

«Тольяттинский государственный университет»

(Наименование института полностью)

18.03.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии»

(направленность)

на тему: Повышение жаростойкости выпаривателя влаги при подготовке
нефти в условиях Крайнего Севера

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« » 2018г.

Тольятти 2018

Аннотация

Бакалаврскую работу выполнила: А.Д. Татарина.

Тема работы: Повышение жаростойкости выпаривателя влаги при подготовке нефти в условиях Крайнего Севера.

Научный руководитель: Гончаров В.С.

Цель бакалаврской работы - повышение срока службы жаровой трубы и трубопровода для экологической безопасности при подготовке и транспортировке нефти в условиях Крайнего Севера.

Актуальность темы обусловлена следующим: необходимостью понижения экологических рисков при применении оборудования при подготовке и транспортировке нефти в условиях Крайнего Севера; изделия из легированных сталей имеют высокую стоимость; низкий срок службы оборудования при подготовке и транспортировке нефти на Крайнем Севере.

Структура работы состоит из введения, семи заголовков, заключения, списка используемых источников.

Во введении обосновывается актуальность проводимого исследования, описывается цель, задачи и проблема исследования. В первой главе оцениваются запасы нефти Крайнего Севера и возможная экологическая катастрофа при ее разливе. Вторая глава пояснительной записки посвящена оборудованию Нефтехимического кластера и анализу его аварийности. В третьей главе произведен анализ основных методов повышения коррозионной стойкости и жаростойкости нефтехимического оборудования. В четвертой главе произведен выбор методов нанесения и материалов покрытия, разработке технологии комплексной защиты нефтехимического оборудования, с целью энерго - и ресурсосбережения отрасли в целом. В пятой главе представлены эксперименты и результаты исследований, а так же сделаны выводы. В шестой главе представлено экономическое

обоснование предлагаемой технологии повышения эксплуатационных свойств нефтепродуктопровода и оборудования применяемого в нефтехимической отрасли. В седьмой главе произведен расчет материального баланса.

Объем пояснительной записки бакалаврской работы состоит из: 62 страниц (21 рисунка, 11 таблиц, 39 источников использованной литературы, включая 5 иностранных).

Abstract

The aim of the bachelor's work is to increase the service life of the flame tube and the pipeline for environmental safety in the preparation and transportation of oil in the Far North.

The relevance of the topic is determined by the following: the need to reduce environmental risks when using equipment in the preparation and transportation of oil in the Far North; products from alloyed steels have a high cost; low service life of equipment in the preparation and transportation of oil in the Far North.

The structure of the work consists of an introduction, seven chapters, conclusion, a list of sources used and an appendix.

In the introduction, the urgency of the conducted research is justified, the goal, tasks and problem of the study are described. The first chapter assesses the oil reserves of the Far North and the possible ecological catastrophe during its bottling. The second chapter of the explanatory note is devoted to the equipment of the Petrochemical cluster and the analysis of its accident rate. The third chapter analyzes the main methods of increasing corrosion resistance and heat resistance of petrochemical equipment. In the fourth chapter, the methods of coating application and materials, the development of the technology of complex protection of petrochemical equipment, with the purpose of energy and resource conservation in general, were selected. The fifth chapter presents the experiments and results of the studies, as well as conclusions. The sixth chapter presents the feasibility study for the proposed technology to improve the operational properties of the oil product pipeline and equipment used in the petrochemical industry. In the seventh chapter the material balance is calculated.

The volume of the explanatory note of the bachelor's work consists of: 62 pages (21 figures, 11 tables, 39 sources of used literature, including 5 foreign).

Содержание

Введение	7
1 Добыча нефти в Арктике. Экологическая катастрофа при ее розливе	9
1.1 Запасы нефти в Арктике	9
1.2 Запасы нефти в Сибири	9
1.3 Розлив нефти как причина возникновения экологической катастрофы	10
2 Оборудование нефтехимического кластера и аварийность на трубопроводе	13
2.1 Общая характеристика трубопроводов	13
2.2 Жаровые трубы в нефтедобывающей промышленности	14
2.3 Аварийность на трубопроводном транспорте	16
3 Основные методы и технологии повышения коррозионной и жаростойкости нефтепродуктопровода и другого оборудования нефтехимической отрасли	20
3.1 Использование пластиковых и металлопластиковых труб	20
3.2 Электродуговая металлизация	20
3.3 Остекление	22
3.4 Цементно – песчаное покрытие	22
3.5 Полимерные покрытия	22
3.6 Гальванический метод	23
3.7. Плакирование	24
3.8 Плазменное напыление	25
3.9. Газодинамическое напыление	26
3.10 Газопламенное напыление (ГНП)	27
3.11 Высокоскоростное напыление	28

3.12 Общие методы повышения жаростойкости	29
4 Выбор методов нанесения и материалов защитных покрытий	31
4.1 Выбор методов повышения жаростойкости и коррозионной стойкости	31
4.2 Выбор материала покрытия	32
4.3 Оптимизация химического состава и свойств газопламенных покрытий	33
4.4 Технология газопламенного нанесения покрытий	34
5 Исследование зависимости влияния различных сред на образцы	38
5.1 Испытание на жаростойкость при 150°C	38
5.2 Испытание на жаростойкость при 700°C	42
5.3 Испытание на коррозионную стойкость в морской воде	45
6 Экономическое обоснование предлагаемой технологии	48
6.1 Краткая характеристика сравниваемых вариантов	48
6.2 Исходные данные для проведения расчета экономической эффективности	48
6.3 Расчет затрат на напыление покрытия	50
7 Расчет материального баланса горения природного газа	53
7.1 Исходные данные и расчет	53
Заключение	56
Список используемых источников	58

Введение

В виду постоянного развития нефтехимической промышленности, растет потребность в материалах, которые обладают высокими эксплуатационными свойствами, такими как коррозионная стойкость и жаростойкость. Эту задачу полностью могут решить высоколегированные стали, но они имеют высокую стоимость, поэтому их применение не целесообразно [5, 8]. В связи с этим, в производстве на данный момент применяются малолегированные или углеродистые стали. Но данные виды сталей имеют низкий срок эксплуатации и низкие эксплуатационные свойства, это влечет за собой большие экономические потери.

На данный момент лучшей заменой высоколегированных сталей являются тонкие защитные покрытия и различные методы и технологии их нанесения. Себестоимость таких покрытий на много ниже, чем цельное изделие из легированной стали. Поверхностная модификация покрытиями позволяет увеличить срок службы углеродистых сталей и их применение экономически целесообразно.

Процессы коррозии являются основной причиной аварий на предприятиях, поэтому повышение жаропрочности и коррозионной стойкости оборудования является основополагающей задачей. Исходя из вышесказанного, повышение экологической безопасности, при применении данного оборудования, становится все более актуальной.

Цель работы – повышение срока службы жаровой трубы и трубопровода для экологической безопасности при подготовке и транспортировке нефти в условиях Крайнего Севера.

Актуальность темы обусловлена следующим:

1. Необходимостью понижения экологических рисков при применении оборудования при подготовке и транспортировке нефти в условиях Крайнего Севера;

2. Изделия из легированных сталей имеют высокую стоимость;

3. Низкий срок службы оборудования при подготовке и транспортировке нефти на Крайнем Севере.

Проблема исследования: необходимость предупреждения экологических рисков на предприятия нефтедобычи.

Поставленная в работе цель достигается решением таких задач как:

1. Провести анализ причин возникновения аварий на предприятиях нефтедобычи и оценить вклад коррозионных процессов на их возникновение;

2. Провести оценку экологической опасности аварий при подготовке и транспортировке нефти;

3. Проанализировать способы повышения жаростойкости оборудования;

4. Разработать меры по обеспечению экологической безопасности при использовании жаровой трубы;

5. Провести расчет и оценить экономическую эффективность внедрения выбранной технологии нанесения покрытий.

Практическая значимость данной работы: предложенная технология и покрытия способны снизить антропогенное воздействие на окружающую среду.

1 Добыча нефти в Арктике. Экологическая катастрофа при ее разливе

1.1 Запасы нефти в Арктике

По данным геологической службы от 2009 г., за полярным кругом сосредоточено 13% неразведанных запасов нефти в мире. Ледяной покровы в Северной Ледовитом океане достиг рекордно низкого уровня, и благодаря этому повышается доступность добычи нефти и газа.

На данный момент в Арктике разведано около 600 месторождений нефти. К ним относятся: Ванкорское, Харьягинское, Южно – Хыльчужское и др.

Сто миллиард тонн нефтяного эквивалента, так оценивается углеводородный потенциал арктического шельфа России. Восточные моря арктического шельфа менее исследованы. Согласно российскому закону «О недрах», могут вести добычу на шельфе только компании с государственным участием. Таковыми компаниями являются «Роснефть» и «Газпром». Эти компании владеют большим количеством лицензионных участков, таких как Центрально – Барцев, Персеевский, Федынский, Восточно – Приновоземельские -1, -2, -3; Южно – Приновоземельский и Западно – Матвеевский, Северо – Карский и т.д.

1.2 Запасы нефти в Сибири

В Сибири находится один из самых крупнейших бассейнов мира. Он находится на Западно – Сибирской равнине. Здесь добываются около 70% всей российской нефти, и имеет площадь около 3,5 млн.км.

Нефть в этом районе находится на глубине 2 – 3 тысячи метров. Состав Западно – Сибирской нефти характеризуется низким содержанием серы (до 1,1 %) и парафина (менее 0,5 %), высокое количество летучих

веществ и бензиновой фракции (40 – 60 %). В Западной Сибири находятся такие месторождения как: Самотлор, Мегион, Усть – Балык, Шаим и т.д.

1.3 Розлив нефти как причина возникновения экологической катастрофы

Нефть наносит большой вред экологии Арктики. Реки России ежегодно выносят нефтепродукты в Северный Ледовитый океан, в результате транспортировки или разлива нефти.

Первая буровая платформа в Арктике – «Приразломная» принадлежит компании «Газпром». Она имеет множество преимуществ, но так же имеет и большое количество технических недоработок, так как она первая в своем роде, и может быть не готова к ликвидации аварийных разливов.

Колоссальный урон экологии может нанести авария на платформе «Приразломная». Пострадают акватория и побережье Печорского моря, а так же заповедные территории. В случае возможного разлива распространение нефтяного пятна будет зависеть от некоторых факторов. На это будет влиять: время года и суток, ледовая обстановка и направление и скорость ветра.

Ученые подсчитали, что в зону риска попадает площадь более 140000 квадратных километра акватории Печорского моря, а также 3000 километра береговой линии.

Множество животных могут пострадать от промышленного освоения Арктики. В зоне риска находятся заповедник «Ненецкий», который находится в 50 – 60 километрах от платформы. Гибель мальков и зоопланктонов, а так же болезни у китов и других животных и рыб, может вызвать даже сейсморазведка.

У России назначено 7 судов по борьбе с разливами нефти, компания Shell имеет в распоряжении 9 судов, а компания Cairn Energy имеет 14 судов. Из этих данных можно сделать вывод, что к аварии на Арктическом шлейфе будут не готовы, если сравнивать с устранением последствий разлива нефти в Мексиканском заливе, то там было задействовано 6000 судов.

Последствия каждой катастрофы сказываются десятилетиями. Природные условия (шторм, туман, полярная ночь) затрудняют работу по уборке нефти, а значит, часть ее осядет на дно и останется на берегах. К примеру, можно взять аварию танкера Эксон Валдис. Прошло уже более 20 лет, а на побережье Аляски все еще находят нефть.

На рисунке 1.2 представлена возможная картина разлива нефти, рассмотренная учеными.



Рисунок 1.2 – Возможный сценарий разлива нефти

При крупной аварии, если в море попадет более 10 000 тонн нефти, то через сутки, при соответствующем направлении ветра и течения, нефть достигнет берега острова Долгий. Нефтью может быть загрязнено до 40 километра побережья. Часть заповедника «Ненецкий» находится на западном побережье острова Долгий. Это место обитания моржей и множества птиц. Но средств на их спасение при аварии не предусмотрено, а для уборки берега значится 15 лопат, 15 ведер, 1 кувалда, по данным МЧС России от 09.08.2012 о состоянии ПЛАРН платформы «Приразломная».

Разрыв жаровой трубы спровоцирует появление открытого пламени и воспламенении нефти. Такую проблему сложно быстро устранить, из – за

горячей нефти могут загореться близлежащие леса, возможно попадание нефти в водоемы, происходит непосредственное загрязнение почв.

2 Оборудование нефтехимического кластера и аварийность на трубопроводе

2.1 Общая характеристика трубопроводов

Одним из перспективных и современных видов транспорта, является продуктопровод. Он имеет пару отличительных особенностей, это полная оптимизация и механизация процесса транспортировки, исключение потерь сырья в процессе транспортировки и отсутствие погрузочно – разгрузочных работ.

Трубопровод это основной элемент нефть-, газо- и продуктопровода. При производстве нефтепроводов особое значение уделяется стандартизации. Поэтому изготовление их составляющих изготавливают, монтируют и поставляют согласно государственным и отраслевым нормативно – техническим документам. Согласно действующим стандартам, производится проектирование. Оно представляется собой подбор соответствующих элементов. Условный проход сырья и давление являются основными характеристиками трубопровода. Условные значения диаметров трубопровода регламентирует ГОСТ 35567.

От материала, из которого сделан трубопровод, и толщины его стенки зависит коррозионная стойкость и прочностные характеристики. Толщина стенки трубопровода находится по формуле [2.1]:

$$S=S_p + c_1 + c_2; \quad (2.1)$$

где S_p – коэффициент, отражающий влияние давления на стенку трубы; c_1 – толщина металла, которая будет подвержена коррозионному воздействию; c_2 – показатель возможного несоответствия реального размера и номинального размера изделия, это приводит к уменьшению толщины стенки [9, 27].

