

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»  
Институт химии и инженерной экологии

---

Кафедра «Рациональное природопользование и ресурсосбережение»

18.04.01 Химическая технология

(код и наименование направления подготовки)

Экобиотехнология

(направленность)

---

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Повышение коррозионной стойкости оборудования  
в нефтехимическом кластере

---

Студент Д.И. Болдырев \_\_\_\_\_  
(И.О. Фамилия) (личная подпись)

Научный руко- В.С. Гончаров \_\_\_\_\_  
водитель (И.О. Фамилия) (личная подпись)

Руководитель про- д.т.н., профессор, С.В. Афанасьев \_\_\_\_\_  
граммы (ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой к.п.н., доцент, М.В. Кравцова \_\_\_\_\_  
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

Тольятти 2017

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ АНТРОПОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕФТЕ-ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ В НЕФТЕХИМИЧЕСКОМ КЛАСТЕРЕ	8
1.1 Оборудование для добычи и транспортировки углеводородов	8
1.1.1 Общая характеристика трубопроводов	8
1.1.2 Особенности устройства и эксплуатации нефте- и нефтепродуктопроводов	10
1.1.3 Аварийность на трубопроводном транспорте	13
1.1.4 Жаровые трубы в нефтедобывающей промышленности	20
1.1.5 Проблемы эксплуатации погружного оборудования скважин	21
1.1.6 Причины отказов насосного оборудования при эксплуатации нефтедобывающих скважин	23
1.1.7 Причины отказа оборудования насосных станций магистральных трубопроводов	26
1.2 Основные методы и технологии повышения коррозионной стойкости нефте-, нефтепродуктопроводов и другого оборудования нефтехимической отрасли	29
1.2.1 Использование пластиковых и металлопластиковых труб	29
1.2.2 Полимерные покрытия	29
1.2.3 Цементно-песчаное покрытие	30
1.2.4 Остекление	30
1.2.5 Гальванический метод	31
1.2.6 Плакирование	32
1.2.7 Электродуговая металлизация	33
1.2.8 Плазменное напыление	35

1.2.9 Газопламенное напыление (ГПН)	36
1.2.10 Высокоскоростное напыление (HVOF и HVOF)	38
1.2.11 Газодинамическое напыление	40
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ПОКРЫТИЙ НА ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО КЛАСТЕРА	42
2.1 Магистральный трубопроводный транспорт и оборудование нефтедобывающей, нефтехимической и отраслей	42
2.1.1 Магистральный трубопроводный транспорт	42
2.1.2 Труба жаровая для установки подготовки нефти	43
2.1.3 Насосно-компрессорное оборудования нефтедобычи и транспортировки нефте- и нефтепродуктов	45
2.2 Выбор методов нанесения и материалов защитных покрытий	45
2.2.1 Выбор методов повышения коррозионной стойкости	45
2.2.2 Выбор материала покрытия	46
2.2.3 Оптимизация химического состава и свойств газопламенных покрытий	47
2.3 Разработка технологии нанесения защитных покрытий на детали и узлы оборудования нефтехимической отрасли	49
2.3.1 Исследования зависимости степени деформации напыляемых частиц при соударении с подложкой от их скорости в газопламенном потоке	49
2.3.2 Активация процесса газопламенного напыления воздушными струями	51
2.3.3 Технологические параметры газопламенного напыления	54
2.4 Исследование свойств и структуры покрытий	74
ГЛАВА 3. МЕРОПРИЯТИЯ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В ПРОЦЕССЕ НАНЕСЕНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ПОКРЫТИЙ	77
3.1 Описание производственного участка, рабочего места, оборуд-	

дования и выполняемых технологических операций	77
3.2 Экологическая экспертиза разрабатываемого объекта	78
ГЛАВА 4. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	79
4.1 Краткая характеристика сравниваемых вариантов	79
4.2 Исходные данные, необходимые для проведения расчёта эконо- мической эффективности	79
4.3 Расчёт норм времени	80
4.4 Расчёт фонда времени работы оборудования и количества оборудования, необходимого по техпроцессу	81
4.5 Расчет общих капитальных затрат	82
4.6 Расчет технологической себестоимости сравниваемых вариан- тов	83
4.7 Цеховая себестоимость упрочнения детали	87
4.8 Заводская себестоимость упрочнения детали	87
4.9 Полная себестоимость упрочнения детали	87
4.10 Отпускная цена предприятия на изготавливаемую деталь	88
4.11 Калькуляция и структура полной себестоимости и цены упрочнения детали	88
4.12 Экономический эффект в сфере эксплуатации	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	91

## ВВЕДЕНИЕ

Постоянное развитие нефтехимической промышленности определяет потребность в материалах, обладающих высокими эксплуатационными свойствами, в первую очередь такими как коррозионная- и жаростойкость. Высоколегированные стали могут решить эту задачу лишь частично, ввиду их высокой стоимости и ограниченного производства [5, 8], в связи с этим в настоящее время повсеместно применяются бюджетные малолегированные или углеродистые стали. Они имеют невысокие эксплуатационные характеристики, вследствие чего потери металла из-за коррозии составляют около 25 % их годового производства, а экономические потери, даже в промышленно развитых странах, достигают 4 % валового национального продукта.

Характеристики и свойства сталей и сплавов по большей мере определяются состоянием их поверхности, а также физико-химическим взаимодействием на границах раздела фаз, данное обстоятельство определяет растущую популярность методов и технологий нанесения высокоэффективных защитных покрытий, взамен применения объемного легирования. Так как по многим параметрам покрытия превосходят высоколегированные сплавы и себестоимость изделий с защитными покрытиями значительно меньше стоимости изделий из высоколегированных сплавов, их применение экономически целесообразно. Покрытия находят все большее применение в поверхностной модификации материалов позволяя получать комплекс эксплуатационных свойств, таких как жаро- и теплостойкость, коррозионная стойкость износостойкость, твердость и т.д.

Особенно остро стоит проблема повышения коррозионной стойкости нефте-, нефтепродуктопроводов, технологических трубопроводов предприятий и другого оборудования нефтехимического кластера, используемого при добыче и транспортировке углеводородов, т.к. коррозионные процессы являются основой их экологической безопасности (аварии на данных объектах причиняют значительный урон экологии, вызывают, большие разрушения,

являются причиной несчастных случаев). Однако среди большого количества технологий коррозионной защиты нет ни одной, полностью отвечающей комплексу параметров, так как каждой технологии свойственны определенные достоинства и недостатки. В связи с выше сказанным, проблема повышения экологической безопасности оборудования нефтехимического кластера становится все более актуальной.

**Цель работы** – увеличение срока службы нефтехимического оборудования, повышение экологической безопасности нефтехимического кластера.

В соответствии с поставленной целью была определена тема диссертации: «Повышение коррозионной стойкости оборудования в нефтехимическом кластере».

**Актуальность темы обусловлена следующим:**

1. необходимостью снижения экологических рисков при применении оборудования для добычи и транспортировки углеводородов;
2. распространенностью магистрального трубопроводного транспорта в различных отраслях экономики РФ;
3. ориентацией экономики РФ на сырьевой экспорт;
4. высокой стоимостью изделий из легированных сталей;
5. неблагоприятными климатическими условиями эксплуатации оборудования нефтехимического кластера.

**Проблема исследования:** Необходимость предупреждения экологических катастроф на объектах нефтедобывающей, транспортирующей и перерабатывающей отраслях промышленности.

**Объект исследования:** процесс снижения экологической нагрузки на окружающую среду при использовании оборудования нефтехимической промышленности.

**Предмет исследования:** коррозионное и механическое воздействие окружающей и транспортируемой среды на материал оборудования для добычи, переработки и транспортировки углеводородов.

Поставленная в работе цель достигается решением **следующих задач:**

1. Проанализировать причины возникновения аварий в нефтехимическом кластере. Оценить вклад коррозионного и механического разрушения в вероятность их возникновения;
2. Оценить экономические затраты на защиту поверхностей оборудования для добычи и транспортировки углеводородов, разными методами;
3. Разработать технологию эффективной защиты поверхностей оборудования нефтехимического кластера от коррозии других видов катастрофического износа;
4. Осуществить расчет эколого-экономической эффективности внедрения разработанной технологии на реальных промышленных опасных объектах.

**Теоретической и методологической основой исследования** являются научные труды отечественных и зарубежных ученых в области оценки рисков возникновения аварийных ситуаций и антропогенного воздействия в нефтехимической промышленности, способов защиты металлов от коррозии, технологии нанесения металлизированных покрытий.

**Научная новизна:**

Впервые предложена комбинированная технология защиты оборудования нефтехимической промышленности от коррозионного и механического разрушения при добыче и транспортировке сред высоких параметров.

**Практическая значимость выполнения проекта:**

Предложенная в работе комбинированная технология позволяет снизить антропогенную нагрузку на окружающую среду.

**Защищаемые положения:**

Эффективность применения комбинированной технологии повышения эксплуатационных свойств оборудования нефтехимической промышленности для уменьшения антропогенной нагрузки на окружающую среду.

# **ГЛАВА 1. АНАЛИЗ АНТРОПОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ В НЕФТЕХИМИЧЕСКОМ КЛАСТЕРЕ**

## **1.1 Оборудование для добычи и транспортировки углеводородов**

### **1.1.1 Общая характеристика трубопроводов**

Продуктопровод – современный, перспективный вид транспорта, отличительными особенностями которого являются: полная автоматизация и механизация процесса транспортировки, отсутствие погрузочно-разгрузочных работ, универсальность и исключение грузопотерь в процессе транспортировки.

Основным элементом нефте-, газо- и продуктопроводов является трубопровод. Трубопровод - это конструкция, состоящая из: труб, фитингов и арматуры, соединенных разъемными и неразъемными соединениями. Большое значение при производстве трубопроводов уделяется унификации и стандартизации его элементов, ввиду обширной номенклатуры составляющих позиций и значительных объемов их промышленного выпуска. По этому трубы, фитинги и арматуру изготавливают, поставляют и монтируют согласно государственным и отраслевыми нормативно-техническими документам. Проектирование трубопроводов представляет собой подбор, согласно действующим стандартам и нормам, соответствующих элементов. Основное значение при этом уделяется двум характеристикам трубопровода – условному проходу и условному давлению.

Условный проход ( $D_u$ ) – это номинальный диаметр отверстия в трубе, фитинге или арматуре, предназначенный для прохода транспортируемой среды. Когда два трубопроводных элемента равны по значению  $D_u$ , то у них равны площади проходного сечения и соответственно одинаковые присоединительные размеры.



Ряд условных диаметров определён ГОСТ 35567. Для широкого применения в технологических трубопроводах рекомендуют трубы и арматуру с условными проходами (в мм): 3; 5; 10; 15; 20; 25; 32; 40; 50; 65; 80; 100; 125; 150; 200; 250; 300; 350; 400; 500; 600; 800; 1000; 1200; 1400; 1600; 2000; 2400; 3000; 3400; 4000.

