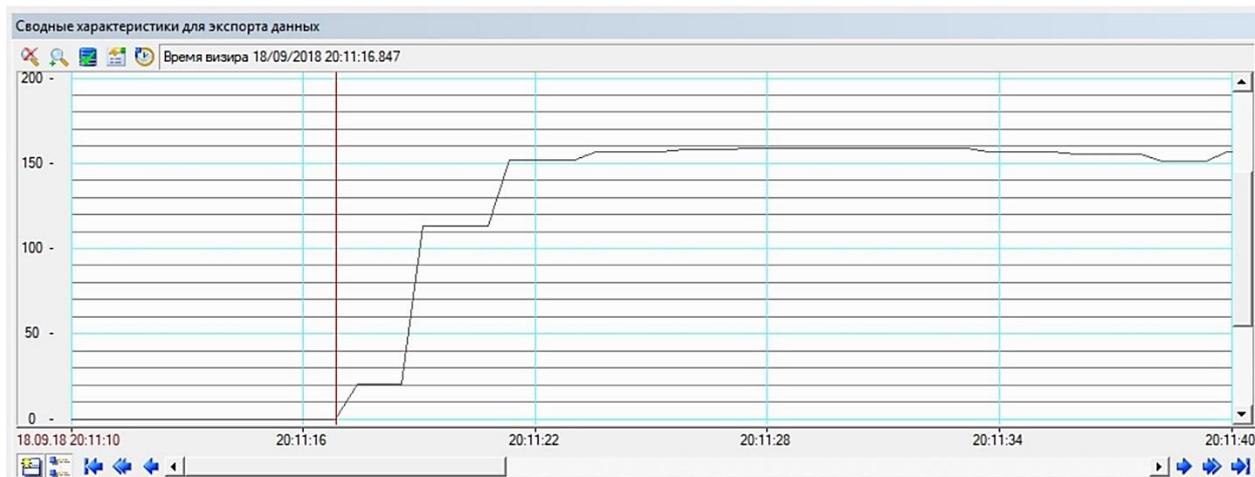


Рисунок Б1 – Экспериментальные данные регистрации начала утечки при $p_1 = 300$ кПа

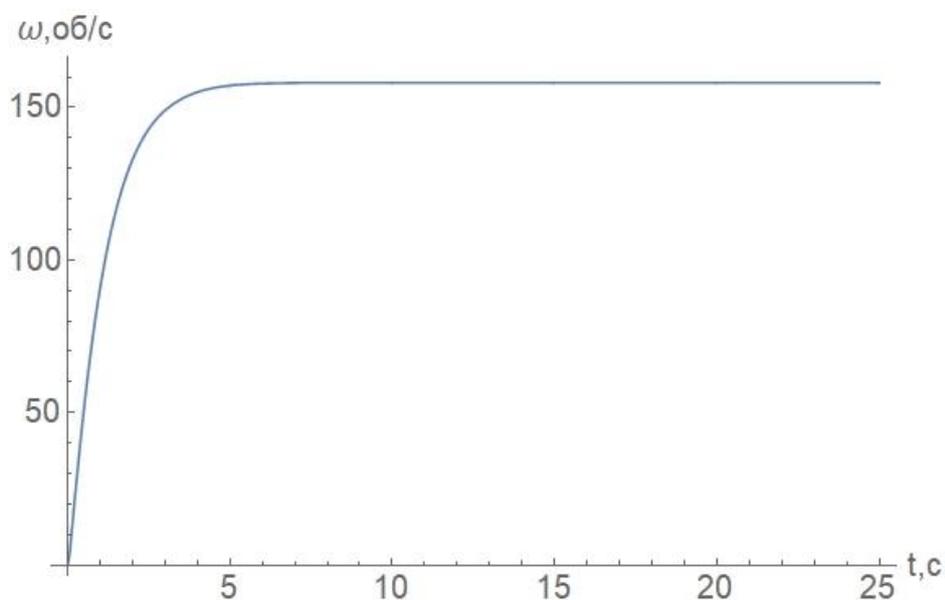


Рисунок Б2 – Результаты моделирования регистрации начала утечки при $p_1 = 300$ кПа

**ПРИЛОЖЕНИЕ В. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ЗАВИСИМОСТИ
ПРИВЕДЕННОГО ОБЪЁМА УТЕЧЕК, ПРОШЕДШИХ ЧЕРЕЗ
ДЕТАНДЕР**

Таблица В1. Полученные зависимости приведенного объемного утечек, прошедших через детандер Q_d^3 (нм³/с) от давлений до p_1 (кПа изб.) и после него p_2 (кПа изб.)