2.2 Жаровые трубы в нефтедобывающей промышленности

Для нагрева смеси нефти, с целью сжигания попутного газа и испарения воды, применяют жаровые трубы, как отечественного, так и зарубежного производства.

Жаровая трубы представляет собой U – образную конструкцию, оборудованную технологическими фланцами для присоединения к установке подготовки нефти (рисунок 2.1)



Рисунок 2.1 – Труба жаровая

При использовании установок подготовки нефти, используемых в агрессивных средах эксплуатации, можно столкнуться с проблемой недостаточности коррозионной и жаростойкости труб. Возгорание трубчатых печей может произойти вследствие перегрева поверхности жаровой трубы (рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 – Недостаточная коррозионная и жаростойкость выпаривателя

Предназначение жаровой трубы, как уже выше было сказано, заключается в нагреве смеси нефти, для выпарки воды и сжигания попутного газа. Она используется в установке для подготовки нефти SIVALLS (США).

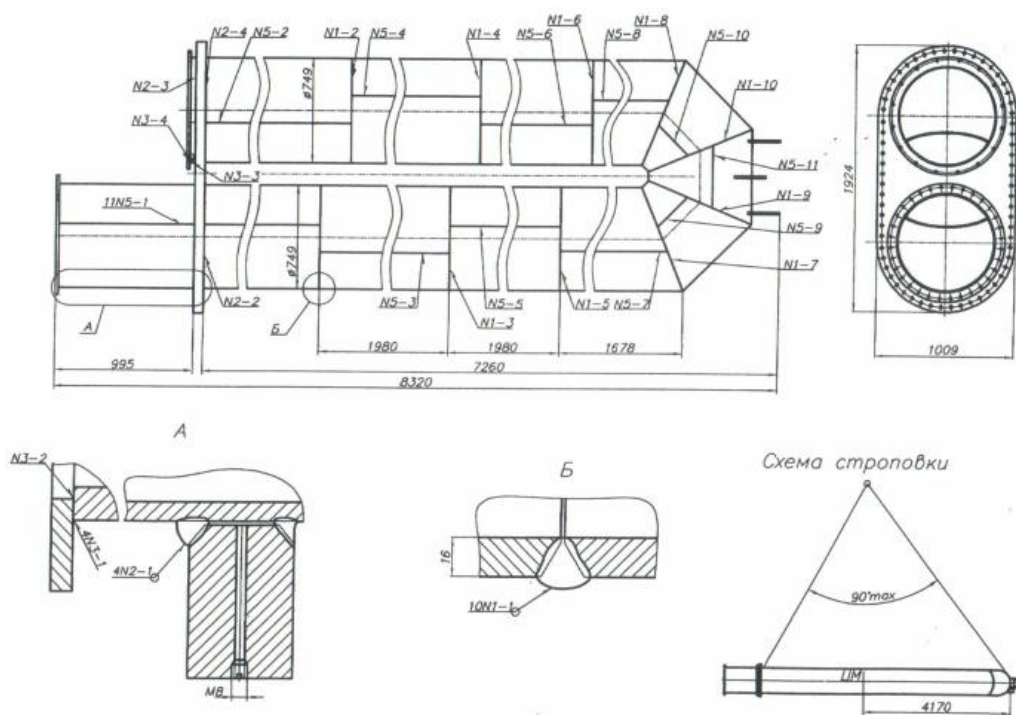


Рисунок 2.3 – Жаровая труба тип II (1006 – ЖТ – 749.02.160)

Таблица 2.1 – Показатели назначения трубы

Показатели	Значения
Рабочее давление внутри трубы	До 0,07 МПа
Рабочее давление снаружи трубы	0,75 МПа
Расчетное давление (внешнее)	0,82 МПа
Действительное давление (внешнее)	0,9 МПа
Рабочая температура стенки	Плюс 150°С
Расчетная температура стенки	Плюс 150°С
Минимально допустимая температура	Минус 60°С
Рабочая среда внутри трубы	Продукты сгорания попутного газа
Рабочая среда снаружи трубы	Нефть, вода, попутный газ
Материал	09Г2С
Масса	5200 кг

Расчетный срок службы (согласно руководству по монтажу и эксплуатации 057.001 РЭ) жаровой трубы составляет 10 лет, но по гарантийному сроку эксплуатации, выданным производителем ООО «Техноцентр – Нефтемаш», этот срок составляет всего один год.

2.3 Аварийность на трубопроводном транспорте

Одной из основных причин разрешения трубопроводного транспорта, это коррозия. В данной работе мы рассмотрели самые основные виду коррозионного износа трубопровода (рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 – Коррозия внешней поверхности трубопровода

Как известно, на образование коррозии на трубопроводе влияют свойства среды, с которой он взаимодействует, как с наружной, так и внутренней поверхностью. Внутренняя коррозия может возникнуть, если в перекачиваемой среде содержатся растворенные кислоты, соли и щелочи. У наружных поверхностей коррозионный износ поверхности определяется способом прокладки трубопровода, а так же от конструктивных решений. Коррозия наружной поверхности трубопровода может возникнуть при подземной и подводной прокладке [20].

Для магистрального нефтепродуктопровода характерна только наружная коррозия, так как транспортируемое вещество является коррозионно – инертным. Но для жаровой трубы характерны оба вида коррозии, так как ее перегонка происходит при высокой температуре.

Обеспечение безопасности является одной из основных процедур на предприятии, для этого проводят анализ аварийности.

Для выявления частоты аварий, была проанализирована информация из доступных баз данных для объектов сухопутных магистральных трубопроводов.

Сбором данных об аварийности на объектах трубопроводного транспорта в России осуществляется федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

При анализе данных можно заметить тенденцию к снижению аварий на российских трубопроводах.

По данным Ростехнадзора причинами травм при эксплуатации трубопровода являются: нарушение техники промышленной безопасности, не соблюдение регламента технического обслуживания и ремонта [23].

Так же можно отследить зависимость между частотой аварий, диаметром трубопровода и диаметром дефектного отверстия (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Зависимость частоты утечек диаметра трубопровода

Диаметр трубопровода, мм	Частоты утечек (1/ (км·год)				
	Диаметр отверстия <12.5 мм	Диаметр отверстия <25 мм	Диаметр отверстия <50 мм	Диаметр отверстия <100 мм	Разрыв
50	$5,7 \cdot 10^{-3}$	$2,4 \cdot 10^{-3}$	-	-	$1,4 \cdot 10^{-3}$
100	$2,8 \cdot 10^{-3}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$4,7 \cdot 10^{-4}$	-	$2,7 \cdot 10^{-4}$
150	$1,9 \cdot 10^{-3}$	$7,9 \cdot 10^{-4}$	$3,1 \cdot 10^{-4}$	$1,3 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \cdot 10^{-5}$
250	$11 \cdot 10^{-4}$	$4,7 \cdot 10^{-4}$	$1,9 \cdot 10^{-4}$	$7,8 \cdot 10^{-5}$	$1,5 \cdot 10^{-5}$
600	$4,7 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$7,9 \cdot 10^{-5}$	$3,4 \cdot 10^{-5}$	$6,4 \cdot 10^{-6}$
900	$3,1 \cdot 10^{-4}$	$1,3 \cdot 10^{-4}$	$5,2 \cdot 10^{-5}$	$2,2 \cdot 10^{-5}$	$4,2 \cdot 10^{-6}$
1200	$2,4 \cdot 10^{-4}$	$9,8 \cdot 10^{-5}$	$3,9 \cdot 10^{-5}$	$1,7 \cdot 10^{-5}$	$3,2 \cdot 10^{-6}$

Для наглядности анализа, все аварийные ситуации на нефтепродуктопроводах были представлены в виду диаграммы [21-23].



Рисунок 2.5 – Причины возникновения аварий на нефтепроводе по данным Ростехнадзор (2000 – 2012 гг)

Морские трубопроводы по экологическому показателю риска, имеют самую высокую степень из – за высокой коррозионной способности морской воды. Сухопутные соответствуют средней степени риска [26].

3 Основные методы и технологии повышения коррозионной и жаростойкости нефтепродуктопровода и другого оборудования нефтехимической отрасли

3.1 Использование пластиковых и металлопластиковых труб

Данный способ имеет ряд преимуществ. Он имеет устойчивость к агрессивным средам, таким как щелочь и кислота. Не нуждается в покраске. Так же имеет плюс для монтажно – строительных работ, из – за низкой удельной массы, что уменьшает их ценность. Антифрикционная внутренняя поверхность обеспечивает малую затрату на энергию, на транспорт среды, из – за низкого сопротивления. Для препятствия зарастания сечения трубопровода нужны низкие адгезионные показатели поверхности. Все положительные качества метода позволяют использовать данный вид трубопровода на протяжении 50 лет.

Но не смотря на все плюсы данного метода, он имеет недостатки. Пластиковые и металлопластиковые трубы имеют узкую сферу востребования, в виду низкой теплостойкости, большим коэффициентом и эффектом охрупчивания при низких температурах. Важным недостатком является низкие прочностные качества, по сравнению со стальными трубами.

3.2 Электродуговая металлизация

Данный метод основан на нагребе сходящихся проводок в распылителе до температуры плавления с помощью дуги. Далее частицы расплавленного металла поступают газовым потоком наложку. В качестве напылителя используется алюминий и цинк. Их нанесение проводят в качестве несколько этапов.

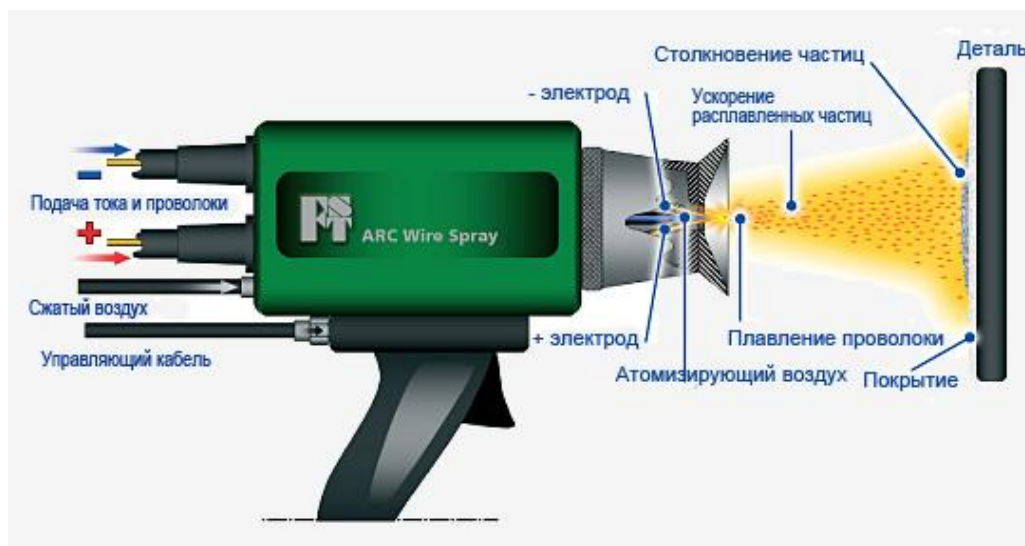


Рисунок 3.1 – Схема работы металлизатора

Две распыляемые проволоки постоянно подаются по специальным направляющим. Электродуга проходит между этими проволоками. В середине электрометаллизатора находятся сопло, оно служит для подачи сжатого воздуха. Он и обеспечивает распыление частиц расплавленного металла. Возможна работы как на переменном, так и на постоянном токе. Для работы на переменном токе характерно неустойчивость возгорания дуги, а так же большой уровень шума. Это позволяет привести к неравномерности покрытия по толщине. Работа электрометаллизатора на постоянном токе более оптимальна, так как дуга обладает высокой устойчивостью.

Этот метод обладает высокой производительностью, а так же можно получить покрытие толщиной до 15 мм.

Метод имеет ряд недостатков:

1. Покрытие наносится под углом от 45 до 90 градусов и только на внешнюю поверхность изделия;
2. Получаемое покрытие образует большое количество оксидов, что понижает ударную прочность;
3. Низкая адгезия покрытия с подложкой (15 – 45 Мпа);
4. Высокая пористость.

Поверхность изделия тщательно подготавливают для высокого показателя качества. На ней не допускается наличие ржавчины, грязи и

масла. Финальную подготовку поверхности проводят струйным способом. Время между подготовкой и напылением должно быть минимально, и составлять не более двух часов. Так же нужно соблюдать перерывы между подходами металлизации, для предупреждения перегрева поверхности [15].

3.3 Остекление

Стеклянное покрытие внутренней поверхности металлических труб обеспечивает высокую стойкость к коррозионным средам. Это интересное техническое решение имеет низкие адгезионные свойства, что препятствует зарастанию сечения. Но данное покрытие имеет высокую хрупкость и нуждается в применении фланцевых соединений и невозможность сварки.

3.4 Цементно – песчаное покрытие

При применении данного покрытия на внутренней поверхности трубы образуется каменная оболочка трубной формы. Данное покрытие обладает стойкостью к коррозии, достаточной прочностью, высокой пористостью и низкими бактерицидными свойствами. Но оно склонно к зарастанию и может разрушаться при сварке. Толщина такого покрытия может достигать 15 мм [4].