Условное давление ( $P_y$ ) – это максимальное избыточное давление среды с температурой 20 °С, при котором возможна безопасная и длительная эксплуатация составных частей трубопроводов. При температуре рабочей среды до 200 °С  $P_y$  равно рабочему давлению. При более высоких значениях рабочей температуры значение  $P_y$  должно быть больше рабочего. ГОСТ 35668-86 устанавливает следующий ряд  $P_y$  (МПа): 0,1; 0,25; 0,4; 0,6; 1; 1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 64; 80; 100.

Для объединения трубопроводов в группы по условиям работы выполнена их классификация с учётом трех основных параметров: рабочего давления, рабочей температуры, свойств и параметров перекачиваемой среды.

В зависимости от свойств транспортируемой среды все технологические трубопроводы делят на пять групп (А, Б, В, Г, Д), а в зависимости от ее параметров (давления и температуры) на пять категорий (I, II, III, IV, V).

Группы А-Д включают трубопроводы: А – для токсичных жидких и газообразных продуктов; Б – для горючих и активных газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей; В – для водяного перегретого пара; Г – для водяного насыщенного пара, горячей воды и парового конденсата; Д – для негорючих газов, жидкостей и паров. В пределах каждой группы трубопроводы разделены на категории. Так, в группе Б для перекачивания легковоспламеняющихся жидкостей при температуре 350 – 700 °С требуется трубопровод категории I, а при температуре от 150 до +120 °С трубопровод категории IV. Для трубопроводов каждой категории установлены определённые нормы проектирования, монтажа, эксплуатации и ремонта.

Нефте-, газо- и нефтепродуктопроводы длиной свыше 50 км и диаметром более 219 мм называются магистральными. Магистральные продукто-

проводы в зависимости от транспортируемой среды соответственно называются: нефтепроводами при перекачке нефти; газопроводами при транспортировке газа; нефтепродуктопроводами при перекачке нефтепродуктов (бензин, керосин, дизельное топливо, мазут).

Коррозионная стойкость и прочностные характеристики продуктопровода определяются материалом, из которого он изготовлен и толщиной стенки. Толщина стенки продуктопровода определяется по формуле [11]:

$$S = S_p + c_1 + c_2, \quad (1.1)$$

где  $S_p$  – расчетная толщина стенки, отражающая влияние внешнего или внутреннего давления,  $c_1$  – прибавка на коррозию, отражает запас толщины металла, который будет уничтожен коррозионным воздействием в течение срока эксплуатации изделия,  $c_2$  – прибавка на минусовой допуск проката, отражает возможное несоответствие реального размера и номинального размера изделия, что может привести к фактическому уменьшению толщины стенки [1, 9, 27, 38, 48, 61, 73].

### **1.1.2 Особенности устройства и эксплуатации нефте- и нефтепродуктопроводов**

В соответствии со Строительными нормами и правилами (СНиП II-45-75) максимальный диаметр магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов и их ответвлений не должен превышать 1620 мм, расчетное избыточное давление не должно превышать 10 МПа. Магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы предназначены для транспортирования нефти и нефтепродуктов из районов их добычи, производства, хранения до потребителя (нефтебазы, пункты налива, промышленные предприятия).

В зависимости от диаметра трубопровода магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы подразделяются на четыре класса:

- к I классу относятся трубопроводы диаметром 1620 – 1000 мм;
- ко II классу трубопроводы диаметром 1000 – 500 мм;
- к III классу трубопроводы диаметром 500 – 300 мм;

– к IV классу трубопроводы диаметром менее 300 мм.

Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы по общему устройству одинаковы и включают в себя трубопровод и насосные станции, располагаемые вдоль трассы трубопровода. Различие только в отдельных элементах технологических схем магистрального трубопровода.

Магистральный нефтепровод состоит из следующих сооружений: головная перекачивающая станция (размещается в районе нефтепромыслов на начальном участке трубопровода) - служит для приема нефти и последующей подачи ее в трубопровод; промежуточные перекачивающие станции (обеспечивают передвижение нефти по трубопроводу); нефтебаза, на которой осуществляется прием нефти из трубопровода для дальнейшей отправки потребителю, и трубопровод с ответвлениями и линейными сооружениями, к которым относятся дома линейных ремонтников и аварийно-ремонтные пункты, устройства линейной и станционной связи, установки коррозионной защиты и др. Перекачивающие станции состоят из устройства для пуска скребков или разделителей, резервуарного парка, установки для фильтров и отдельных емкостей для сброса утечек и приема жидкости из предохранительных систем защиты.

По принципу перекачки в практике применяют две методики постанционную и транзитную - постанционная перекачка отличается тем, что нефть попадает в резервуар промежуточной перекачной станции до его полного заполнения, а затем оттуда откачивают нефть для передачи на следующую станцию. Чтобы обеспечить непрерывность работы трубопровода на этих станциях предусматривается не менее 2 резервуаров. Причем в первый резервуар производится закачка, а из второго одновременно осуществляется откачка для подачи в трубопровод. По этой схеме требуется больше резервуаров, что связано с сложными условиями эксплуатации и дополнительными затратами. Постанционная перекачка применяется только при наладке нефтепровода или выявлении его пропускной способности (отдельных перегонов и др.).

В основном практикуют транзитную перекачку. При данной перекачке поступающий в объем резервуара продукт немедленно всасывается насосом и перекачивается на последующую станцию. Резервуар одновременно настроен на прием продукта предшествующей станции, и на работу насосов для дальнейшей перекачки продукта.

В зависимости от типа включения самого резервуара существуют следующие системы транзитной перекачки:

- а) с подключенным резервуаром;
- б) через резервуар;
- в) из насоса в насос.

Трубопроводный транспорт наименее дорог, и, соответственно, наиболее применим для перемещения жидких и газофазных веществ. Так себестоимость транспортирования для жидких грузов до 3 раз меньше чем железнодорожным транспортом. Если в 70-х годах XX века доля перевозки нефтяных грузов трубопроводным транспортом составляла около 51%, то в начале 90-х уже 62 % и к концу 2000-х достигла 67 %. Протяженность нефтепроводов в России составляет около 50 тыс. км, нефтепродуктопроводов – 22 тыс.км. Данные по структуре транспорта нефти приведены в таблице 1.1.

**Таблица 1.1 – Перевозка нефтяных грузов по видам транспорта, млн. т.**

	1960	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010
Железнодорожный	118	219	285	279	266	247	150	155	219	253
Трубопроводный	123	303	428	576	575	558	309	482	482	525
Морской	-	37	43	54	51	53	26	3,6	3,6	6,5
Внутренний водный	18	32	38	40	39	33	13	12	17	13

Стоит отметить, что согласно последним данным, объемы перекачки нефти и нефтепродуктов трубопроводным транспортом находится на уровне

РСФСР 1980-х годов, а грузооборот магистральных газопроводов РФ находится на уровне 1990 года. Вместе с тем протяженность магистральных газопроводов выросла на 24 тыс. км и составляет по данным 2015 г. - 171 тыс. км.

Общая протяженность магистральных трубопроводов (всех типов) РФ составляет 270 тыс. км. В то время как общая длина европейских трубопроводов превышает 2 млн. км. Следовательно, объекты трубопроводного транспорта глубоко интегрированы в инфраструктуру территорий по которым они проложены. Любое аварийное происшествие может нанести существенный вред окружающей среде, вызвать экономический ущерб и привести к невосполнимым человеческим жертвам. В связи с этим недопущение чрезвычайных аварийных ситуаций на магистральных нефте-, газо, нефтепродуктопроводах и других объектах нефтехимической и газовой отрасли является важной задачей современной техники [1, 3, 9, 10, 26].

### **1.1.3 Аварийность на трубопроводном транспорте**

Большинство эксплуатируемого трубопроводного транспорта, особенно отечественного – металлическое и основная причина его разрушения – коррозия (видов коррозионного износа множество). В данном обзоре рассмотрены основные виды коррозионного износа трубопроводов в зависимости от их назначения (рис. 1.1).



**Рисунок 1.1 – Коррозия внешней поверхности трубопровода**

Причиной коррозионного износа трубопроводного транспорта всегда является свойства среды, с которым он контактирует (внутренняя и наружная

поверхность). Коррозия внутренних поверхностей в основном возникает при перекачке водных сред (особенно если в них растворены кислоты, соли, щелочи и т.д.). Данная ситуация реализуется на водоводах (системы отопления, горячее водоснабжение, сточные воды промышленных предприятий). Коррозионный износ наружных поверхностей определяется способом прокладки трубопровода, а также применяемых конструктивных решений (например, при прокладке способом «труба в трубе» наружная коррозия практически исключена). Основная опасность коррозионного износа наружных поверхностей трубопроводов возникает при подземной прокладке и подводная коррозия (проложенных по дну трубопроводов, без заглубления в грунт) [35, 50].

Так как магистральные нефте-, газо и нефтепродуктопроводы используются для транспортировки подготовленного коррозионно-инертного сырья, опасность для них представляет только наружная коррозия.

Анализ аварийности – одна из основных процедур при принятии решений по обеспечению безопасности.

Для определения фоновой частоты аварий, выявления тенденций изменения аварийности была проанализирована информация, приведенная в доступных базах данных для объектов сухопутных магистральных трубопроводов основных организаций США, Канады, России и Европы.

Сбор данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта осуществляется на государственном уровне. В соответствии с законодательством этой деятельностью занимаются:

- в США – Бюро трубопроводной безопасности Управления по безопасности трубопроводов и опасным материалам (Office of Pipeline Safety under the Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration – OPS PHMSA, Министерства транспорта;

- в Канаде – Национальным энергетическим управлением (National EnergyBoard – NEB);

- в России – Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор);

- в Европе – сбор осуществляют: Европейская группа по сбору данных об авариях на газопроводах (European Gas Pipeline Incident Data Group – EGIG, Ассоциация операторов магистральных сухопутных газопроводов Великобритании (United Kingdom Onshore Pipeline operators association – UKOPA) и Ассоциация операторов западно-европейских магистральных нефтепроводов (CONservation of Clean Air and Water in Europe – CONCAWE).

Следует отметить, что различные организации и объединения собирают и обобщают информацию по разным видам транспортируемых веществ и регистрируют разные виды отказов на трубопроводном транспорте, при этом могут значительно различаться критерии, по которым те или иные события классифицируются как аварии и засчитываются в статистическую базу. Могут также различаться характеристики рассматриваемых объектов и методы формирования базы.

Таким образом, простое сопоставление данных, разных организаций, может оказаться некорректным и может привести к ошибкам в оценке результатов. Различия могут быть как в объеме, так и детализации обрабатываемых исходных данных, а также в используемых методах анализа, в технологических, географических и социальных факторах.