№ диапазона	Полученная зависимость
1	$2.510 \times 10^{-10} (100.0 + p_1) (-291416.357 + 1.0 p_1^2 + 4124.999 p_2 - 36.156 p_2^2 + p_1 (-515.222 - 18.171 p_2 + 0.143 p_2^2)) (-96890.179 + 1.0 p_1^2 + 4124.999 p_2 - 36.156 p_2^2 + p_1 (-515.222 - 18.172 p_2 + 0.143 p_2^2)) / -223332.194 + 1.0 p_1^2 + 4124.99 p_2 - 36.156 p_2^2 + p_1 (-515.223 - 18.171 p_2 + 0.143 p_2^2)$
2	$-((8.534 \times 10^{-13} (100. + p_1) (1.741 \times 10^9 - 3.674 \times 10^7 p_2 + 177873.677 p_2^2 + p_1 (-9102542.438 + 177746.693 p_2 - 851.521 p_2^2)) + p_1^2 (10758.333 - 210.0 p_2 + 1.0 p_2^2)) (1.79 \times 10^9 - 3.675 \times 10^7 p_2 + 177873.677 p_2^2 + p_1 (-9102542.438 + 177746.693 p_2 - 851.52 p_2^2)) + p_1^2 (10758.333 - 210.0 p_2 + 1.0 p_2^2))) / (1.7614 \times 10^9 - 3.674 \times 10^7 p_2 + 177873.67 p_2^2 + p_1 (-9102542.438 + 177746.693 p_2 - 851.521 p_2^2)) + p_1^2 (10758.3331 - 210.0 p_2 + 1.0 p_2^2)))$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г. МАТРИЦА ПЛАНИРОВАНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА

Матрица планирования полного двухфакторного эксперимента с учетом эффекта взаимодействий

№ опыта	Коды уровней факторов		Кодовые значения факторов								
	1	2	c	x_1	x_2	x_1x_2	$z_1(x_1^2)$	$z_2(x_2^2)$	z_1z_2	x_1z_2	x_2z_1
1	0	0	1	-1	-1	1	1	1	1	-1	-1
2	1	0	1	0	-1	0	-2	1	-2	0	2
3	2	0	1	1	-1	-1	1	1	1	1	-1
4	0	1	1	-1	0	0	1	-2	-2	2	0
5	1	1	1	0	0	0	-2	-2	4	0	0
6	2	1	1	1	0	0	1	-2	-2	-2	0
7	0	2	1	-1	1	-1	1	1	1	-1	1
8	1	2	1	0	1	0	-2	1	-2	0	-2
9	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Сумма			9	6	6	4	18	18	36	12	12

ПРИЛОЖЕНИЕ Д. ПАТЕНТ РК

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН



**АВТОРДЫҢ КУӘЛІГІ
УДОСТОВЕРЕНИЕ АВТОРА**

№ 108108

Бакешева Айгуль Темербековна (KZ)

және/и Иргібаев Тулеухан Иргібаевич (KZ); Молжигитов Серік Калиекперович (KZ)

*пайдалы модельдің авторы(лары) болып табылатындығы осымен куәландырылады
является(ются) автором(ами) полезной модели*

(11) 4427

(54) Газ құбырларын құбыршілік жөндеу құрылғысы
Устройство для внутритрубного ремонта газопроводов

(73) Бакешева Айгуль Темербековна (KZ); Иргібаев Тулеухан Иргібаевич (KZ);
Молжигитов Серік Калиекперович (KZ)





Е. Осанов

«Ұлттық зияткерлік меншік институты» РМК директоры
Директор РГП «Национальный институт интеллектуальной собственности»