3.5 Полимерные покрытия

Полимерное покрытие является одним из самых распространенных. Различают несколько видов покрытия: мастично – битумные, лакокрасочные, полимерные, полимерно – ленточные и мастично – ленточные. Для поверхностей, подверженных коррозионному воздействию, применяют лакокрасочные покрытия. Они не изменяют электрохимическую природу процесса, но уменьшают скорость коррозии. Все защитные покрытия выполняют роль барьера, а так же снижают скорость диффузии веществ к металлу. Главными плюсами данного вида покрытия являются: дешевизна, возможность нанесения покрытия в полевых условиях и простота

выполнения работ. Недостатком является слабая адгезия с подложкой, узкий температурный диапазон, низкие механические характеристики, не высокий срок службы (максимум 10 лет в слабоагрессивных средах). Можно отметить, что свойства покрытия полностью зависят от свойств полимера, входящего в его состав. Очевидно, что стоимость полимера с наивысшими прочностными и адгезионными характеристиками, будет пропорциональна его свойствам.

3.6 Гальванический метод

Данное покрытие производят из раствора трехвалентного хрома. При добавлении в раствор отдельных элементов, можно повысить коррозионную стойкость. Основным недостатком данного метода является:

1. Громоздкость применяемого оборудования;
2. Энергозатратность и тщательное соблюдение техники безопасности и условий охраны труда;
3. Недостаточная адгезионная прочность к подложке;
4. Растрескивание при деформации обрабатываемого изделия.

Негативно сказывается на экономике метода увеличение толщины гальванических покрытий. Это связано с усложнением технологии процесса.

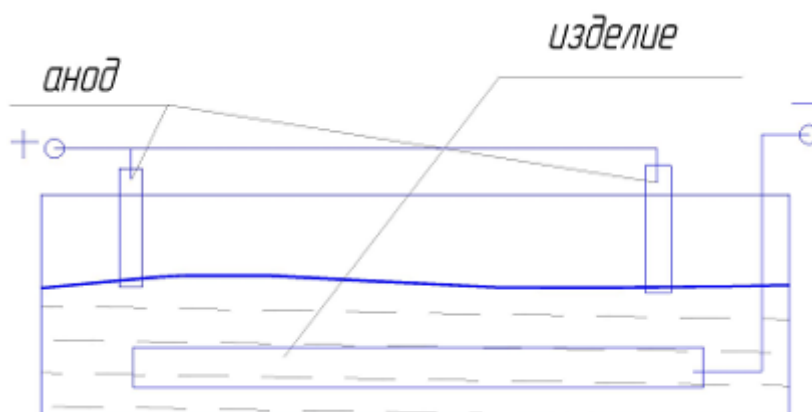


Рисунок 3.2 – Схема гальванического метода нанесения покрытий

Электролитические покрытия цинка, хрома и никеля имеют широкое распространение в промышленности. Они требуют гладкости поверхности изделия. Данные покрытия имеют катодный принцип защиты. Защитное

покрытие вступает в реакцию первым, защищая основу металла, не подвергая его коррозии (рисунок 3.3).

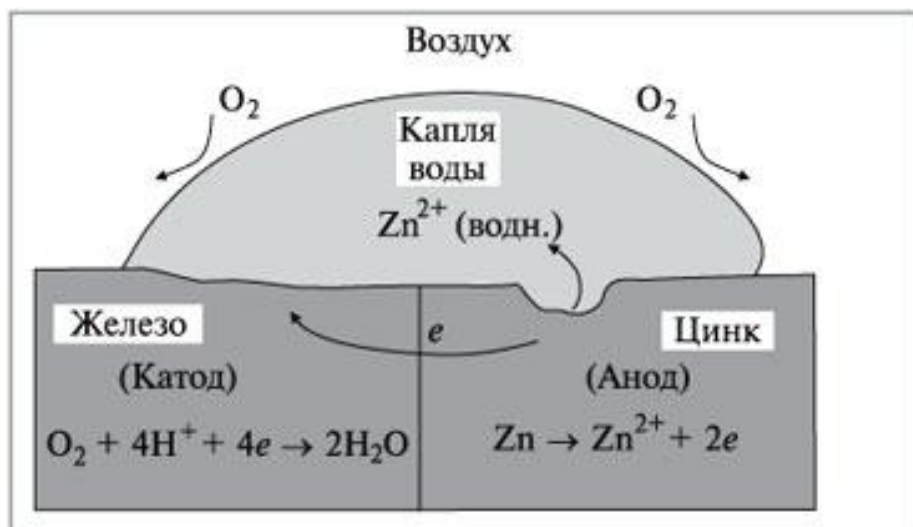


Рисунок 3.3 – Цинковое покрытие

Износостойкость является главным недостатком данного метода. Также имеется ряд других недостатков, такие как: неравномерное распределение покрытия, затруднение процесса сварки, ограниченность температурного предела применения, а так же значительное негативное воздействие на окружающую среду, из – за образования высокотоксичных отходов [21].

3.7 Плакирование

Термический процесс, совместного волочения или горячей прокатки защитного или основного материала, называется плакированием. Применяется в горячей прокатке, сварке взрывом и прессовании. Диффузия под действием совместной деформации горячей заготовки вызывает адгезию между материалами. Изделие покрывают с одной или двух сторон покрытием, которое обеспечивает ему специальные свойства.

Толщина слоя покрытия может достигать нескольких миллиметров. Отсюда вытекает цель данного метода: создание тонкого слоя покрытия на изделии, с повышением его износостойкости и коррозионной стойкости и т.д. Данным методом чаще повышают коррозионную стойкость в зоне сварных швов, из – за его высокой стоимости [4, 21, 22].

3.8 Плазменное напыление

Процесс напыления покрытия с помощью плазменной струи называется плазменным напылением. Электрическая дуга участвует в образовании плазменной струи. Данный процесс так же используют в повышении коррозионной стойкости изделия, износостойкости, а так же понижения или повышения теплопроводности. Материалами могут являться металлы и их оксиды, карбиды и другие соединения. Так же может быть в виде проволоки или порошка [15, 19].

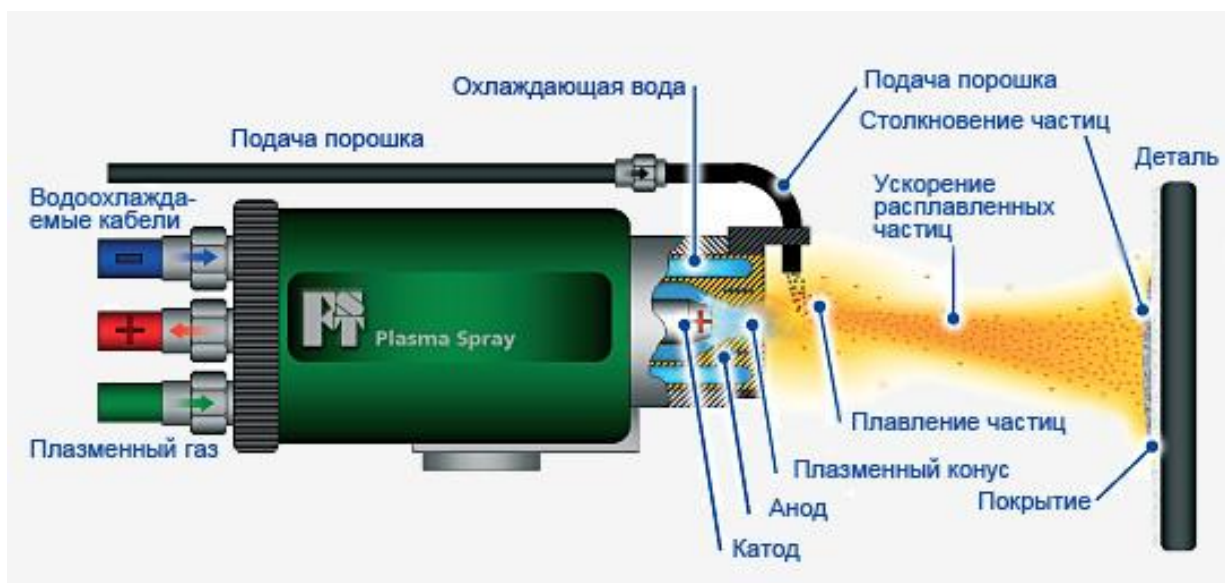


Рисунок 3.4 – Схема плазменного напыления

Разогретый газ поступает в сопло горелки, ионизируясь при прохождении между анодом и катодом, стекает в виде плазменного потока. Рабочий газ – это смесь аргона и азота, в некоторых случаях с добавлением водорода. При помощи плазмы происходит нагрев струи газа [15].

Плазменный метод имеет ряд преимуществ. Одним из них является возможность использования широкого спектра материалов для защитного слоя. Нанесение покрытий на различные материалы влияет малое тепловое воздействие на подложки.

А так же большая производительность процесса и возможность использования различных газов от инертных до окислительных и восстановительных.

Имеет так же ряд недостатков, таких как: низкий процент сцепления покрытия и изделия и невысокий коэффициент полезного использования тепловой энергии плазменной струи [4, 24].

3.9 Газодинамическое напыление

Данный вид напыления обеспечивает высокое качество покрытия при низких температурах нанесения порошка. Для данного вида покрытий характерно: высокая адгезия и низкая пористость.

Схема высокоскоростного газодинамического напыления представлена на рисунке 3.5.



Рисунок 3.5 – Схема высокоскоростного газодинамического напыления

В подогретом газе скорость частиц наносимого покрытия достигает приблизительно 1000 м/с. Низкая температура в сочетании с высокой скоростью напыляемых частиц, позволяет получить плотные покрытия, без образования оксидов.

Данный вид напыления имеет ряд преимуществ. К ним можно отнести то, что напыление данным способом можно проводить при любых значениях температуры и влажности воздуха, то есть может проводиться даже с минимальным тепловым влиянием. Это обеспечивает экологическую безопасность методу. Узконаправленный поток частиц позволяет локально покрывать участки изделия, легко поддается автоматизации и не требует высокой квалификации персонала.

3.10 Газопламенное напыление (ГНП)

Газопламенное напыление заключается в нагреве порошкообразного, проволочного или шнурового материала в пламене газового факела и перемещения мельчайших частиц на поверхность изделия, потоком газов. Пламя является источником тепловой энергии. Данный метод отличается простотой исполнения, но для его осуществления необходимо непрерывно подавать кислород и топливо. Температура напыляемого материала близка к его температуре плавления [3].

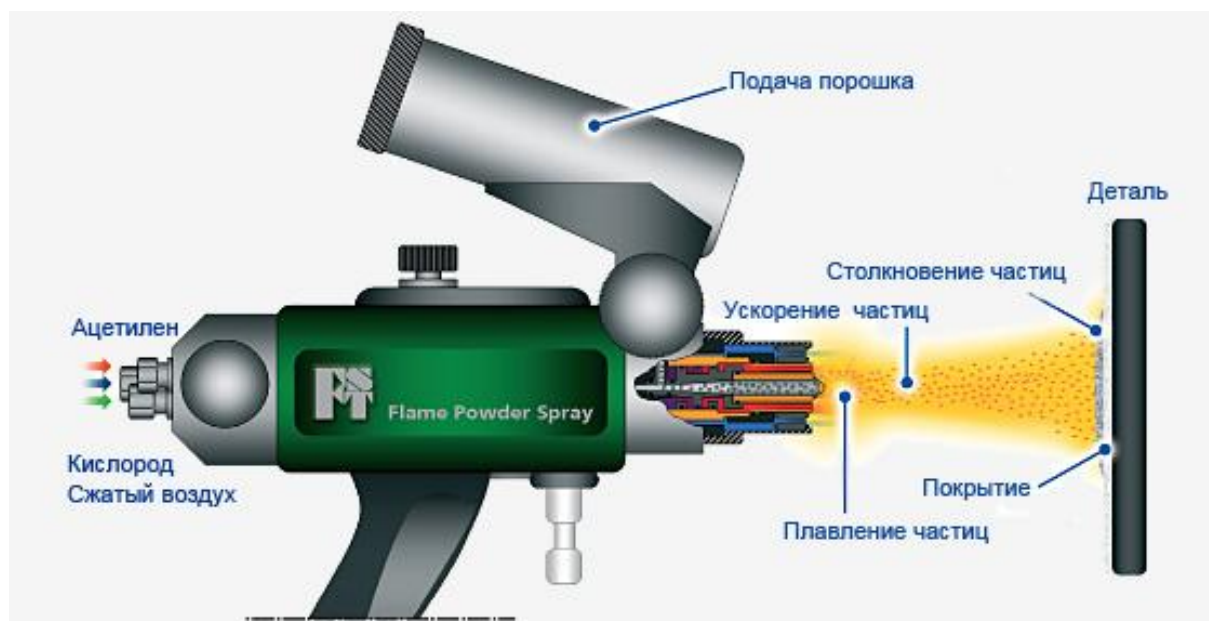


Рисунок 3.6 – Схема порошкового газопламенного напыления

Нагретые частицы ложатся на подложку, образуя плотное и равномерное покрытие [3].

Материалами покрытия могут служить сплавы хрома, никеля, алюминия и бронзы, а так же оксид алюминия и диоксид титана. Кроме того, Материалами могут являться карбиды и некоторые полимерные материалы.



Рисунок 3.7 – Схема проволочного газопламенного напыления

Данный метод обладает множеством преимуществ, такими как: высокая производительность, локальность нанесения покрытия, неограниченность в габаритах изделия, покрытие имеет широкий спектр сочетания материалов, низкий уровень шума, простота технологии и мобильность оборудования [3, 28].

Недостатки данного метода: ограниченность в применении некоторых легкоплавких материалов и низкий коэффициент использования тепловой энергии дымовых газов [3, 28].

3.11 Высокоскоростное напыление

По типу оборудования системы высокоскоростного напыления делятся на системы керосин – кислород или водород – кислород и пропан – воздух.