То есть каждая система сбора информации обладает уникальными особенностями. Существуют также трудности подбора информации для получения подробных сведений. Что делает проблематичным обобщение информации. Имеющаяся информация об этих особенностях позволяет сделать ряд выводов об общих закономерностях для всех рассматриваемых систем и все-таки сопоставить данные.

Интенсивность аварии в единицу времени является основной статистической характеристикой аварийности на магистральных трубопроводах. Выражается она количеством аварийных случаев в единицу времени на единицу длины трассы. Для европейских трубопроводов существуют статистические данные позволяющие отследить аварийность с начала 70-х годов, для американский трубопроводов такая статистика доступна за последние 20 лет.

Анализ данных позволяет получить вывод о значительном уменьшении аварийности на газопроводном транспорте Европы. Динамика показывает шестикратный спад. На американских газопроводах в течении последних 20 лет этот показатель держится примерно на одном низком уровне. Британские морские газопроводы приблизительно в два раза надежнее, чем в континентальной Европе. На континентальных газопроводах США и Европы аварийность составляет 0,2 аварии в год на 1000 км.

Показатели аварийности нефте-, газо- и нефтепродуктопроводов США и Европы практически идентичны. Также наблюдается тенденция снижения аварийности. Снижение по сравнению с уровнем 70-х годов достигло пятикратного уровня. И составляет приблизительно 0,1 – 0,5 аварий в год на 1000 км.

На российских трубопроводах намечается тенденция к снижению аварий. На данный момент этот показатель – 0,27 аварий/(год · 1000 км) для нефтепроводов, 0,06 – для нефтепродуктопроводов и 0,13 – для газопроводов. По этим показателям отечественный трубопроводный транспорт приблизился к показателям аварийности на трубопроводах США и Европы.

Также существует массив данных позволяющий оценить взаимосвязь между частотой аварий, диаметром трубопровода и диаметром дефектного отверстия (табл. 1.2).

Материалы открытых баз данных позволяют оценить вероятность различных типов разгерметизации нефте-, нефтепродуктопроводов и газопроводов различных диаметров. Имеются различия в характере распределения отверстий при разгерметизации на американских жидкостных трубопроводах. Так, для нефте- и нефтепродуктопроводов характерны свищи (65 – 70 %).

Средние потери нефти при авариях на американских и европейских нефтепроводах составляют 11 – 25 % объема утечек и соответствуют критерию «средней» степени риска: от 0,1 до 100 т/год на 1000 км, характерной для российских нефтепроводов [55, 56, 58].



**Таблица 1.2 – Зависимость частоты утечек от диаметра трубопро-**

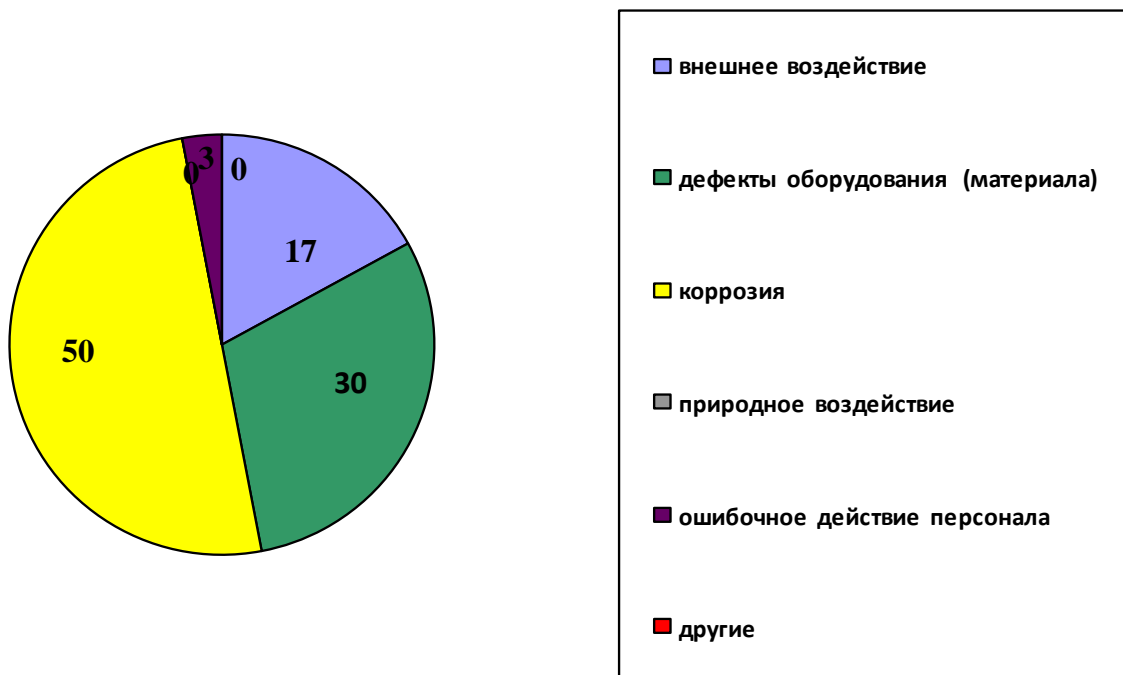
**вода**

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

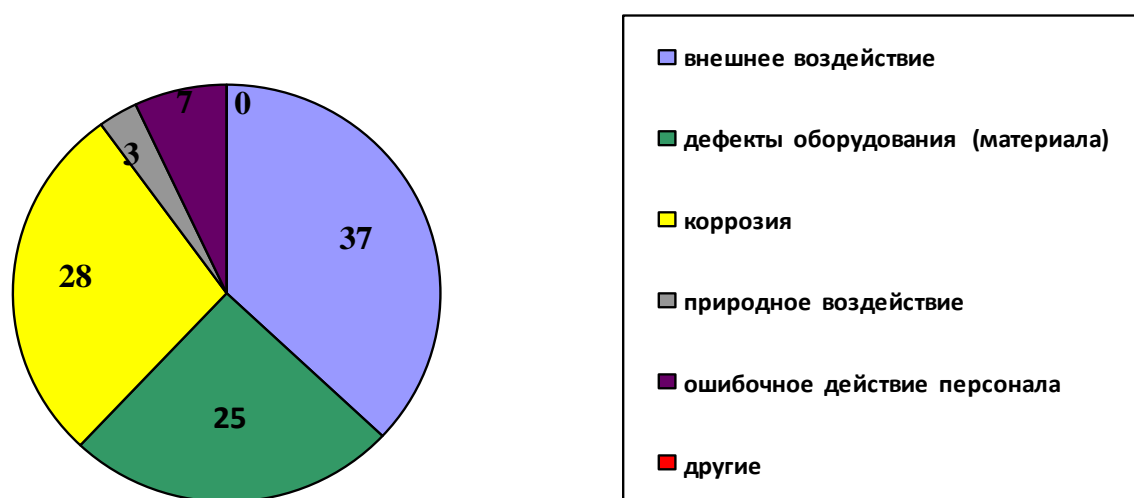
Из анализа травматизма на объектах трубопроводного транспорта США и Европы видно, что вероятность аварий связанных с риском для жизни и здоровья людей имеет порядка 10-21/(год · 1000 км). Данный уровень риска более чем приемлем. Данные Ростехнадзора по травматизму имеют тот же порядок. Основной причиной травматизма при эксплуатации трубопроводного транспорта, является нарушение требований промышленной безопасности персоналом или руководством в процессе эксплуатации, а также несоблюдение регламента технического обслуживания и ремонта трубопроводов и оборудования газо-, нефтехимической отрасли [23].

Для удобства анализа все причины, способствовавшие возникновению аварийных ситуаций, объединяют в 6 обобщенных групп факторов. Ими являются: коррозия, дефекты оборудования, внешнее воздействие, природные воздействия, ошибочные действия персонала, другие.

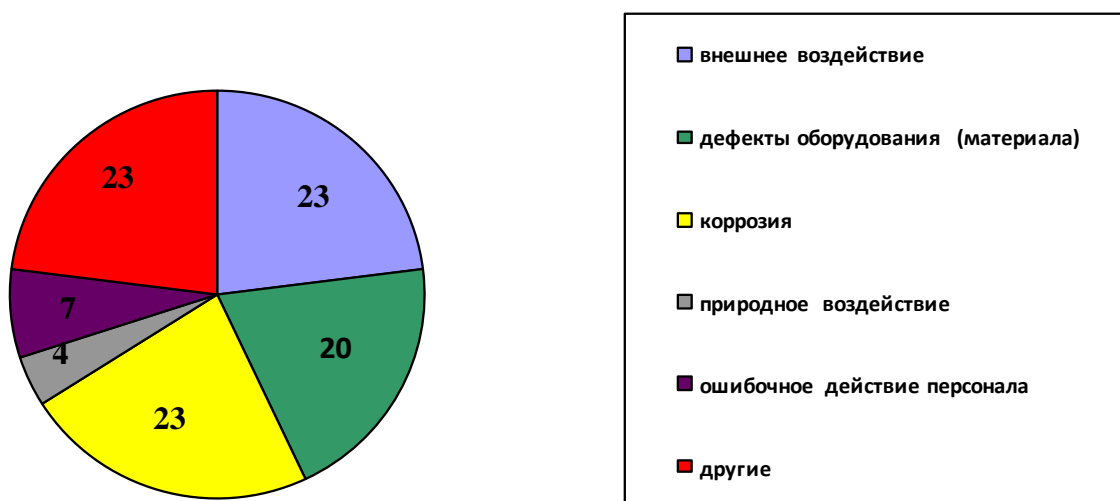
Распределение аварий на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах, в зависимости от причин их возникновения, представлено на диаграммах рисунках 1.2 – 1.4 [63 – 66].