Преимущества данного метода является: высокая плотность покрытий и низкое содержание образующихся оксидов. Так же преимуществом можно считать не высокие температуры газовой среды ($\approx 3000^{\circ}\text{C}$). Важным преимуществом данного метода является формирование в наносимых покрытиях напряжений сжатия, что позволяет получить более толстое покрытие с высокой адгезионной прочностью и низкой пористостью (менее 1%). Данный способ отличается высокой производительностью.

Конструктивная схема аппарата представлена на рисунке 3.8.

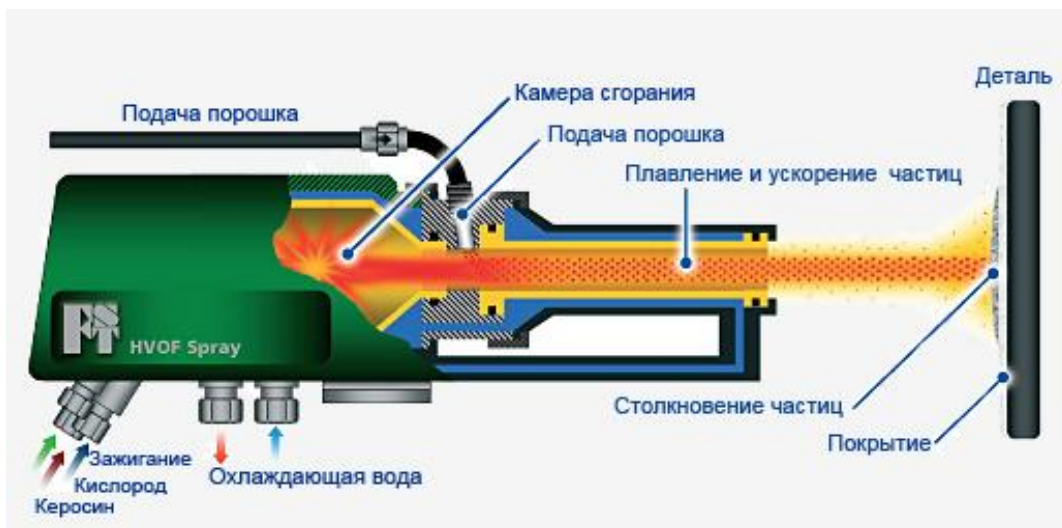


Рисунок 3.8 – Схема высокоскоростного газопламенного напыления

3.12 Общие методы повышения жаростойкости

Способность металлов и сплавов сопротивляется окислению и газовой коррозии при высоких температурах определяется жаростойкостью. В основном она зависит от поверхности металла и чистоты ее обработки.

Окисление полированных поверхностей происходит медленнее из-за равномерно распределенных оксидов на поверхности металла. Такая оксидная пленка хорошо защищает металл от окисления, если она плотная и не пропускает ионы кислорода, а так же не происходит отслаивание при испытаниях. Такую пленку могут образовывать такие металлы как хром и алюминий (Cr_2O_3 и Al_2O_3).

Легирование такими элементами, как хром, алюминий и кремний, повышает жаростойкость сплавов. Они образуют по поверхности металла оксидную пленку, которая препятствует прониканию ионов кислорода. Состав защитного покрытия выбирается с учетом условий работы изделия и состава среды. Структура покрытия должна быть однородной и однофазной, но этот способ является дорогостоящим.

Строение сплава меняется при термической обработке, что увеличивает коррозионную стойкость. Так же увеличить жаростойкость можно с помощью отжига и нормализации (формируется однофазная структура).

Градиент напряжений в структуре металла снижает жаростойкость материала. Этот градиент получается в ходе пластической деформации металла.

При выборе материала для повышения жаростойкости нужно учитывать конкретную агрессивную среду и условия работы данного изделия.

Для жаропрочных никелевых сплавов максимальные рабочие температуры не превышают 1000 - 1100°C. Более высокие рабочие температуры имеют сплавы хрома. Они сохраняют свою жаростойкость при температуре до 1050 - 1100°C, но имеют повышенную хрупкость при температуре ниже 300 - 350°C. При длительном нагреве и высокой температуре хромовые сплавы обладают способностью к поглощению азота, что негативно сказывается на их пластичности.

Сплавы на основе иттрия являются самыми жаростойкими. Их наносят методом поверхностного осаждения, и их максимальная рабочая температура не превышает 1300°C.

4 Выбор методов нанесения и материалов защитных покрытий

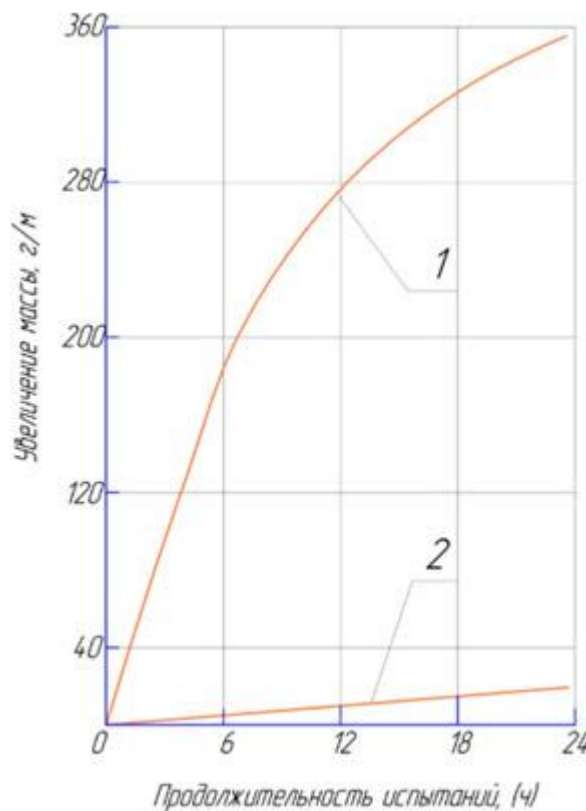
4.1 Выбор методов повышения жаростойкости и коррозионной стойкости

Для выбора высокоэффективного защитного покрытия, нужно учитывать:

1. Свойства защитных покрытий;
2. Условий эксплуатации изделия;
3. Экономическую обоснованность применяемых покрытий.

Использование металлизационных методов нанесения покрытий является наиболее выгодным способом повышения коррозионной стойкости изделий нефтехимической промышленности. Поэтому наиболее рационально применять газопламенный метод (патент РФ № 2393062, МПК В22F7/04 от 27.06.2010 г.). Данный метод является наиболее доступным и успешно применяется в других отраслях промышленности. Так же с помощью газопламенного метода обеспечивают наиболее однородное и минимально пористое покрытие.

Данный вывод можно сделать по данным наработок, полученным в ЦВТ ФГБОУ ТГУ по коррозионной и жаростойкости ГНП покрытий на образцах (сталь 10), с нанесенным газопламенным методом [12, 13].



1- без покрытия; 2- с покрытием.

Рисунок 4.1 – Жаростойкость образцов из стали 10 при температуре 800°C

4.2 Выбор материала покрытия

Выбор материала изделия является основополагающей задачей, так как от этого будут зависеть эксплуатационные характеристики изделий. В металлизационных методах нанесения покрытий, главными материалами являются хром, алюминий и цинк.

Так как цинк в ряду напряжений стоит левее железа, он способен защитить железо от коррозии. При этом цинковая пленка не теряет своей целостности.

Алюминий является активным металлом. Алюминиевые покрытия способны обеспечивать изделию устойчивость к отрицательному влиянию атмосферы, воды, за счет оксидной пленки.

Высокая активность хрома определяется его активностью. Активность хрома имеет более высокое значение, чем у алюминия. Его соединения так же образуют оксидную пленку, как в воде, так и под действием окислителей.

Иттрий является одним из наиболее стойких элементов. Его вводят для повышения жаростойкости сплавов, с целью повышения эксплуатационных свойств. Но покрытия содержащие иттрий применять не целесообразно, так как имеют высокую стоимость.

Никель является пассивным металлом. Он стоек в средах щелочей любой концентрации. Покрытия содержащие никель нужно формировать с минимальной пористостью.

На основе поставленных задач, наиболее рационально применять покрытия на основе хрома, никеля и алюминия.

4.3 Оптимизация химического состава и свойств газопламенных покрытий

Согласно ГОСТ 28377 – 89 «Порошки для газотермического напыления и наплавки» были выбраны марки порошков на основе хрома, никеля и алюминия. Так как они являются экономически выгодными и их применение целесообразно.

Данные порошки смешиваются в любом процентном соотношении и наносятся послойно.

Таблица 4.1 – Химический состав порошков

№ п/п	Марка	Химический состав, %							
		Ni	Fe	C	Cr	Si	Al	B	N
1	ПВ-Н85Ю15	Основа	0,2	0,07	-	-	12 - 15	-	0,08
2	ПР-НХ17СР4	Основа	До 5	0,8 – 1,2	16 - 18	3,8 – 4,5	-	3,1 – 4,0	-

Для первого покрытия мы взяли 70% порошка марки ПВ-Н85Ю15 и 30% порошка марки ПР-НХ17СР4, для придания твердости покрытия. Для второго покрытия был взят порошок марки ПР-НХ17СР4.

4.4 Технология газопламенного нанесения покрытий

Для повышения жаростойкости нефтехимического оборудования в работе предлагается использование технологии газопламенного нанесения. Она включает следующие стадии:

1. Струйно – абразивная активация поверхности;

Струйно – абразивная активация поверхности зависит от конфигурации и габаритов обрабатываемого оборудования. Данную операцию могут проводить в рабочей камере, либо в полевых условиях.

Обработка поверхности проходит до тех пор, пока она не станет матовой, без признаков шероховатости. Материалом для струйно – абразивной обработки служит карбид кремния.

В данной работе предлагается к применению струйно – абразивное беспылевое оборудование Problast 60 SL (рисунок 4.2).



Рисунок 4.2 – Струйно – абразивная установка Problast 60 SL

Режимы:

Давление воздуха $P = 6 - 10$ бар, расстояние от среза сопла до поверхности трубы $d = 100$ мм.

2. Газопламенное напыление (дозвуковое и сверхзвуковое);

Для нанесения покрытий на оборудование нефтехимической промышленности, в данной работе предлагается использование горелки газопламенного напыления. Она предназначена для работ в полевых и цеховых условиях и имеет малые габариты. Напыляемое покрытие имеет скорость до 1500 м/с.

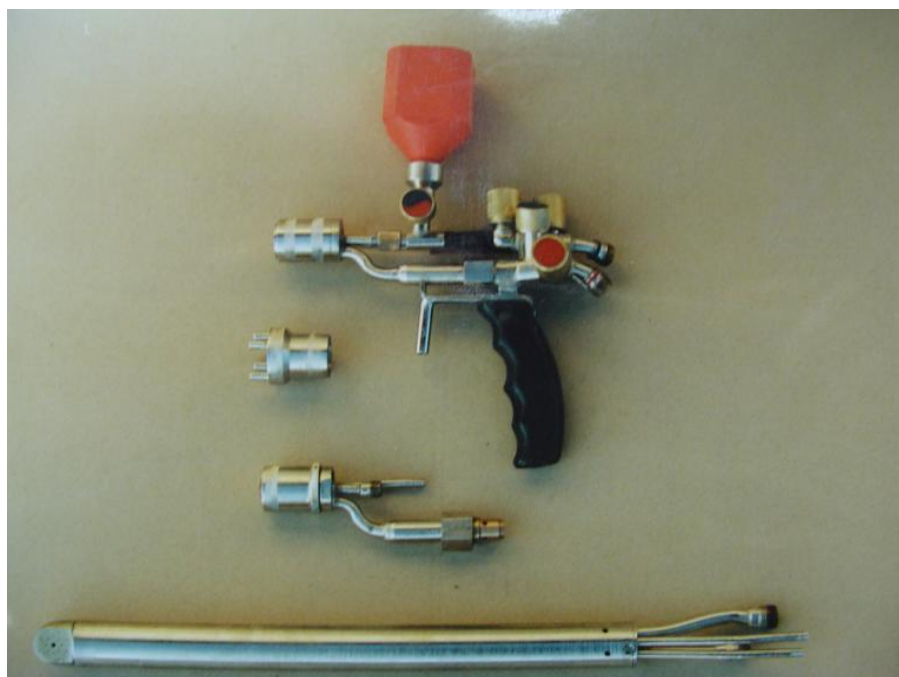


Рисунок 4.3 – Газопламенная горелка конструкции ЦВТ ФГБОУ ТГУ

В данной работе так же может использоваться высокопроизводительная мобильная установка высокоскоростного газопламенного напыления «Плакарт НВА – 7», для нанесения покрытий на подложки крупногабаритного оборудования.

Расстояние от края сопла до изделия не должно превышать 120 – 180 мм, так как это способствует снижению прочностных характеристик покрытия.

Перпендикулярное расположение сопла горелки к поверхности изделия способствует лучшему растеканию покрытия. Возможное отклонение допускает в пределах 10 - 15°.

Перегрев поверхности является недопустимым, так как это приводит к деформации изделия.

3. Дробеударный наклеп (в зависимости от технического задания);

Дробеударный наклеп применяется для получения слоистой структуры покрытия. Для этого применяется дополнительная стрейно – абразивная обработка после нанесения подслоя.

Так же данная операция способна устранить дефекты на поверхности, что так же упрочняет изделие.

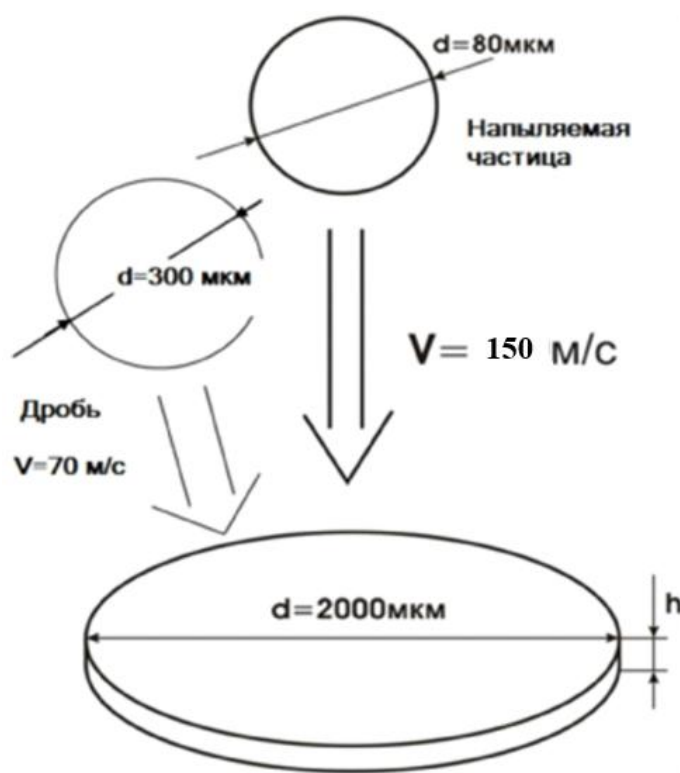


Рисунок 4.4 – Схема дробеударного воздействия на напыляемую частицу ГПН

4. Локальное газопламенное или лазерное оплавление;

Для уменьшения пористости предания твердости поверхности, в работе предлагается выполнить локальное оплавление с помощью специальной насадки на горелку конструкции ЦВТ ФГБОУ ТГУ.

5. Финишная обработка – шлифование (в зависимости от технического задания);

С помощью шлифования предают образцу требуемые размеры и чистоту обработки. Снижение пористости изделия достигается его полировкой неабразивными материалами (фетр и др.).

В данной работе операции финишного шлифования предлагается использовать следующее оборудование:

- а. Станок шлифовальный 3Д4230;
- б. Электрический и пневматический доводочный инструмент.
- 6. Контроль качества.

Получаемое покрытие должно быть без шелушений, трещин и вздутия. Для того, что бы это избежать, обращают внимание на параметры режимов по отдельным операциям, на качество подготовки сжатого воздуха.

С помощью металлографического микроскопа ММР – 2 определяется толщина и микроструктура покрытия.

5 Исследование зависимости влияния различных сред на образцы

5.1 Испытание на жаростойкость при 150°C

Для этого эксперимента были взяты 3 образца стали марки 09Г2С с различным покрытием. Первый образец был взят без покрытия; второй образец был покрыт порошком состава: 70% ПВ-Н85Ю15 и 30% ПР-НХ17СР4, нанесенный газопламенным способом (покрытие 1); третий образец покрыт порошком ПР-НХ17СР4, нанесенным газопламенным способом с локальным оплавлением (покрытие 2).



Рисунок 5.1 – Процесс нанесения покрытия

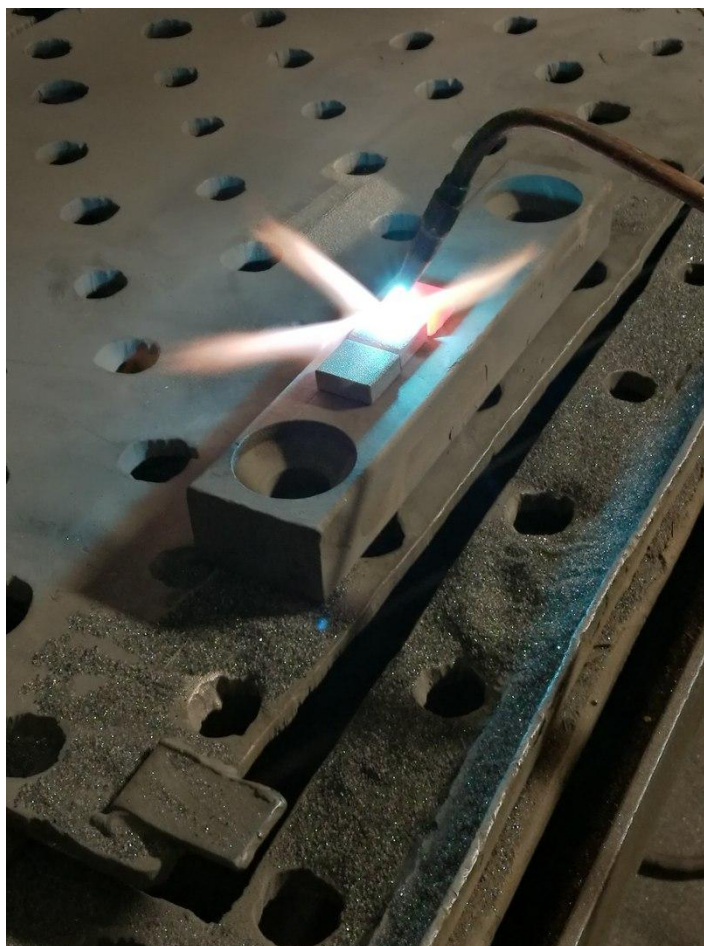


Рисунок 5.2 – Процесс локального оплавления

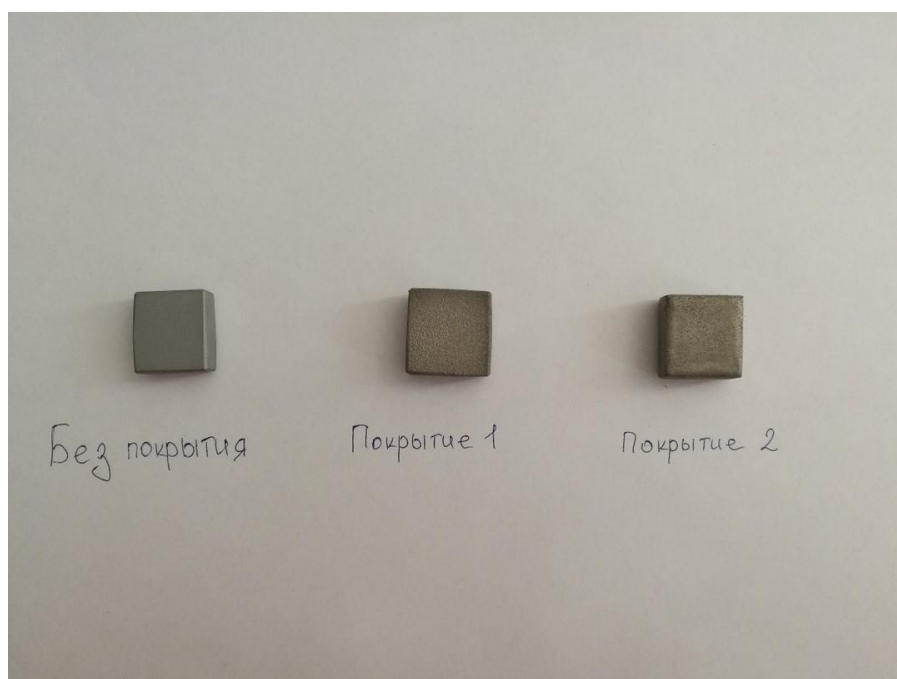


Рисунок 5.3 – Образцы стали после покрытия

Для проведения эксперимента предварительно взвешиваем образцы, для отслеживания изменения массы:

$m_{0,1}$ (масса образца без покрытия) = 41,4087 г;

$m_{0,2}$ (масса образца с покрытием состава 1) = 41,9146 г;

$m_{0,3}$ (масса образца с покрытием состава 2) = 38,4774 г.

Далее образцы поместили в печь, разогретую до 150°C (данная температура соответствует температуре поверхности жаровой трубы). Фиксируем изменение массы образцов через каждые 24 часа в течении 7 дней.

Таблица 5.1 – Изменение массы образцов при 150°C

Число часов	24	48	72	96	120	144	168
$m_{\text{обр.б.п.,Г}}$	41,4130	41,4175	41,4215	41,4252	41,4294	41,4333	41,4374
$m_{\text{обр.с п1, Г}}$	41,9155	41,9162	41,9172	41,9180	41,9185	41,9190	41,9194
$m_{\text{обр.с п2, Г}}$	38,4776	38,4779	38,4781	38,4782	38,4783	38,4783	38,4783

Для того, что бы оценить разность скорости коррозии образцов без покрытия и с различными покрытиями, рассчитываем массометрический показатель скорости коррозии для каждого образца за одинаковые промежутки времени.

Рассчитываем площадь образца и массометрический показатель скорости коррозии для образца без покрытия и находим его среднее значение:

$$S = 0,025 \cdot 0,023 + 0,025 \cdot 0,023 + 0,025 \cdot 0,009 = 0,001375 \text{ м}^2;$$

$$k_m = \frac{m_0 - m}{S \cdot t}; \quad (5.1)$$

$$k_m (\text{после 24 часов}) = \frac{41,4087 \text{ г} - 41,4044 \text{ г}}{0,001375 \text{ м}^2 \cdot 24 \text{ ч}} = 0,1303;$$

$$k_m (\text{после 48 часов}) = \frac{41,4087 \text{ г} - 41,3999 \text{ г}}{0,001375 \text{ м}^2 \cdot 48 \text{ ч}} = 0,1333;$$

$$k_m (\text{после 72 часов}) = \frac{41,4087 \text{ г} - 41,3959 \text{ г}}{0,001375 \text{ м}^2 \cdot 72 \text{ ч}} = 0,1293;$$

$$k_m (\text{после 96 часов}) = \frac{41,4087 \text{ г} - 41,3922 \text{ г}}{0,001375 \text{ м}^2 \cdot 96 \text{ ч}} = 0,125;$$

$$k_m (\text{после 120 часов}) = \frac{41,4087 \text{ г} - 41,3880 \text{ г}}{0,001375 \text{ м}^2 \cdot 120 \text{ ч}} = 0,1254;$$

$$k_m (\text{после 144 часов}) = \frac{41,4087 \text{ г} - 41,3841 \text{ г}}{0,001375 \text{ м}^2 \cdot 144 \text{ ч}} = 0,1242;$$

$$k_m (\text{после 168 часов}) = \frac{41,4087 \text{ г} - 41,3800 \text{ г}}{0,001375 \text{ м}^2 \cdot 168 \text{ ч}} = 0,1242;$$

$$k_{m1} (\text{среднее}) = \frac{0,1303 + 0,1333 + 0,1293 + 0,125 + 0,1254 + 0,1242 + 0,1242}{7} = 0,1273.$$

Рассчитываем площадь образца и массометрический показатель скорости коррозии для образца с покрытием состава 1 и находим его среднее значение:

$$S = 0,024 \cdot 0,024 + 0,024 \cdot 0,024 + 0,024 \cdot 0,009 = 0,001368 \text{ м}^2;$$

$$k_m (\text{после 24 часов}) = \frac{41,9146 \text{ г} - 41,9137 \text{ г}}{0,001368 \text{ м}^2 \cdot 24 \text{ ч}} = 0,0274;$$

$$k_m (\text{после 48 часов}) = \frac{41,9146 \text{ г} - 41,130 \text{ г}}{0,001368 \text{ м}^2 \cdot 48 \text{ ч}} = 0,0243;$$

$$k_m (\text{после 72 часов}) = \frac{41,9146 \text{ г} - 41,9120 \text{ г}}{0,001368 \text{ м}^2 \cdot 72 \text{ ч}} = 0,0264;$$

$$k_m (\text{после 96 часов}) = \frac{41,9146 \text{ г} - 41,9112 \text{ г}}{0,001368 \text{ м}^2 \cdot 96 \text{ ч}} = 0,0259;$$

$$k_m (\text{после 120 часов}) = \frac{41,9146 \text{ г} - 41,9107 \text{ г}}{0,001368 \text{ м}^2 \cdot 120 \text{ ч}} = 0,0238;$$

$$k_m (\text{после 144 часов}) = \frac{41,9146 \text{ г} - 41,9102 \text{ г}}{0,001368 \text{ м}^2 \cdot 144 \text{ ч}} = 0,0223;$$

$$k_m (\text{после 168 часов}) = \frac{41,9146 \text{ г} - 41,9098 \text{ г}}{0,001368 \text{ м}^2 \cdot 168 \text{ ч}} = 0,0209;$$

$$k_{m2} (\text{среднее}) = \frac{0,0274 + 0,0243 + 0,0264 + 0,0259 + 0,0238 + 0,0223 + 0,0209}{7} = 0,0244.$$

Рассчитываем площадь образца и массометрический показатель скорости коррозии для образца с покрытием состава 2 и находим его среднее значение:

$$S = 0,024 \cdot 0,023 + 0,024 \cdot 0,023 + 0,024 \cdot 0,009 = 0,00132 \text{ м}^2;$$

$$k_m (\text{после 24 часов}) = \frac{38,4774 \text{ г} - 38,4772 \text{ г}}{0,00132 \text{ м}^2 \cdot 24 \text{ ч}} = 0,0063;$$

$$k_m (\text{после 48 часов}) = \frac{38,4774 \text{ г} - 38,4769 \text{ г}}{0,00132 \text{ м}^2 \cdot 48 \text{ ч}} = 0,0078;$$

$$k_m (\text{после 72 часов}) = \frac{38,4774 \text{ г} - 38,4767 \text{ г}}{0,00132 \text{ м}^2 \cdot 72 \text{ ч}} = 0,0073;$$

$$k_m (\text{после 96 часов}) = \frac{38,4774 \text{ г} - 38,4766 \text{ г}}{0,00132 \text{ м}^2 \cdot 96 \text{ ч}} = 0,0063;$$

$$k_m (\text{после 120 часов}) = \frac{38,4774 \text{ г} - 38,4765 \text{ г}}{0,00132 \text{ м}^2 \cdot 120 \text{ ч}} = 0,0056;$$

$$k_m (\text{после 144 часов}) = \frac{38,4774 \text{ г} - 38,4765 \text{ г}}{0,00132 \text{ м}^2 \cdot 144 \text{ ч}} = 0,0047;$$

$$k_m (\text{после 168 часов}) = \frac{38,4774 \text{ г} - 38,4765 \text{ г}}{0,00132 \text{ м}^2 \cdot 168 \text{ ч}} = 0,004;$$

$$k_{m3} (\text{среднее}) = \frac{0,0063 + 0,0078 + 0,0073 + 0,0063 + 0,0056 + 0,0047 + 0,004}{7} = 0,0068.$$

Соотносим средние массометрические показатели образцов:

$$k_{m1} : k_{m2} : k_{m3} = 0,1273 : 0,0244 : 0,0068 = 1 : 5,21 : 18,7.$$

Проанализировав массометрические показатели образцов, можно заметить, что скорость коррозии образца с покрытием состава 1 при температуре 150°C в 5,21 раз медленнее, чем без покрытия. А скорость коррозии образца с покрытием состава 2 меньше, чем без покрытия, более чем в 18 раз. То есть срок эксплуатации оборудования, покрытым смесью порошков ПВ-Н85Ю15 и ПР-НХ17СР4 может достигать 52,1 года. А срок службы оборудования, покрытым порошком ПР-НХ17СР4, может достигать 187 лет.