**Рисунок 1.2 – Распределение аварий на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах в зависимости от причин их возникновения по данным Ростехнадзор (2000-2008 гг)**

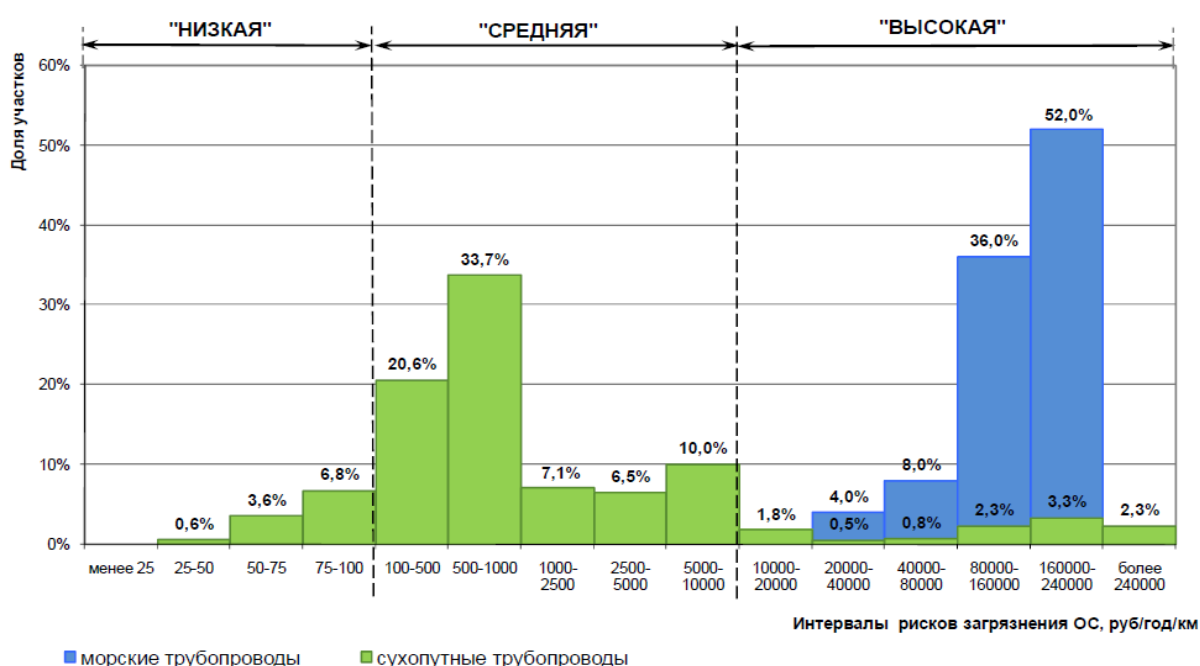


**Рисунок 1.3 – Распределение аварий на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах в зависимости от причин их возникновения по данным CONCAWE (1971-2007 гг)**



**Рисунок 1.4 – Распределение аварий на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах в зависимости от причин их возникновения по данным PHMSA (1988-2008 гг)**

По показателю экологического риска морские трубопроводы соответствуют высокой степени риска. Для сухопутных характерна средняя степень риска. Количественные показатели приведены на рисунке 1.5 [46].



**Рисунок 1.5 – Распределение суммарной длины участков магистральных трубопроводов по показателю риска загрязнения окружающей среды**

Стоит отметить, что объем магистральных трубопроводов нефти и нефтепродуктопроводов, требующих ремонта на данный момент, намного превышает объем вновь сооружаемых [39, 40].

#### **1.1.4 Жаровые трубы в нефтедобывающей промышленности**

Жаровые трубы применяются в установках подготовки нефти, как зарубежного, так и отечественного производства - для нагрева смеси нефти, воды и попутного газа продуктами сгорания попутного газа.

Труба представляет собой горизонтальную U-образную конструкцию, оборудованную технологическими фланцами для присоединения к установке подготовки нефти (рис.1.6).

Основной проблемой использования установок подготовки нефти горизонтальных и вертикальных типах - недостаточная коррозионная и жаростойкость жаровых труб, используемых в агрессивной среде эксплуатации (нефть, вода, попутный газ, продукты сгорания), особенно в местах поворота и на участках, где скапливаются осадки и нарушаются условия теплообмена. Вследствие перегрева поверхности жаровой трубы, происходит локальный прогар, который в свою очередь является причиной возгорания трубчатых печей в технологической емкости (рис. 1.7).



**Рисунок 1.6 - Труба жаровая подготовки нефти**



**Рисунок 1.7 – Недостаточная коррозионная и жаростойкость жаровой трубы**

### **1.1.5 Проблемы эксплуатации погружного оборудования скважин**

Статистика эксплуатации скважин, укомплектованных скважным насосным оборудованием, показывает – основное число ремонтов этих скважин связано с нарушением работоспособности колонн насоснокомпрессорных труб (НКТ) (рис. 1.8), насосных штанг и плунжеров скважинных штанговых насосов (СШН), электроцентробежных насосов (ЭЦН), устьевой запорной арматуры [75, 78, 79].

Многообразие составляет 8 лет в скважинах, продукция которых обладает невысокой коррозионной активностью по отношению к металлу (девон), и не превышает 3 лет в сероводородсодержащих скважинах (угленосные). При этом коррозионное разрушение труб по наружной поверхности многократно превышает разрушение по внутренней поверхности – это объясняется конденсацией на поверхности НКТ воды и легких углеводородов, насыщаемых в газовой среде сероводородом и углекислым газом.

Электрохимическая коррозия оборудования как правило проходит не изолированно, а сочетается с различными типами механического воздей-

ствия, что обуславливает появление и развитие процессов коррозионной усталости, вызывающих изломы оборудования.

В сероводородсодержащих нефтяных скважинах с большим давлением газа в затрубном пространстве основной вид разрушения колонн труб – крупное сульфидное растрескивание. Происходят хрупкие изломы насосно-компрессорных труб как по резьбе, так и по гладкой части.



**Рисунок 1.8 - Внешний вид НКТ (из обычной стали группы прочности «К») после отработки 350 суток**

В запорной устьевой арматуре хрупкому излому чаще всего подвержены тарельчатые пружины, обеспечивающие прижатие, седел к шиберу.

Хрупкому излому в сероводородсодержащих обводненных нефтях подвержены детали клапанов штанговых насосов.

Повторно-переменные нагрузки и эксплуатационная среда вызывает коррозионную циклическую усталость оборудования. Чаще всего такому типу разрушения подвержены колонны насосных штанг.

Исследования характера обрывов насоснокомпрессорных труб и насосных штанг на различных нефтяных месторождениях показывают – 98 % всех обрывов происходит из-за коррозионно-усталостного разрушения.

В основном излом происходит по основному телу и много реже – по резьбе. Максимум обрывов происходит в месте перехода, в этих условиях первоочередно срывается хромированное покрытие плунжера и обнажается подложка. Износ носит местный характер. Срывается втулка цилинд-

дра, тем самым зазор в плунжерной паре увеличивается, что приводит к существенному уменьшению производительности насоса в целом. Кроме того, при добыче сероводородсодержащей нефти часто происходит заклинивание плунжерных пар насосов, вследствие попадания в них сульфида железа (продукт сероводородной коррозии).

Сульфида железа, в абразивном отношении, намного опаснее чем песок, он резко стимулирует процесс фреттинг-коррозии, так как обладает высокой дисперсностью и электрохимически активен (катод в паре сталь-сульфид).

В условиях контактной коррозии трущиеся поверхности образуют эффективно-действующую гальваническую пару, в связи с этим ее износ (коррозионно-механический) резко возрастает. Скорость коррозии такой пары, зависит от плотности протекающего между ними электрического тока и начальной разности потенциалов каждого металла и их поляризации.

### **1.1.6 Причины отказов насосного оборудования при эксплуатации нефтедобывающих скважин**

Опыт эксплуатации нефтяных скважин, снабженных глубиннонасосными установками, показывает – наиболее уязвимый узел целой установки – колонна штанг. Количество и характер поломок (обрыв) штанг различны не только на разных нефтяных месторождениях, они могут отличаться в пределах одной залежи, следовательно причины обрывов штанг насосов в конкретном месторождении зависят от индивидуально сложившихся условий добычи нефти.

Большое число обрывов можно объяснить специфическим конструктивом штанговой колонны, а также особыми условиями их эксплуатации в скважинах. Так как они постоянно испытывают растягивающие напряжения, вследствие собственного веса компрессорных труб и поверхностей насосных штанг (в проточных каналах устьевого запорной арматуры) – это приводит к существенному сужению их проходных сечений и увеличению гидравличе-

ского сопротивления, что зачастую приводит к полному прекращению подачи нефти скважиной вследствие образования пробок.

Выше отмечалось, что при наличии сероводорода в агрессивной среде износ металла проявляется в 2 формах: общей коррозии и снижении его прочности вследствие наводораживания (проникновение водорода в металл). Соответственно, штанги насосов, контактирующие (в присутствии сероводорода) с водонефтяной эмульсией и подвергающиеся существенным циклическим нагрузкам, неизбежно разрушаются, как из-за общей коррозии, так и в результате наводораживания металла. Число обрывов штанг насосов может также увеличиваться, при наличии внутренних напряжений в стали из которой они изготовлены, развитых дислокаций и большого числа поверхностных концентраторов напряжения в резьбе, зоне высадки и других местах колонны [25].

Процесс коррозии и наводораживания насосных штанг, особенно в сероводородсодержащих средах, в немалой степени зависит от состава и структуры сталей, из которых они изготовлены, а также величины и характера механических нагрузок, состава и природы добываемой нефти.

Процесс проникновения водорода в металл неотделим от процесса коррозионного разрушения металла, однако, прямолинейной зависимости: скорость коррозии различных сталей в конкретной среде – степень наводораживания, не существует.

Следует также отметить, что около 18% от общего количества отказов СШН, происходит из-за износа плунжерных пар (рис. 1.9).

Детали погружных электроцентробежных насосов (ЭЦН), как правило, изготавливают из коррозионностойких металлов и сплавов, вследствие чего данные насосы обладают длительным межремонтным сроком службы. Однако при работе с высокоагрессивными средами (обводненная нефть, содержащая сероводород) межремонтный цикл ЭЦН существенно сокращается.





**Рисунок 1.9 – Кавитационный износ плунжера СШН**

Основным элементом, подверженным коррозионному износу ЭЦН (в скважинах с кислой средой), является его корпус, что часто становится причиной преждевременного выхода из строя насосной станции. В последнее время, все большее применение получают перспективные технологии защиты поверхностей компонентов ЭЦН с помощью высокоскоростных методов газотермического напыления, что позволяет защитить корпуса насосов, как от коррозии, так и предотвращать их эрозионный износ [12, 13].

Технологически, защиту от коррозии внутренних поверхностей обсадных труб, сводят к понижению в межтрубном пространстве давления газовой среды и обеспечению свободной циркуляции жидкости, что достигается монтажом пакерных устройств, пространство над ними заполняют вязкой неагрессивной нефтью.

Повышение стойкости насосно-компрессорного скважного оборудования (продукция которого содержит, как углекислый газ, так и сероводород), к различным видам коррозионного износа, возможно переходом на алюминиевые сплавы. В частности для производства насосно-компрессорных труб используют алюминиевый сплав Д16Т. Однако в этом случае, наряду с существенным повышением коррозионной стойкости, резко снижается износостойкость данного оборудования.

В производственном объединении «Татнефть» используются футерованные НКТ, покрытые эмалью, лаками, стеклом и эпоксидной смолой.

Для предохранения штанг от коррозионно-усталостного разрушения во ВНИИнефтемаше разработаны следующие методы упрочнения штанг [12], заключающиеся в поверхностно-пластическом деформировании металла и нанесении защитных покрытий.

1. Осуществление направленного наклепа (упругопластического растяжения насосных штанг).
2. Применение направленного наклепа штанг с их дробеструйной обработкой.

### **1.1.7 Причины отказа оборудования насосных станций магистральных трубопроводов**

Насосные станции, в качестве основного технологического оборудования имеют насосные агрегаты, которые обеспечивают основную функцию станции – транспортировку нефти или нефтепродукта по магистрали. Насосный агрегат включает в себя центробежный насос и привод, которые соединены между собой зубчатыми муфтами. На станциях используются одноступенчатые низконапорные насосы центробежного типа. Каждый такой насос способен создавать напор от 195 до 550 м столба транспортируемой жидкости.

Такие насосы состоят:

1. литого разъемного корпуса;
2. рабочего колеса, насаженного на вал;
3. направляющего аппарата;
4. вала;
5. подшипников и уплотняющих устройств.

Важнейшая часть насосов – рабочее колесо.

Также насосные станции включают множество вспомогательного оборудования предназначенного для обеспечения их бесперебойной работы. Это

оборудование делится на 2 группы:

- оборудование, связанное с основными насосными агрегатами;
- оборудование обслуживания.

В первую группу входят системы смазки, охлаждения, уплотнения, сбора и откачки утечек. К второй группе – системы канализации, энерго-снабжения, водоснабжения и т.д.

Специфика работы насосных станций, заключается в том, что они работают практически без перерывов (350 – 360 дней в году). А так как оборудование нефтебаз и перекачивающих станций подвержено многочисленным видам износа (механического, коррозионного, эрозийного и термического), то к нему предъявляются очень высокие требования по работоспособности. В частности, лопатки рабочего колеса центробежного насоса страдают от кавитационного износа (за счет образования большого числа пузырьков, заполненных парами жидкости, происходит нарушение сплошности потока). При соударении кавитационных пузырьков с поверхностью лопаток рабочего колеса, они разрушаются, при этом происходит гидравлический удар в микроскопических зонах, что приводит к очаговым разрушениям поверхности рабочего колеса (рис. 1.10) [29, 31].



**Рисунок 1.10 – Кавитационный износ рабочего колеса центробежного насоса магистрального трубопровода**

Анализ этих данных приводит к следующим выводам:

1. основной причиной аварий, с возникновением негативного антропогенного воздействия, в нефтехимической отрасли является коррозия и внешнее воздействие;
2. диаметр трубопровода, толщины стенки и глубины его залегания влияют на долю аварий, связанных с внешним воздействием;
3. толщина стенки трубы значительно влияет на аварийность, вследствие коррозионного износа;
4. применение высоколегированных сталей и сплавов, при выпуске оборудования нефтехимического кластера из-за их высокой стоимости и ограниченного производства, в настоящее время нецелесообразно;
5. применение прокладки магистрального трубопроводного транспорта методом «труба в трубе» нецелесообразно с экономической точки зрения;
6. применение алюминиевых сплавов и пластика резко снижает прочностные характеристики деталей и узлов нефтехимического оборудования.

Таким образом, при проведении статистического анализа данных по аварийности в нефтедобывающей и нефтехимической отраслях можно выявить общие тенденции и факторы, которые можно будет использовать на практике и при совершенствовании нормативных документов по оценке риска на объектах газо- и нефтехимического кластера. Коррозия и внешнее воздействие являются основополагающими факторами преждевременного износа и аварийности оборудования в данных отраслях промышленности. Разработка технологий и методов повышения коррозионной стойкости, улучшение эксплуатационных свойств деталей нефтехимического оборудования, несомненно является одной из приоритетных задач для обеспечения их безопасной эксплуатации [2, 3, 6, 10, 28, 34, 62, 77].

## **1.2 Основные методы и технологии повышения коррозионной стойкости нефте-, нефтепродуктопроводов и другого оборудования нефтехимической отрасли**

### **1.2.1 Использование пластиковых и металлопластиковых труб**

Трубопровод из полимерных материалов имеет ряд преимуществ. Он устойчив к воздействию агрессивных сред, таких как щелочи, кислоты, не подвержен воздействию коррозионных факторов среды. Его поверхность не нуждается в окраске. Низкий удельный вес способствует упрощению и уменьшению стоимости строительно-монтажных работ. Антифрикционная внутренняя поверхность способствует малым энергозатратам на транспортировку среды, за счет снижения гидравлического сопротивления. Также низкие адгезионные свойства внутренней поверхности препятствуют зарастанию сечения трубопровода. Все эти положительные свойства позволяют эксплуатировать данный вид трубопроводов в течение длительного времени - около 50 лет.

Вместе с тем пластиковые трубы имеют и недостатки. Сфера применения ограничивается низкой теплостойкостью и большим коэффициентом расширения, эффектом охрупчивания при низкой температуре. Отсутствие единой технологии монтажных работ расширяет спектр оборудования необходимого для монтажа. Важным недостатком, по сравнению со стальными трубами, является сравнительно низкие прочностные характеристики.

### **1.2.2 Полимерные покрытия**

Самый широко применяемый вид покрытий. Различают битумно-мастичные, лакокрасочные, полимерные, полимерно-ленточные и мастично-ленточные (комбинированные) покрытия. Они используются с целью защиты поверхностей металлических изделий и сооружений. Лакокрасочные покрытия применяют в первую очередь на поверхностях подверженных коррозионному воздействию, они не изменяют принципиально электро-

химическую природу происходящих процессов, но значительно уменьшают их скорость [60]. Покрытия играют роль барьера и снижают скорость диффузии агрессивных веществ внешней среды к подложке металла, а также иногда изменяют потенциал металла. Преимуществом данного типа покрытий является возможность его нанесения в полевых условиях, простота исполнения работ по нанесению, дешевизна [70]. Однако у данных покрытий существуют значительные недостатки, такие как слабая адгезия с подложкой, способствующая разрушению и отслаиванию полимера, что влечет к потере антикоррозионных свойств. Некоторые виды полимеров подвергаются биоразложению, что также способствует потере антикоррозионных свойств покрытия. Температурный диапазон применения крайне узок. Механические характеристики покрытий низки. Срок службы большинства типов покрытий не высок (максимум 10 лет, в слабоагрессивных средах). В общем можно обозначить что, свойства покрытий зависят от входящего в его состав полимера. В свою очередь полимеры, обладающие наивысшими прочностными и адгезионными свойствами обычно отличаются высокой стоимостью. Дешевые полимеры отличаются невысокими качественными характеристиками. Соответственно, применение тех или иных полимерных покрытий обусловлено экономическими причинами [59].

### **1.2.3 Цементно-песчаное покрытие**

Цементно-песчаное покрытие формируется на внутренней поверхности трубопровода при помощи насоса специальной конструкции. Нанесение покрытия заканчивается его сушкой. В результате получается каменная оболочка трубной формы. Толщина ее может достигать 15 мм. Полученное покрытие обладает стойкостью к коррозионному воздействию, достаточной прочностью, высокой пористостью, низкие бактерицидные свойства. Оно склонно к зарастанию и разрушается при сварке.

### **1.2.4 Остекление**

Интересным техническим решением является использование стекла для защиты внутренней поверхности металлических труб. Стеклоанное покрытие

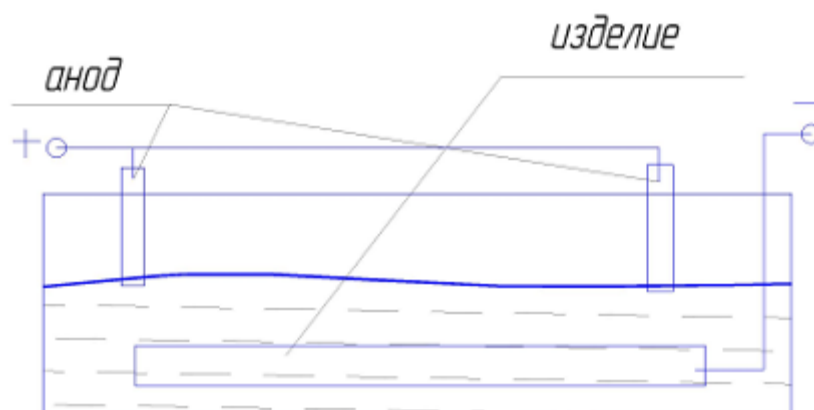
обладает чрезвычайной стойкостью по отношению ко многим коррозионно-активным средам. Также низкие адгезионные свойства поверхности исключают зарастание сечения. однако применение таких покрытий ограничено. Причиной являются высокая хрупкость, необходимость применения фланцевых соединений, не возможность сварки.

### 1.2.5 Гальванический метод

Данным методом производят нанесение покрытий из растворов трехвалентного хрома (сульфитных). Внедрение добавок отдельных элементов может повысить, кроме коррозионной стойкости - твердость, а также некоторые другие свойства железоосновных покрытий. Основным недостатком гальванического осаждения является;

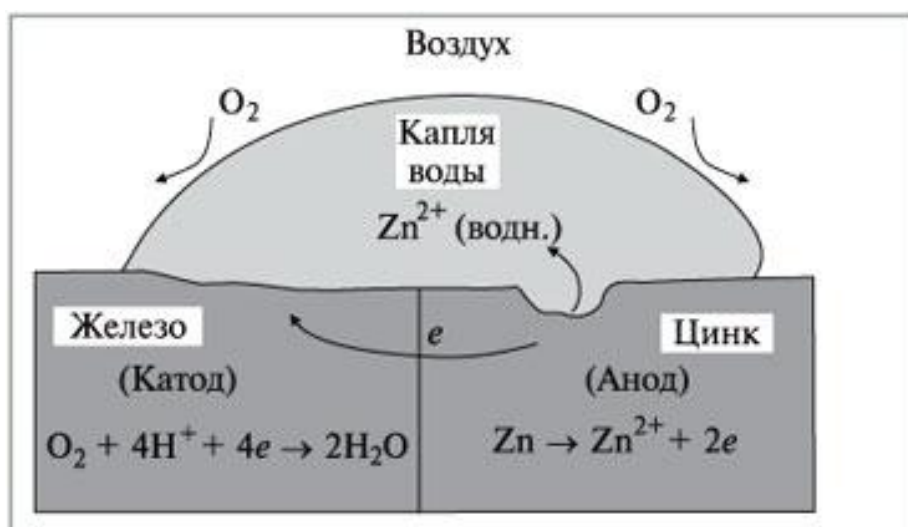
1. громоздкость применяемого оборудования, энергозатратность и тщательное соблюдение техники безопасности, и условий охраны труда;
2. недостаточная адгезионная прочность к подложке;
3. растрескивание при деформации обрабатываемого изделия.

Увеличение толщин гальванических покрытий связано с значительным усложнением технологического процесса, что отрицательно сказывается на экономичности метода. На рисунке 1.11 отображена схема гальванического метода осаждения покрытий.