5.2 Испытание на жаростойкость при 700°C

Для лучшей наглядности эксперимента на жаростойкость, за исходную температуру взяли 700°C. За сходные образцы так же были взяты бруски стали марки 09Г2С. Первый образец без покрытия, второй покрыт смесью порошков ПВ-Н85Ю15 и ПР-НХ17СР4 (состав1), третий покрыт порошком ПР-НХ17СР4 с локальным оплавлением.

Фиксируем исходную массу образцов:

$$m_{0.1} (\text{масса образца без покрытия}) = 28,2727 \text{ г};$$

$$m_{0.2} (\text{масса образца с покрытием состава 1}) = 42,4828 \text{ г};$$

$$m_{0.3} (\text{масса образца с покрытием состава 2}) = 39,2512 \text{ г}.$$

Отправляем в печь, разогретую до 700°C. Через каждый час фиксируем изменение массы в течении 7 часов.

Таблица 5.2 – Изменение массы образцов при 700°C

Число часов	1	2	3	4	5	6	7
$m_{\text{обр.б.п.,Г}}$	28,2922	28,3112	28,3303	28,3492	28,3681	28,3868	28,4058
$m_{\text{обр.с п1, Г}}$	42,4870	42,4909	42,4948	42,4987	42,4984	42,5020	42,5057
$m_{\text{обр.с п2, Г}}$	39,2521	39,2529	39,2537	39,2544	39,2549	39,2553	39,2558

Определяем массометрический показатель скорости коррозии для первого образца и его площадь:

$$S = 0,025 \cdot 0,024 + 0,025 \cdot 0,024 + 0,025 \cdot 0,009 = 0,001425 \text{ м}^2;$$

$$k_m (\text{после 1 часа}) = \frac{28,2727 \text{ г} - 28,2532 \text{ г}}{0,001425 \text{ м}^2 \cdot 1 \text{ ч}} = 13,68;$$

$$k_m (\text{после 2 часа}) = \frac{28,2727 \text{ г} - 28,2342 \text{ г}}{0,001425 \text{ м}^2 \cdot 2 \text{ ч}} = 13,51;$$

$$k_m (\text{после 3 часа}) = \frac{28,2727 \text{ г} - 28,2151 \text{ г}}{0,001425 \text{ м}^2 \cdot 3 \text{ ч}} = 13,47;$$

$$k_m (\text{после 4 часа}) = \frac{28,2727 \text{ г} - 28,1962 \text{ г}}{0,001425 \text{ м}^2 \cdot 4 \text{ ч}} = 13,42;$$

$$k_m (\text{после 5 часа}) = \frac{28,2727 \text{ г} - 28,1773 \text{ г}}{0,001425 \text{ м}^2 \cdot 5 \text{ ч}} = 13,39;$$

$$k_m (\text{после 6 часа}) = \frac{28,2727 \text{ г} - 28,1586 \text{ г}}{0,001425 \text{ м}^2 \cdot 6 \text{ ч}} = 13,34;$$

$$k_m (\text{после 7 часа}) = \frac{28,2727 \text{ г} - 28,1396 \text{ г}}{0,001425 \text{ м}^2 \cdot 7 \text{ ч}} = 13,34;$$

$$k_{m1} (\text{среднее}) = \frac{13,68 + 13,51 + 13,47 + 13,42 + 13,39 + 13,34 + 13,34}{7} = 13,45.$$

Определяем массометрический показатель скорости коррозии для второго образца с покрытием состава 1 и его площадь:

$$S = 0,025 \cdot 0,024 + 0,025 \cdot 0,024 + 0,025 \cdot 0,009 = 0,001425 \text{ м}^2;$$

$$k_m (\text{после 1 часа}) = \frac{42,4828 \text{ г} - 42,4786 \text{ г}}{0,001425 \text{ м}^2 \cdot 1 \text{ ч}} = 2,95;$$

$$k_m (\text{после 2 часа}) = \frac{42,4828 \text{ г} - 42,4747 \text{ г}}{0,001425 \text{ м}^2 \cdot 2 \text{ ч}} = 2,84;$$

$$k_m (\text{после 3 часа}) = \frac{42,4828 \text{ г} - 42,4708 \text{ г}}{0,001425 \text{ м}^2 \cdot 3 \text{ ч}} = 2,8;$$

$$k_m (\text{после 4 часа}) = \frac{42,4828 \text{ г} - 42,4669 \text{ г}}{0,001425 \text{ м}^2 \cdot 4 \text{ ч}} = 2,79;$$

$$k_m (\text{после 5 часа}) = \frac{42,4828 \text{ г} - 42,4632 \text{ г}}{0,001425 \text{ м}^2 \cdot 5 \text{ ч}} = 2,75;$$

$$k_m (\text{после 6 часа}) = \frac{42,4828 \text{ г} - 42,4596 \text{ г}}{0,001425 \text{ м}^2 \cdot 6 \text{ ч}} = 2,71;$$

$$k_m (\text{после 7 часа}) = \frac{42,4828 \text{ г} - 42,4559 \text{ г}}{0,001425 \text{ м}^2 \cdot 7 \text{ ч}} = 2,69;$$

$$k_{m2} (\text{среднее}) = \frac{2,95 + 2,84 + 2,8 + 2,79 + 2,75 + 2,71 + 2,69}{7} = 2,79.$$

Определяем массометрический показатель скорости коррозии для третьего образца с покрытием состава 2 и его площадь:

$$S = 0,024 \cdot 0,023 + 0,024 \cdot 0,023 + 0,024 \cdot 0,009 = 0,00132 \text{ м}^2;$$

$$k_m (\text{после 1 часа}) = \frac{39,2512 \text{ г} - 39,2503 \text{ г}}{0,00132 \text{ м}^2 \cdot 1 \text{ ч}} = 0,68;$$

$$k_m (\text{после 2 часа}) = \frac{39,2512 \text{ г} - 39,2495 \text{ г}}{0,00132 \text{ м}^2 \cdot 2 \text{ ч}} = 0,64;$$

$$k_m (\text{после 3 часа}) = \frac{39,2512 \text{ г} - 39,2487 \text{ г}}{0,00132 \text{ м}^2 \cdot 3 \text{ ч}} = 0,63;$$

$$k_m (\text{после 4 часа}) = \frac{39,2512 \text{ г} - 39,2480 \text{ г}}{0,00132 \text{ м}^2 \cdot 4 \text{ ч}} = 0,6;$$

$$k_m (\text{после 5 часа}) = \frac{39,2512 \text{ г} - 39,2475 \text{ г}}{0,00132 \text{ м}^2 \cdot 5 \text{ ч}} = 0,56;$$

$$k_m (\text{после 6 часа}) = \frac{39,2512 \text{ г} - 39,2471 \text{ г}}{0,00132 \text{ м}^2 \cdot 6 \text{ ч}} = 0,51;$$

$$k_m (\text{после 7 часа}) = \frac{39,2512 \text{ г} - 39,2466 \text{ г}}{0,00132 \text{ м}^2 \cdot 7 \text{ ч}} = 0,49;$$

$$k_{m3} (\text{среднее}) = \frac{0,68 + 0,64 + 0,63 + 0,6 + 0,56 + 0,51 + 0,49}{7} = 0,59.$$

Соотносим средние массометрические показатели образцов:

$$k_{m1} : k_{m2} : k_{m3} = 13,45 : 2,79 : 0,59 = 1 : 4,82 : 22,79.$$

Данный ускоренный метод коррозии показал, что скорость коррозии образца, покрытым смесью порошком ПВ-Н85Ю15 и ПР-НХ17СР4, меньше, чем у образца без покрытия в 4,82 раза. Срок службы оборудования с таким покрытием может достигать 48,2 года.

Как и в эксперименте при 150°C, лучше всего показал себя образец, покрытый порошком ПР-НХ17СР4. Срок эксплуатации оборудования с таким покрытием может составлять 227,9 лет.

5.3 Испытание на коррозионную стойкость в морской воде

Морская вода является главной причиной коррозии трубопровода, что может являться причиной разлива нефти и экологической катастрофы. Что бы выявить скорость коррозии, образцы стали марки 09Г2С (без покрытия, с покрытием смесью порошков ПВ-Н85Ю15 и ПР-НХ17СР4 (состав1) и покрытым порошком ПР-НХ17СР4(состав 2) с локальным оплавлением) поместили в раствор, приближенный по содержанию солей к морской воде.

Таблица 5.3 – Содержание солей в исходном растворе

Основные соединения	Процентное содержание, %
Хлориды(NaCl , MgCl)	88,7
Сульфаты(MgSO_4 , CaSO_4 , K_2SO_4)	10,8
Карбонаты(CaCO_3)	0,3
Всего	100

Фиксируем начальный вес образцов:

$m_{0,1}$ (масса образца без покрытия) = 34,8103 г;

$m_{0,2}$ (масса образца с покрытием состава 1) = 43,0054 г;

$m_{0,3}$ (масса образца с покрытием состава 2) = 42,3766 г.

Помещаем образцы в раствор на 7 дней и определяем изменение их массы через каждые 24 часа.

Таблица 5.4 – Изменение массы образцов в морской воде

Число часов	24	48	72	96	120	144	168
$m_{\text{обр.б.п.}, \Gamma}$	34,8034	34,7969	34,7905	34,7844	34,7783	34,7725	34,7668Г
$m_{\text{обр.с п1}, \Gamma}$	43,0039	43,0027	43,0014	43,0003	42,9994	42,9987	42,9980
$m_{\text{обр.с п2}, \Gamma}$	42,3759	42,3752	42,3746	42,3741	42,3738	42,3735	42,3733

Определяем массометрический показатель скорости коррозии для третьего образца без покрытия и его площадь:

$$S = 0,025 \cdot 0,023 + 0,025 \cdot 0,023 + 0,025 \cdot 0,009 = 0,001375 \text{ м}^2;$$

$$k_m (\text{после 24 часов}) = \frac{34,8103 \text{ г} - 34,8034 \text{ г}}{0,001375 \text{ м}^2 \cdot 24 \text{ ч}} = 0,209;$$

$$k_m (\text{после 48 часов}) = \frac{34,8103 \text{ г} - 34,7969 \text{ г}}{0,001375 \text{ м}^2 \cdot 48 \text{ ч}} = 0,203;$$

$$k_m (\text{после 72 часов}) = \frac{34,8103 \text{ г} - 34,7905 \text{ г}}{0,001375 \text{ м}^2 \cdot 72 \text{ ч}} = 0,2;$$

$$k_m (\text{после 96 часов}) = \frac{34,8103 \text{ г} - 34,7844 \text{ г}}{0,001375 \text{ м}^2 \cdot 96 \text{ ч}} = 0,196;$$

$$k_m (\text{после 120 часов}) = \frac{34,8103 \text{ г} - 34,7783 \text{ г}}{0,001375 \text{ м}^2 \cdot 120 \text{ ч}} = 0,193;$$

$$k_m (\text{после 144 часов}) = \frac{34,8103 \text{ г} - 34,7725 \text{ г}}{0,001375 \text{ м}^2 \cdot 144 \text{ ч}} = 0,191;$$

$$k_m (\text{после 168 часов}) = \frac{34,8103 \text{ г} - 34,7668 \text{ г}}{0,001375 \text{ м}^2 \cdot 168 \text{ ч}} = 0,188;$$

$$k_{m1} (\text{среднее}) = \frac{0,209 + 0,203 + 0,2 + 0,196 + 0,193 + 0,191 + 0,188}{7} = 0,197.$$

Определяем массометрический показатель скорости коррозии для третьего образца с покрытием состава 1 и его площадь:

$$S = 0,024 \cdot 0,025 + 0,024 \cdot 0,025 + 0,024 \cdot 0,009 = 0,001416 \text{ м}^2;$$

$$k_m (\text{после 24 часов}) = \frac{43,0054 \text{ г} - 43,0039 \text{ г}}{0,001416 \text{ м}^2 \cdot 24 \text{ ч}} = 0,044;$$

$$k_m (\text{после 48 часов}) = \frac{43,0054 \text{ г} - 43,0027 \text{ г}}{0,001416 \text{ м}^2 \cdot 48 \text{ ч}} = 0,039;$$

$$k_m (\text{после 72 часов}) = \frac{43,0054 \text{ г} - 43,0014 \text{ г}}{0,001416 \text{ м}^2 \cdot 72 \text{ ч}} = 0,039;$$

$$k_m (\text{после 96 часов}) = \frac{43,0054 \text{ г} - 43,0003 \text{ г}}{0,001416 \text{ м}^2 \cdot 96 \text{ ч}} = 0,038;$$

$$k_m (\text{после 120 часов}) = \frac{43,0054 \text{ г} - 42,9994 \text{ г}}{0,001416 \text{ м}^2 \cdot 120 \text{ ч}} = 0,035;$$

$$k_m (\text{после 144 часов}) = \frac{43,0054 \text{ г} - 42,9987 \text{ г}}{0,001416 \text{ м}^2 \cdot 144 \text{ ч}} = 0,033;$$

$$k_m (\text{после 168 часов}) = \frac{43,0054 \text{ г} - 42,9980 \text{ г}}{0,001416 \text{ м}^2 \cdot 168 \text{ ч}} = 0,031;$$

$$k_{m2} (\text{среднее}) = \frac{0,044 + 0,039 + 0,039 + 0,038 + 0,035 + 0,033 + 0,031}{7} = 0,037.$$

Определяем массометрический показатель скорости коррозии для третьего образца с покрытием состава 2 и его площадь:

$$S = 0,025 \cdot 0,025 + 0,025 \cdot 0,025 + 0,025 \cdot 0,009 = 0,001475 \text{ м}^2;$$

$$k_m (\text{после 24 часов}) = \frac{42,3766 \text{ г} - 42,3759 \text{ г}}{0,001475 \text{ м}^2 \cdot 24 \text{ ч}} = 0,0198;$$

$$k_m (\text{после 48 часов}) = \frac{42,3766 \text{ г} - 42,3752 \text{ г}}{0,001475 \text{ м}^2 \cdot 48 \text{ ч}} = 0,0198;$$

$$k_m (\text{после 72 часов}) = \frac{42,3766 \text{ г} - 42,3746 \text{ г}}{0,001475 \text{ м}^2 \cdot 72 \text{ ч}} = 0,0188;$$

$$k_m (\text{после 96 часов}) = \frac{42,3766 \text{ г} - 42,3741 \text{ г}}{0,001475 \text{ м}^2 \cdot 96 \text{ ч}} = 0,0177;$$

$$k_m (\text{после 120 часов}) = \frac{42,3766 \text{ г} - 42,3738 \text{ г}}{0,001475 \text{ м}^2 \cdot 120 \text{ ч}} = 0,0158;$$

$$k_m (\text{после 144 часов}) = \frac{42,3766 \text{ г} - 42,3735 \text{ г}}{0,001475 \text{ м}^2 \cdot 144 \text{ ч}} = 0,0145;$$

$$k_m (\text{после 168 часов}) = \frac{42,3766 \text{ г} - 42,3733 \text{ г}}{0,001475 \text{ м}^2 \cdot 168 \text{ ч}} = 0,0133;$$

$$k_{m3} (\text{среднее}) = \frac{0,0198 + 0,0198 + 0,0188 + 0,0177 + 0,0158 + 0,0145 + 0,0133}{7} = 0,0171.$$

Соотносим средние массометрические показатели образцов:

$$k_{m1} : k_{m2} : k_{m3} = 0,197 : 0,037 : 0,0171 = 1 : 5,32 : 11,5.$$

Это соотношение показывает, что образец покрытый смесью порошков ПВ-Н85Ю15 и ПР-НХ17СР4 корродирует в 5,32 раз медленнее, чем образец без покрытия. Следовательно срок эксплуатации оборудования с данным покрытием увеличивается до 53,2 лет.

Лучше всего в данном эксперименте показал себя образец покрытый порошком ПР-НХ17СР4. Скорость его коррозии в 11,5 раз медленнее, чем образец без покрытия. Срок эксплуатации оборудования с данным покрытием и типом напыления, может увеличить срок эксплуатации до 115 лет.

6 Экономическое обоснование предлагаемой технологии

6.1 Краткая характеристика сравниваемых вариантов

В данной работе был проведен расчет экономической эффективности предлагаемой технологии газопламенного нанесения защитных покрытий на примере труб, применяемых при подготовке нефти к транспортировке и переработке (таблица 6.1).

Таблица 6.1 – Варианты

Базовый вариант	Предлагаемый вариант 1	Предлагаемый вариант 2
Труба 530x9x1000 состоящая из стали 09Г2С	Представляет собой трубу 530x9x1000 из стали 09Г2С с защитным ГП покрытием из смеси порошков ПВ-Н85Ю15 и ПР-НХ17СР4, нанесенным по предлагаемой технологии	Представляет собой трубу 530x9x1000 из стали 09Г2С с защитным ГП покрытием порошка ПР- НХ17СР4, с локальным оплавлением, нанесенным по предлагаемой технологии

6.2 Исходные данные для проведения расчета экономической эффективности

Таблица 6.2 – Исходные данные

Показатель	Единицы измерения	Обозначения	Значения
Стоимость трубы	руб	C_1	678000
Внутренний диаметр трубы	м	d	5,12

Продолжение таблицы 6.2

Показатель	Единицы измерения	Обозначения	Значения
Длина трубы	м	l	1
Средняя площадь образца	m^2	$S_{об.ср}$	0,00139
Среднее значение граммовки порошка на образец	г	$m_{п.ср}$	0,33
Стоимость порошка ПВ-Н85Ю15	руб/кг	$C_{п1}$	2354
Стоимость порошка ПР-НХ17СР4	руб/кг	$C_{п2}$	3200,45
Стоимость смеси порошков (70% ПВ-Н85Ю15 и 30% ПР-НХ17СР4)	руб/кг	$C_{смеси1}$	2607,935
Стоимость струйно - абразивной установки Problast 60 SL	руб	C_1	73000
Стоимость комплекса высокоскоростного напыления Плакарт НВА - 7	руб	C_2	1300000
Стоимость одного литра ацетилена	руб	$C_{ац.за л}$	730
Стоимость одного литра кислорода	руб	$C_{к.за л}$	355

Продолжение таблицы 6.2

Показатель	Единицы измерения	Обозначения	Значения
Расход ацетилена на один образец	л	$V_{\text{ац.на обр}}$	0,0003
Расход кислорода на один образец	л	$V_{\text{к.на обр}}$	0,0006
Период эксплуатации трубы без покрытия	лет	$T_{\text{б.п.}}$	10
Средний период эксплуатации трубы, покрытой смесью порошков ПВ-Н85Ю15 и ПР-НХ17СР4	лет	T_1	51,2
Средний период эксплуатации трубы, покрытой порошком ПР-НХ17СР4	лет	T_2	176,6

6.3 Расчет затрат на напыление покрытия

1. Рассчитываем площадь внутренней поверхности трубы:

$$S = \pi dl; \quad (6.1)$$

$$S = 3,14 \cdot 5,12 \text{ м} \cdot 1 \text{ м} = 16,0768 \text{ м}^2.$$

2. Рассчитываем расход порошка, напыляемого на трубу:

$$m (\text{порошка}) = \frac{m_{\text{п.ср}} \cdot S}{S_{\text{об.ср}}}; \quad (6.2)$$

$$m (\text{порошка}) = \frac{0,33 \text{ г} \cdot 16,0768 \text{ м}^2}{0,00139 \text{ м}^2} = 3816,79 \text{ г}.$$

3. Стоимость смеси порошков ПВ-Н85Ю15 и ПР-НХ17СР4 для покрытия трубы:

$$C_{\text{смеси}} = m (\text{порошка}) \cdot C_{\text{смеси1}}; \quad (6.3)$$

$$C_{\text{смеси}} = 3,81679 \text{ г} \cdot 2607,935 \text{ руб} = 9953,94 \text{ руб.}$$

4. Стоимость порошка ПР-НХ17СР4 для покрытия трубы:

$$C_{\text{п2.2}} = m (\text{порошка}) \cdot C_{\text{п2}}; \quad (6.4)$$

$$C_{\text{п2.2}} = 3,81679 \text{ г} \cdot 3200,45 \text{ руб} = 12215,44 \text{ руб.}$$

5. Расход и цена ацетилен для напыления покрытия:

$$V_{\text{ац}} = \frac{V_{\text{ац.на обр}} \cdot S}{S_{\text{об.ср}}}; \quad (6.5)$$

$$V_{\text{ац}} = \frac{0,0003 \text{ л} \cdot 16,0768 \text{ м}^2}{0,00139 \text{ м}^2} = 3,47 \text{ л};$$

$$C_{\text{ац}} = V_{\text{ац}} \cdot C_{\text{ац.за л}}; \quad (6.6)$$

$$C_{\text{ац}} = 3,47 \text{ л} \cdot 730 \text{ руб} = 2533,1 \text{ руб.}$$

6. Расход и цена кислорода для напыления покрытия:

$$V_{\text{к}} = \frac{V_{\text{к.на обр}} \cdot S}{S_{\text{об.ср}}}; \quad (6.7)$$

$$V_{\text{к}} = \frac{0,0006 \text{ л} \cdot 16,0768 \text{ м}^2}{0,00139 \text{ м}^2} = 6,94 \text{ л};$$

$$C_{\text{к}} = V_{\text{к}} \cdot C_{\text{к.за л}}; \quad (6.8)$$

$$C_{\text{к}} = 6,94 \text{ л} \cdot 355 \text{ руб} = 2463,7 \text{ руб.}$$

7. Суммарный расход газа для напыления:

$$C_{\text{общ.г}} = 2533,1 \text{ руб} + 2463,7 \text{ руб} = 4996,8 \text{ руб.}$$

8. Общие затраты на покрытие трубы смесью порошков ПВ-Н85Ю15 и ПР-НХ17СР4:

$$C_{\text{общ1}} = C_2 + C_3 + C_{\text{общ.г}} + C_{\text{смеси}}; \quad (6.9)$$

$$C_{\text{общ1}} = 73000 \text{ руб} + 1300000 \text{ руб} + 4996,8 \text{ руб} + 9953,94 \text{ руб} = 1387950,74 \text{ руб.}$$

9. Общие затраты на покрытие трубы порошком ПР-НХ17СР4:

$$C_{\text{общ2}} = C_2 + C_3 + C_{\text{общ.г}} + C_{\text{п2.2}}; \quad (6.10)$$

$$C_{\text{общ2}} = 73000 \text{ руб} + 1300000 \text{ руб} + 4996,8 \text{ руб} + 12215,44 \text{ руб} = 1390212,24 \text{ руб.}$$

10. Стоимость труб без покрытия, которые будут использоваться за средний срок эксплуатации трубы, покрытой смесью порошков ПВ-Н85Ю15 и ПР-НХ17СР4:

$$k_1 = \frac{T_1}{T_{б.п.}}; \quad (6.11)$$

$$k_1 = \frac{51,2}{10} = 5,12;$$

$$C_4 = C_1 \cdot k_1; \quad (6.12)$$

$$C_4 = 67800 \text{ руб} \cdot 5,12 = 347136 \text{ руб}.$$

11. Стоимость труб без покрытия, которые будут использоваться за средний срок эксплуатации трубы, покрытой порошком ПР-НХ17СР4:

$$k_2 = \frac{T_2}{T_{б.п.}}; \quad (6.13)$$

$$k_2 = \frac{176,6}{10} = 17,66;$$

$$C_5 = C_1 \cdot k_2; \quad (6.14)$$

$$C_5 = 67800 \text{ руб} \cdot 17,66 = 1197348 \text{ руб}.$$

12. Вывод на сравнении общих расходов на покрытия

Общие затраты на покрытие трубы обоими покрытиями различаются минимально. Но срок эксплуатации оборудования, с данными покрытиями, различаются более чем в 3 раза. Поэтому, более выгодным покрытием, является покрытие из порошка ПР-НХ17СР4 с локальным оплавлением.

Но так же затраты на покрытие трубы превышают стоимость труб, которые будут использоваться за время эксплуатации одной трубы с покрытием. Эти затраты могут быть незначительными, по сравнению с предотвращением экологической катастрофы, которая понесет на много больше убытков.

7 Расчет материального баланса горения природного газа

7.1 Исходные данные и расчет

1. Химический состав природного газа

Таблица 7.1- Химический состав природного газа

Компонент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	H ₂ S
Процентное содержание, %	95	1,9	0,3	0,3	0,6	0,1	1	0,8

2. Реакции горения



CO₂ и N₂ не горят и переходят в продукты горения.