**Рисунок 1.11 – Схема гальванического метода нанесения покрытий**

Широко распространено в промышленности электролитическое покрытие подложки металла цинком, хромом и никелем [47, 68]. Нанесение таких покрытий требует гладких поверхностей (ровных или с минимум изгибов). В основе защиты лежит катодный принцип. Металл покрытия в составе вступает в реакцию коррозии первым, а основа металла остаётся защищенной и не подвергается коррозионному разрушению (рис. 1.12). Существенный недостаток данного вида покрытий заключается в его малой износостойкости, защитный слой теряет протекторные свойства при, даже незначительном механическом воздействии на него.



**Рисунок 1.12 – Цинковое покрытие**

Также данный тип антикоррозионной обработки имеет неравномерное распределение покрытия по толщине, затруднение процесса сварки, ограниченный температурный предел применения и значительное вредное воздействие на окружающую среду связанное с образованием высокотоксичных отходов образующихся в процессе производства [41].

### 1.2.6 Плакирование

Плакирование – это термомеханический процесс. Реализуется путем совместного волочения или горячей прокатке защитного и основного материала. Плакирование имеет место в процессе горячей прокатки, прессования,



а также при сварке взрывом. Адгезия между материалами достигается в результате диффузии под действием совместной деформации горячей заготовки. Основной металл покрывают с одной или с обеих сторон материалом покрытия, обеспечивающим специальные свойства изделию, например, медь, томпак, коррозионно-стойкая сталь, алюминий и т.д.

Целью плакирования является создание на поверхности изделия тонкого слоя материала со специальными свойствами: повышенной износостойкостью, коррозионной стойкостью, высокой твердостью и т.д. Толщина слоя может достигать нескольких миллиметров. Метод достаточно дорог, полученное покрытие подвержено повышенной коррозии в зоне сварных швов [4, 41, 42].

### 1.2.7 Электродуговая металлизация

Метод электродуговой металлизации основан на нагреве до температуры плавления сходящихся проволок в распылителе по средством электрической дуги. Далее металл покрытия в виде расплавленных капель сдувается газовым потоком на подложку. Нанесение металла поверхности обычно проводится в несколько подходов. Чаще всего в качестве напыляемого металла используется алюминий и цинк. На рисунке 1.13 приведена принципиальная схема металлизатора.

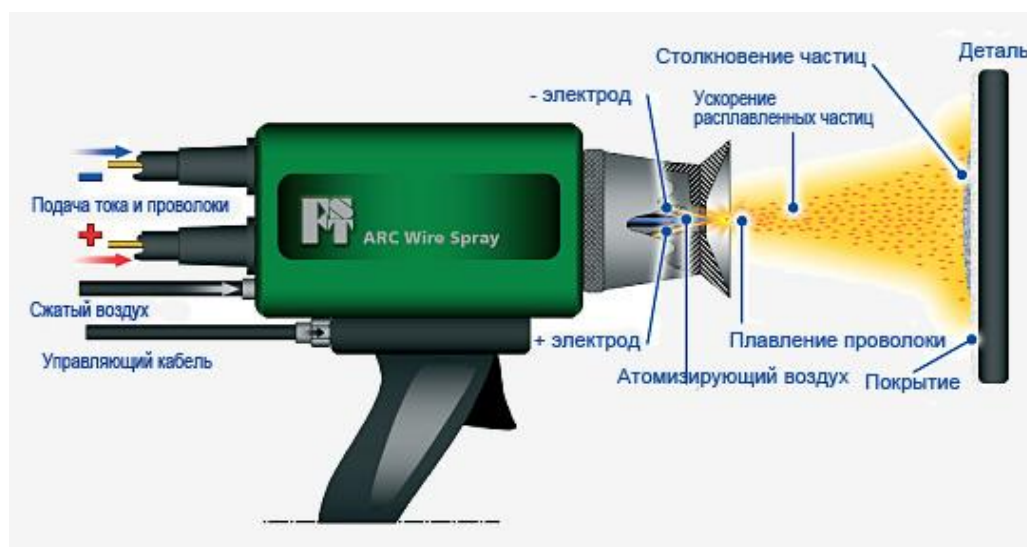


Рисунок 1.13 – Схема работы металлизатора

Через специальные направляющие постоянно подаются две распыляемые проволоки. Между этими проволоками пропускается электрическая дуга. Сопло установленное в центре электрометаллизатора служит для подачи сжатого воздуха, который в свою очередь производит распыление с проволок-электродов капель расплавленного металла на поверхность подложки. Электрометаллизатор может работать как на постоянном, так и на переменном токе. На переменном токе наблюдается неустойчивость горения дуги и высокий уровень шума. Полученное покрытие может иметь неравномерное распределение по толщине. Постоянный ток более предпочтителен для проведения процесса, так как электрическая дуга обладает большей устойчивостью.

Основным достоинством технологии является его высокая производительность и возможность получения покрытий значительных толщин (до 15 мм).

Данный способ, однако имеет ряд существенных недостатков:

1. слой покрытия наносится только на внешние поверхности изделия (под углом от 45 до 90°);
2. значительное содержание оксидов в получаемом покрытии, существенно снижает его ударную прочность;
3. невысокая (15 – 45 МПа) адгезия покрытия с подложкой;
4. высокая пористость, что в данном конкретном случае (повышении коррозионной стойкости оборудования нефтехимического кластера) препятствует применению способа без дополнительной обработки.

Для обеспечения должных показателей качества покрытия поверхность тщательно подготавливают. Она не должна иметь посторонних включений (ржавчина, грязь, масло). Окончательную подготовку поверхности проводят струйно-абразивным способом. В конечном счете, поверхность не должна иметь заусенцев, острых кромок, сварочных брызг, остатков флюса. Для обеспечения должной адгезионной прочности время между операциями под-

готовки и напыления должно быть максимально сокращено (не более 2 часов). Также следует не допускать перегрева обрабатываемой поверхности, предусматривая перерывы между подходами металлизации [32, 71].

### 1.2.8 Плазменное напыление

Плазменное напыление это процесс напыления покрытия при помощи плазменной струи. Плазменная струя образуется с использованием электрической дуги. Данный процесс подходит для создания покрытий с различными специфическими свойствами: коррозионная стойкость, износостойкость, повышенная или пониженная теплопроводность. Материалом могут быть различные материалы: металлы, их оксиды, карбиды, другие соединения. Напыляемый материал может быть в виде проволоки или порошка. Конструкция аппарата для нанесения покрытия представлена на рисунке 1.14 [52, 69].

В сопло горелки поступает разогретый рабочий газ, он в свою очередь, при прохождении между соплом служащим анодом и катодом, ионизируется, истекая в виде плазменного потока. Рабочий газ – аргон или азот (иногда к ним добавляют водород). Струя инертного газа разогревает при помощи плазмы порошкообразный состав покрытия ускоряя его переносит на поверхность подложки для образования покрытия.

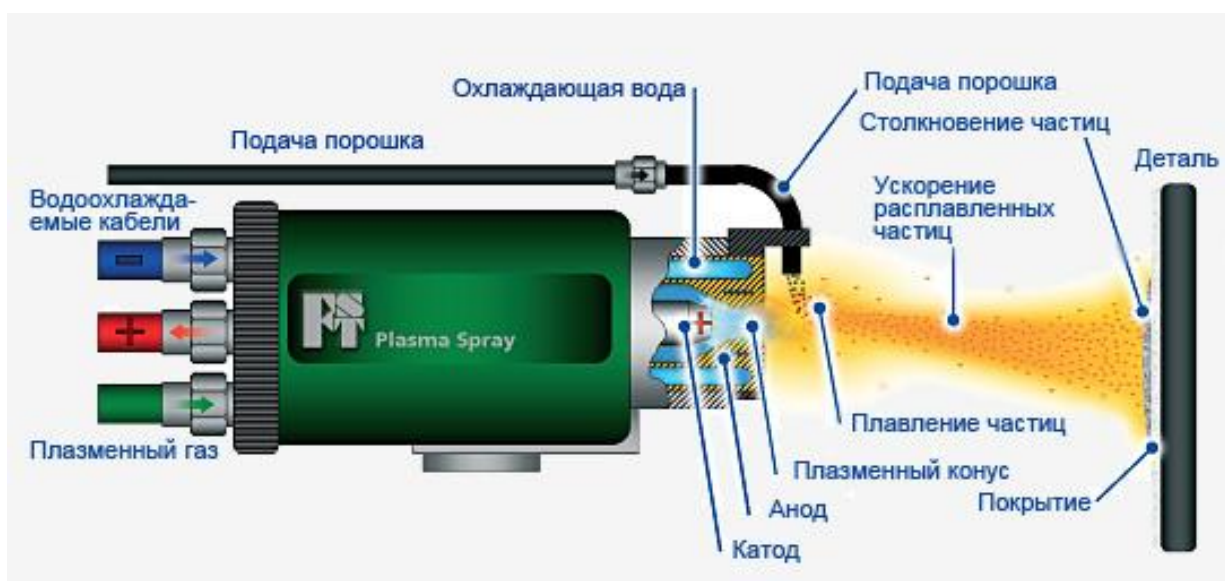


Рисунок 1.14 – Схема плазменного напыления

Плазменный метод обладает рядом преимуществ. К ним относятся:

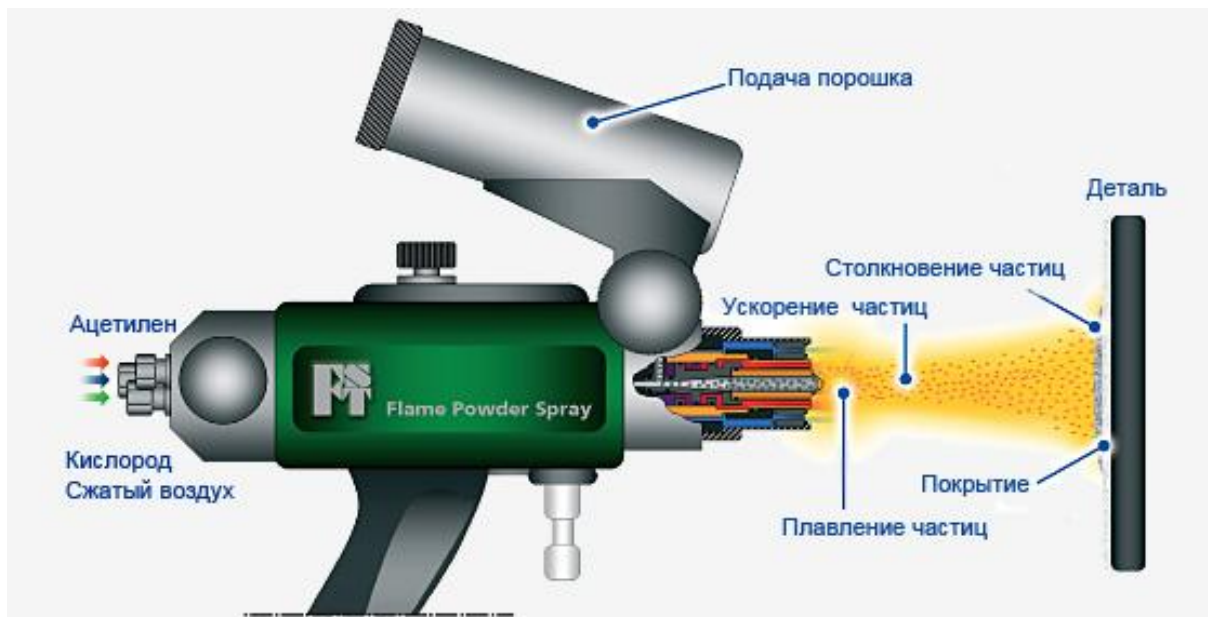
- возможность использования широкого спектра материалов для формирования защитного слоя;
- малое тепловое воздействие на подложку, обеспечивающее возможность нанесения покрытия на различные материалы;
- возможность использования различных рабочих газов от инертных до восстановительных и окислительных;
- высокая производительность процесса
- возможность нанесения покрытия на различные по габаритам и конфигурации поверхности.

К недостаткам метода плазменного напыления следует отнести:

- относительно невысокий уровень сцепления покрытия с основой;
- коэффициент полезного использования тепловой энергии плазменной струи не высок [4, 24].

### **1.2.9 Газопламенное напыление (ГПН)**

Данный способ предполагает нагрев порошкообразного, пруткового (проволочного) или шнурового материала (рис. 1.15, 1.16) в пламени газового факела и доставку мельчайших частиц на поверхность обрабатываемого изделия потоком дымовых газов. В качестве источника тепловой энергии выступает пламя, образующееся в результате горения смеси кислород - горючий газ (ацетилен или пропан). Газопламенный метод отличается относительная простота применяемого оборудования. Вместе с тем для осуществления технологического процесса необходима непрерывная подача кислорода и топлива. Температура наносимого материала, проходящего через факел горелки, близка к температуре плавления.



**Рисунок 1.15 – Схема порошкового газопламенного напыления**



**Рисунок 1.16 – Схема проволочного газопламенного напыления**

При соприкосновении с поверхностью изделия нагретые частицы «сковываются» с подложкой и между собой, образуя плотное и равномерное по толщине покрытие [7, 74].

Материалы, которые можно наносить данным способом, разнообразны. Это могут быть металлы и металлические сплавы (хром, никель, алюминий, бронза, баббит), оксиды (диоксид титана, оксид алюминия), карбиды и даже полимерные материалы.

Описываемый метод обладает следующими основными преимуществами:

- высокой производительности;
- высокая локальность нанесения покрытий;
- незначительное влияние на напыляемую основу;
- неограниченность в габаритах обрабатываемого изделия;
- широкий спектр сочетания материалов покрытий и подложки;
- невысокий уровень шума и излучений;
- простота и мобильность оборудования;
- широкий диапазон возможных толщин покрытий;
- простота технологии.

Недостатками метода являются:

- невысокий коэффициент использования тепловой энергии дымовых газов;
- ограничения по применению некоторых легкоплавких материалов.

Рассматриваемый способ позволяет технологически просто получать прочное покрытие с высокими адгезионными свойствами, при отсутствии смешивания с материалом основы. Структурно слой покрытия состоит из твердого раствора и избыточных фаз материалов напыления. Протяженность зоны сплавления с основным материалом не превышает 0,04 мм [7, 59, 74].

### **1.2.10 Высокоскоростное напыление (HVOF и HVAF)**

Разновидность газопламенного метода нанесения покрытий, со сверхзвуковой скоростью истечения рабочей газопорошковой смеси (7 – 9 скоростей звука). Системы высокоскоростного газопламенного напыления делятся по типу оборудования на системы керосин – кислород или водород – кислород (HVOF, High Velocity Oxygen Fuel) и системы пропан – воздух (HVAF, High Velocity Air Fuel).

Ключевыми преимуществами высокоскоростного газопламенного напыления являются высокая плотность получаемого покрытия и низкое содержание оксидов. Малое содержание оксидов в полученном слое связано с тем, что при данной высокой скорости ускоряемые частицы крайне мало пребывают в высокотемпературной газовой среде. Немаловажным фактором, также является не высокая температура ( $\approx 3000\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) газовой среды по сравнению с альтернативными процессами.

Одним из важных преимуществ метода является формирование в наносимых покрытиях напряжений сжатия – это позволяет получать более толстые покрытия (до 10 мм), с высокой адгезионной прочностью и пористостью менее 1 %, что невыполнимо при дозвуковых газотермических методах напыления. Способ отличается высокой производительностью (при использовании промышленного оборудования расход порошкового материала достигает 30 кг/ч), вследствие чего с успехом может быть применен для нанесения антикоррозионных покрытий на магистральном трубопроводном транспорте и крупногабаритных компонентах оборудования нефтегазовой и нефтехимической отраслей промышленности.

Конструктивная схема аппарата для нанесения HVOF покрытий представлена на рисунке 1.17.

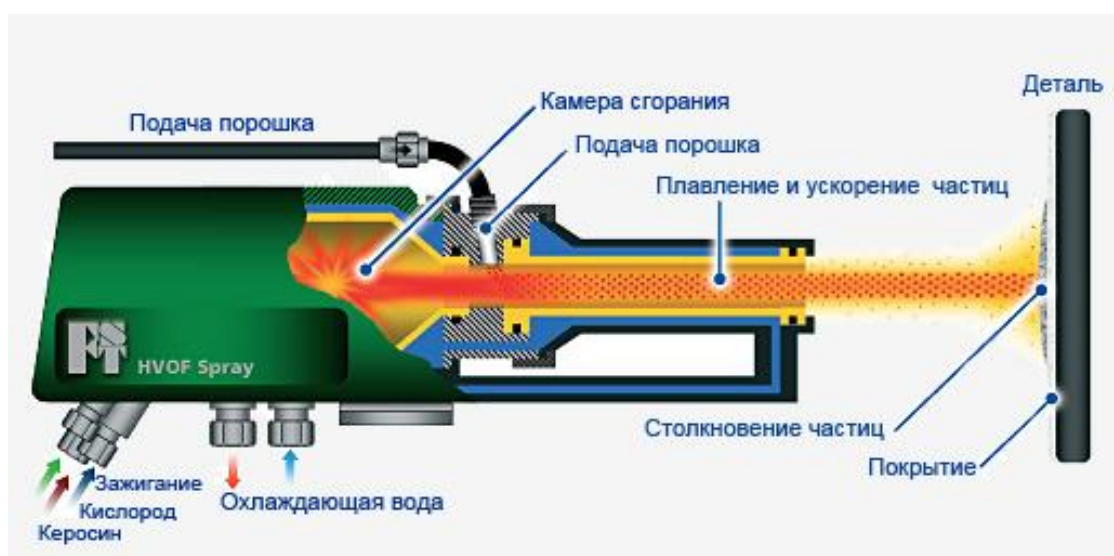


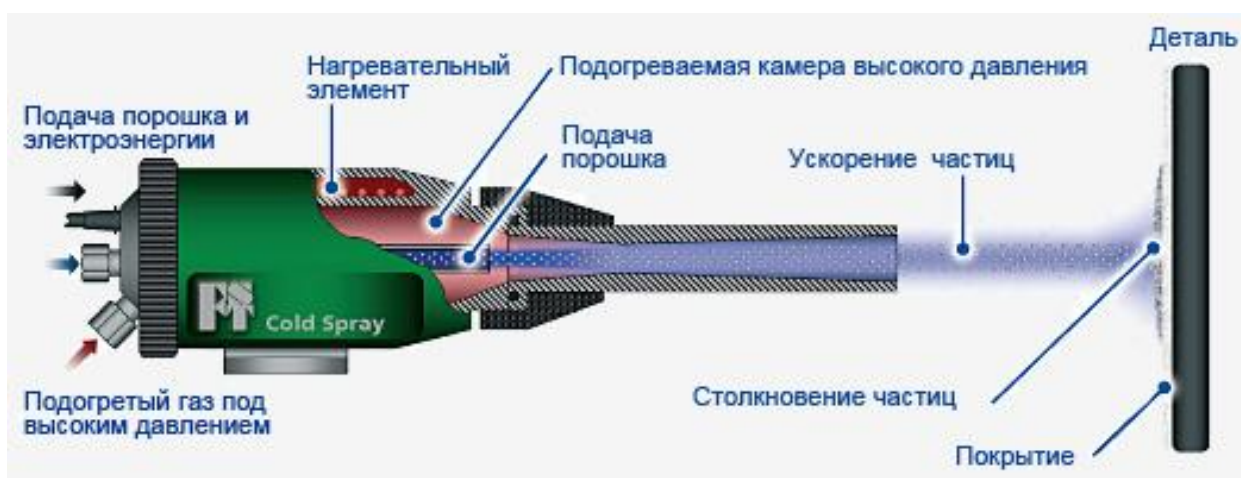
Рисунок 1.17 – Схема высокоскоростного газопламенного напыление



### 1.2.11 Газодинамическое напыление

Альтернативой газотермическим методам является газодинамическое напыление (ГДН), которое обеспечивает получение покрытий высокого качества при достаточно низких температурах наносимого порошка (ниже температуры плавления). Покрытия, полученные данным способом, характеризуются высокой адгезией, низкой пористостью и могут оказать большую конкуренцию другим методам формирования покрытий.

Конструктивная схема аппарата для газодинамического напыления покрытий представлена на рисунке 1.18.



**Рисунок 1.18 – Схема высокоскоростного газодинамического напыления**

Частицы наносимого покрытия ускоряются в подогретом газе (максимум 600 °С) до скорости  $\approx 1000$  м/с. Высокие скорости напыляемых частиц в сочетании с низкой температурой позволяют получать плотные покрытия без оксидов.

Данный метод напыления обладает рядом преимуществ:

- напыление проводится в воздушной атмосфере с атмосферным давлением, при любых температурах и влажности воздуха;
- при напылении оказывается минимальное тепловое влияние на обрабатываемое изделие (в зоне напыления не выше 100 – 150°С), что исключает внутренние напряжения, окисление и деформацию изделия;



- технология экологически безопасна (отсутствие высоких температур, опасных газов и излучений, химических отходов);
- поток частиц узконаправленный (имеет небольшое поперечное сечение). Это позволяет покрывать локальные (с четкими границами) участки изделий;
- позволяет наносить многокомпонентные покрытия с переменным содержанием компонентов по толщине слоя;
- оборудование компактно, мобильно и технологически доступно для любого промышленного предприятия, легко поддается автоматизации и не требует высокой квалификации персонала;
- оборудование без дополнительной модернизации (простой сменой режима) может выполнять струйно-абразивную обработку поверхностей;
- возможно применение в полевых условиях.