3. Определяем теплоту сгорания газа

Теплоту сгорания газа обычно относят к 1 м³ сухого газа в нормальных условиях и рассчитывают через теплоты сгорания компонентов, являющимися коэффициентами в уравнении, умноженными на 100:

$$Q_H = 358,2\text{CH}_4 + 637,5\text{C}_2\text{H}_6 + 912,5\text{C}_3\text{H}_8 + 1186,5\text{C}_4\text{H}_{10} + 1460,8\text{C}_5\text{H}_{12} + 234\text{H}_2\text{S}; \quad (7.7)$$

$$Q_H = 358,2 \cdot 95 + 637,5 \cdot 1,9 + 912,5 \cdot 0,3 + 1186,5 \cdot 0,3 + 1460,8 \cdot 0,6 + 234 \cdot 0,8 = 36933,63 \text{ кДж/нм}^3.$$

4. Рассчитываем теоретически необходимое количество воздуха

$$V_B = \frac{4,762(2\text{CH}_4 + 3,5\text{C}_2\text{H}_6 + 5\text{C}_3\text{H}_8 + 6,5\text{C}_4\text{H}_{10} + 8\text{C}_5\text{H}_{12} + 1,5\text{H}_2\text{S})}{100}; \quad (7.8)$$

$$V_B = \frac{4,762(2 \cdot 95 + 3,5 \cdot 1,9 + 5 \cdot 0,3 + 6,5 \cdot 0,3 + 8 \cdot 0,6 + 1,5 \cdot 0,8)}{100} = 4,762 \cdot 199,5/100 =$$

$$9,81 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

5. Количество воздуха при коэффициенте избытка воздуха $\alpha=1,2$:

$$V_{\alpha} = \alpha \cdot V_{\text{в}}; \quad (7.9)$$

$$V_{\alpha} = 1,2 \cdot 9,81 = 11,772 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

6. Количество продуктов горения:

$$V_{\text{CO}_2} = 0,01(\text{CO}_2 + \text{CH}_4 + 2\text{C}_2\text{H}_6 + 3\text{C}_3\text{H}_8 + 4\text{C}_4\text{H}_{10} + 5\text{C}_5\text{H}_{12}); \quad (7.10)$$

$$V_{\text{CO}_2} = 0,01(0,1 + 95 + 2 \cdot 1,9 + 3 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,3 + 5 \cdot 1,5) = 1,085 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,01(2\text{CH}_4 + 3\text{C}_2\text{H}_6 + 4\text{C}_3\text{H}_8 + 5\text{C}_4\text{H}_{10} + 6\text{C}_5\text{H}_{12} + \text{H}_2\text{S} + 0,16d \cdot V_{\alpha}); \quad (7.11)$$

Влагосодержание атмосферного воздуха, $d = 10 \text{ г/кг}$;

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,01(2 \cdot 95 + 3 \cdot 1,9 + 4 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,3 + 6 \cdot 0,6 + 0,8 + 0,16 \cdot 10 \cdot 11,772) = 2,216 \text{ нм}^3/\text{нм}^3;$$

$$V_{\text{N}_2} = 0,01\text{N}_2 + 0,79V_{\alpha}; \quad (7.12)$$

$$V_{\text{N}_2} = 0,01 \cdot 1 + 0,79 \cdot 11,772 = 9,309 \text{ нм}^3/\text{нм}^3;$$

$$V_{\text{O}_2} = 0,21(\alpha - 1)V_{\text{в}}; \quad (7.13)$$

$$V_{\text{O}_2} = 0,21 \cdot (1,2 - 1) \cdot 9,81 = 0,412 \text{ нм}^3/\text{нм}^3;$$

$$V_{\text{SO}_2} = 0,01 \cdot \text{H}_2\text{S}; \quad (7.14)$$

$$V_{\text{SO}_2} = 0,01 \cdot 0,8 = 0,008 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

Таблица 7.2 - Материальный баланс горения на 100 нм^3 газа:

Приход	кг	%	Расход	кг	%
Природный газ:			Продукты горения:		
$\text{CH}_4 = 95,0 \cdot 0,717$	68,115	4,23	$\text{CO}_2 = 1,085 \cdot 100 \cdot 1,977$	214,5	13,33
$\text{C}_2\text{H}_6 = 1,9 \cdot 1,356$	2,5764	0,16	$\text{H}_2\text{O} = 2,216 \cdot 100 \cdot 0,804$	178,17	11,07
$\text{C}_3\text{H}_8 = 0,3 \cdot 2,020$	0,606	0,037	$\text{N}_2 = 9,309 \cdot 100 \cdot 1,251$	1164,56	72,4
$\text{C}_4\text{H}_{10} = 0,3 \cdot 2,840$	0,852	0,053	$\text{O}_2 = 0,412 \cdot 100 \cdot 1,429$	58,87	3,66
$\text{C}_5\text{H}_{12} = 0,6 \cdot 3,218$	1,9308	0,12	$\text{SO}_2 = 0,008 \cdot 100 \cdot 2,926$	2,3408	0,15

Продолжение таблицы 7.3

Приход	кг	%	Расход	кг	%
Природный газ:			Продукты горения:		
$\text{CO}_2=0,1 \cdot 1,977$	0,1977	0,013			
$\text{N}_2=1 \cdot 1,251$	1,251	0,077	Невязка	-9,87	-61
$\text{H}_2\text{S}=0,8 \cdot 1,539$	1,2312	0,077			
Воздух:					
$\text{H}_2\text{O}=11,772 \cdot 0,0016 \cdot 100 \cdot 10 \cdot 0,804$	15,14	0,94			
$\text{O}_2=11,772 \cdot 0,21 \cdot 100 \cdot 1,429$	353,27	21,96			
$\text{N}_2=11,772 \cdot 0,79 \cdot 100 \cdot 1,251$	1163,4	72,3			
Всего	1608,57	100		1608,57	100
Невязка: $(100 \cdot 9,87) : 1608,57 = 0,61\%$					

Заключение

В рамках работы решены следующие задачи:

1. Показаны причины возникновения аварий на предприятиях нефтедобычи и оценен вклад коррозионных процессов на их возникновение;
2. Показана экологическая опасность аварий при подготовке и транспортировке нефти
3. Указана невысокая эффективность оборудования (срок безаварийной службы 10 лет);
4. Проанализированы существующие методы повышения эксплуатационных свойств оборудования нефтехимической и нефтедобывающей отраслей;
5. Предложена комплексная технология нанесения коррозионностойких и жаростойких покрытий на поверхность жаровой трубы и нефтепроводов (срок безаварийной службы 50 – 100 лет с повышением экологической безопасности).
6. Разработаны меры по обеспечению экологической безопасности на производственном участке (скорость коррозии с предлагаемыми покрытиями до 17 раз ниже, чем без покрытия)
7. Выполнено экономическое и экологическое обоснование целесообразности предлагаемой в проекте технологии нанесения защитных покрытий. За период службы оборудования с предлагаемыми покрытиями, стоимость труб без покрытия ниже, но это не включает затраты на замену и транспортировку труб. А так же оборудование с данными покрытиями в 17 раз снижают вероятность возникновения аварий.
8. Материальный баланс показал, что природный газ, при сжигании в выпаривателе, полностью превращается в продукты реакции.

Предложенная технология реализуется в помощью имеющихся в технике средств, практически значима и имеет экономическую эффективность.

Список используемых источников

1. Алиннорм Д. Коррозионное ингибирование алюминия в кислой среде [Текст] / Д. Алиннор // Американский журнал химической науки. – Нигерия, 2012. 122-135 с.
2. Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте [Текст]: учеб. пособие для вузов/ под ред. Б. Е. Прусенко, В.Ф. Мартынюк. – М.: ООО «Анализ опасностей», 2003. – 351 с.
3. Балдаев Л.Х. Газотермическое напыление [Текст]: учебное пособие/ Л. Х. Балдаев, В. Н. Борисов, В.А. Вахалин; под общ ред. Л.Х. Балдаева. – М.: Маркет ДС, 2007. – 344 с.
4. Васильев Г.Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти [Текст]: учебник для вузов/ Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, Л.Л. Коршак и др. // под ред. С.М. Вайнштока: в 2-х т. М.: «Недра-Бизнес центр», 2002. – Т. 1. – 407 с.
5. ГОСТ Р 51901.11-2005. Исследование безопасности и работоспособности. Прикладное руководство. – М.: Стандартинформ, 2006. – 27 с.
6. Гончаров В.С. Методы получения защитных покрытий [Текст] / В.С. Гончаров // Машиностроитель. – 2001. – №5 – С. 30 – 33
7. Гончаров В.С. Физические основы взаимодействия в защитных покрытиях [Текст] / В.С. Гончаров // Повышение эффективности сварочного производства: сб. тр. междунар. конфер. – Липецк: ЛГТУ, 1996, С. 126 – 132.
8. Гончаров В.С. Технология коррозионной защиты трубопроводов [Текст] / В.С. Гончаров, Е.В. Васильев // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2012. – Том 14, № 1(3) – 852 – 857 с.
9. Гончаров В.С. Коррозионная защита тепло-водопроводных труб [Текст] / В.С. Гончаров, М.В. Гончаров // Наука – промышленности и сервису: сб. тр. междунар. научно-практической конференции. – Тольятти: ПВГУС, 2007, С. 47 – 51.

10. ГОСТ 10052-75 «Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки высоколегированных сталей с особыми свойствами. Типы».
11. ГОСТ 6032-2003 «Стали и сплавы коррозионно-стойкие. Методы испытаний на стойкость к межкристаллитной коррозии».
12. ГОСТ 12.2.007.0-75. ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности
13. ГОСТ 12.2.008-75 (2001) ССБТ. Оборудование и аппаратура для газопламенной обработки металлов и термического напыления покрытий. Требования безопасности
14. Гражданкин А.И. Использование вероятностных оценок при анализе безопасности опасных производственных объектов [Текст] / А.И. Гражданкин, М.В. Лисанов, А.С. Печеркин // Безопасность труда в промышленности. – 2001. – № 5. – С. 33 – 36.
15. Екемини И. Оценка эффективности ингибиторов коррозии с использованием моделей изотермы адсорбции: обзор [Текст] / И. Екемини, А. Онюивучи, Д. Абосиди // Международный мурнал химической науки. – Нигерия, 2007. 1-34 с.
16. Коннова Г.В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа [Текст]: учеб. пособие для вузов / Г.В. Коннова. – Ростов: Феникс, 2006 – 128 с.
17. Кузнецов М.В. Коррозия и защита от нее нефтегазового и нефтегазопромыслового оборудования [Текст]: учеб. пособие / М.В. Кузнецов. –Уфа: Издательство УГНТУ, 2004 – 107 с.
18. Кулик А.Я. Газотермическое напыление композиционных порошков [Текст] / А.Я. Кулик. – Л.: Машиностроение, 1985 – 199 с.
19. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта [Текст] / М.В. Лисанов [и др.] // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 7. – С. 16 – 22.

20. Лисин Ю.В. Обеспечение надежности трубопроводов [Текст] / Ю.В. Лисин // Трубопроводный транспорт нефти. – 2007. – №5. – С. 15 – 18.
21. Лахтин Ю.М. Материаловедение [Текст]: Учебник для высших технических учебных заведений. – 3-изд., перераб. и доп. / Ю. М. Лахтин, В. П. Леонтьева. – М.: Машиностроение, 1990 – 528 с.
22. Машины и аппараты химических и нефтехимических производств. Т. IV – 12 [Текст] / М.Б. Генералов [и др.]; под общ. ред. М.Б. Генералова. – М.: Машиностроение, 2003. – 592 с.
23. Мирза М.М. Коррозия защита стальных трубных линий, используемых в нефтегазовой промышленности [Текст] / М.М. Мирза, Е. Расу, А. Десильва // Британский журнал прикладных наук и технологий. – Глазго, 2015. 1-18 с.
24. Новые материалы [Текст] / В.Н. Анциферов, Ф.Ф. Бездудный, Л.Н. Белянчиков и др.; под науч. ред. Ю.С. Карабасова. – М.: МИСИС, 2002. – 736 с.
25. Окулов В.В. Цинкование. Техника и технология [Текст] / В.В. Окулов. – М.: Глобус, 2008 – 252 с.
26. Павлов А.Н. Экология: рациональное природопользование и безопасность жизнедеятельности [Текст]: учеб. пособие /А.Н. Павлов. – М.: Высш. шк., 2005 – 343 с.
27. Прядко А.С. Влияние подготовки поверхности на качество антикоррозионных покрытий при активированной дуговой металлизации [Текст] / А.С. Прядко, Ю.С. Коробов, А.Е. Черепко // Наплавка и напыление как эффективные способы повышения срока службы деталей машин и оборудования. Тез. докл. Российской НТК. – Екатеринбург, 2002. – С. 96–99.
28. РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов. М:2002
29. Рекомендации по учету влияния технико-технологических, природно-климатических и других факторов при прогнозировании аварийности на МГ ОАО «Газпром». – М.:ОАО «Газпром», 2007. – 118 с.

30. Сумской С.И. О расчете объемов разливов опасных жидкостей при авариях на объектах трубопроводного транспорта [Текст] / С.И. Сумской, А.В. Пчельников, М.В. Лисанов // Безопасность труда в промышленности. – 2006. – № 2. – С. 48 – 52.
31. Сафонов В.С. Оценка показателей безопасности и риска перспективных газопроводов высокого давления [Текст] / В.С. Сафонов, С.А. Ковалев, С.В. Овчаров. – Лондон, 2006.
32. СТО Газпром 2-2.3-351—2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»
33. Семенова И.В. Коррозия и защита от коррозии [Текст] / И.В. Семенова, Г.М. Флорианович, А.В. Хорошилов. – М: ФИЗМАТЛИТ, 2002 – 336 с.
34. Сурис М. А. Защита трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии [Текст]: учебное пособие / М. А. Сурис, В. М. Липовских. – М. : Энергоатомиздат, 2003. – 213 с.
35. Станислав Г.Н. Защита трубопроводов от коррозии с использованием современных изоляционных покрытий заводского и трассового нанесения [Текст] / Г.Н. Станислав // Территория Нефтегаз. – 2004/№6
36. Стойе Д. Краски, покрытия и растворители [Текст] / Д. Стойе, В. Фрейтаг / (ред.); пер. с англ. под ред. Э.Ф. Ицко. – СПб.: Профессия, 2007. – 528 с.
37. Чакраварти М.Р. Коррозионное ингибирование [Текст] / М.П. Чакраварти, К.Н. Мохана, К.Б. Прадип Кумар и А.М. Бадья // Американский журнал химической науки. Майсур, 2015. 1-16 с.
38. Шубин, В.С., Надежность оборудования химических и нефтеперерабатывающих производств [Текст] / В.С. Шубин, Ю.А. Рюмин. – М.: Химия, Колосс, 2006 – 359 с.

39. Щелкачев В.Н. Отечественная и мировая нефтедобыча – история развития, современное состояние и прогнозы [Текст] / В.Н. Щелкачев. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002 – 132 с.