Данный процесс находит свое основное применение в автомобильной промышленности и электронике, однако с успехом может быть применен для получения антикоррозионных покрытий на малогабаритные детали оборудования в нефтехимической промышленности, требующих высокой локальности наносимого покрытия и минимальных тепло вложений от процесса напыления.

## **ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ПОКРЫТИЙ НА ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО КЛАСТЕРА**

### **2.1 Магистральный трубопроводный транспорт и оборудование нефтедобывающей, нефтехимической и отраслей**

#### **2.1.1 Магистральный трубопроводный транспорт**

Подбор труб для магистральных газо-, нефте-, нефтепродуктопроводов при капитальном ремонте или новом строительстве производится согласно СП 34-101-98, разработанными ассоциацией «Высоконадежный трубопроводный транспорт» при участии ИЭС им. Е.О. Патона, АК «Транснефть», АО «Роснефтегазстрой» и АО «Институт транспорта нефти».

Данные нормы распространяются на подбор труб, как при проектировании, так и реконструировании магистральных трубопроводов диаметром 325 – 1220 мм с избыточным рабочим давлением до 7,4 МПа (75 кгс/см<sup>2</sup>).

#### Предназначение:

Для строительства или ремонта магистральных газо-, нефте-, нефтепродуктопроводов (транспортирования жидких, газообразных сред).

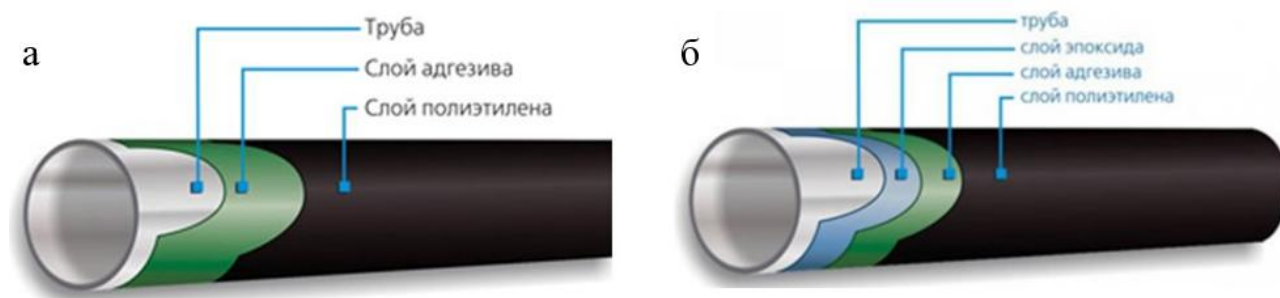
#### Вид защитного покрытия (комплектация завода изготовителя):

Трубы могут поставляться с антикоррозионной обработкой наносимой в виде 2-х или 3-х слойного полиэтиленового покрытия (дополнительный 3-ий эпоксидный слой улучшает адгезионные свойства изоляции к металлу, тем самым повышая надежность, качество и эксплуатацию трубопровода – рис. 2.1), согласно СП 34-101-98, так и без покрытия.

Расчетный срок службы (согласно руководству по монтажу и эксплуатации):

Расчётная длительность безаварийной эксплуатации трубопроводов 40 лет. Однако в полевых условиях в местах стыковки (сварки) труб нанесение

данного вида покрытия невозможно, соответственно по сварным кольцевым стыковочным швам производят изоляцию полимерными лентами, битумом, что в свою очередь снижает долговечность магистрального трубопровода.



**Рисунок 2.1 – Вид защитного покрытия**

а – двухслойное; б – трехслойное

### **2.1.2 Труба жаровая для установки подготовки нефти**

В данной работе по техническому заданию ПАО «Верхнеконскнефтегаз» (НК «Роснефть»), на основании технологического потенциала ЦВТ ФГБОУ ТГУ был проведен анализ возможности повышения эксплуатационных свойств жаровых труб производства ООО «Техноцентр-Нефтемаш», г. Ярославль (рис. 2.2, табл. 2.1).

#### Труба жаровая тип II (1006-ЖТ-749.02.160):

Труба представляет собой горизонтальную U-образную конструкцию, оборудованную технологическими фланцами для присоединения к установке подготовки нефти.

#### Предназначение:

Для нагрева смеси нефти, воды и попутного газа продуктами сгорания попутного газа.

#### Использование:

В составе установки для подготовки нефти SIVALLS (США).

#### Вид защитного покрытия (комплектация завода изготовителя):

Жаровая труба имеет наружное защитное покрытие (термостойкая эмаль), нанесенное согласно требованиям, предусмотренным техническим проектом 335269 ВО.

Марка лакокрасочного материала – термостойкая эмаль КО-868 (ТУ 2312-001-49248846-2000).

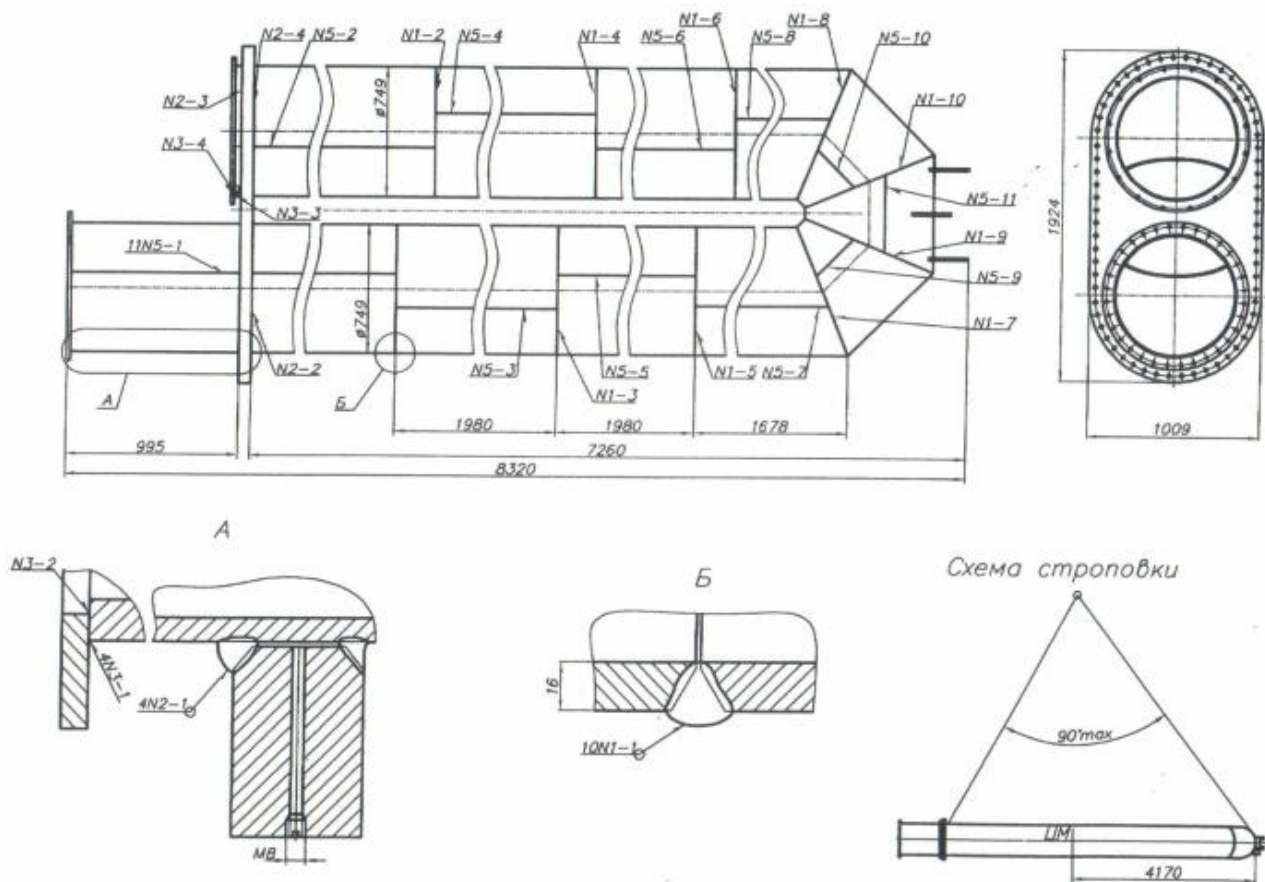


Рисунок 2.2 – Жаровая труба тип II (1006-ЖТ-749.02.160)

Таблица 2.1 – Показатели назначения трубы

рабочее давление внутри трубы	до 0,07 МПа
рабочее давление снаружи трубы	0,75 МПа
расчетное давление (внешнее)	0,82 МПа
пробное 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):

10 лет, по факту в реальных условиях эксплуатации ПАО «ВЧНГ» (Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение – 1 год, что соответствует гарантийному сроку эксплуатации выданным производителем - ООО «Техноцентр-Нефтемаш».

### **2.1.3 Насосно-компрессорное оборудования нефтедобычи и транспортировки нефте- и нефтепродуктов**

В данной диссертационной работе была рассмотрена возможность повышения эксплуатационных свойств (коррозионная стойкость, износо- и эрозийная стойкость) целого ряда узлов и агрегатов штанговых скважинных насосов (ШСН), погружных электроцентробежных насосов (ЭЦН), насосного оборудования магистральных трубопроводов.

## **2.2 Выбор методов нанесения и материалов защитных покрытий**

### **2.2.1 Выбор методов повышения коррозионной стойкости**

Правильный выбор высокоэффективного защитного покрытия для той или иной области эксплуатации – не простая задача, которую можно с успехом решить, учитывая:

1. свойства защитных покрытий;
2. условия эксплуатации изделия;
3. экономическую обоснованность применения покрытия.

В нефтехимической промышленности, особенно транспортирующих среды высоких температур и давлений, узлы и детали оборудования подвергаются высокоагрессивному коррозионному и механическому воздействию, поэтому наиболее рационально применять металлизационные методы нанесения покрытий. Газопламенный метод, как наиболее доступная технология нанесения покрытий, может быть успешно использован для обработки поверхности, как протяженных магистральных нефте- и нефтепродуктопрово-

дов, так и малогабаритных деталей, и узлов оборудования нефтехимической отрасли. Данный метод обеспечивает получение равномерного по всей площади изделия покрытия, обладающего комплексом требуемых, легко варьирующихся, защитных свойств.

### **2.2.2 Выбор материала покрытия**

Оптимальный выбор материала покрытия обеспечивает получение необходимых параметров эксплуатации изделия. Цинк, алюминий, хром и никель являются основными материалами используемыми в металлизационных методах нанесения покрытий, для повышения коррозионной стойкости подложки.

Цинк является активным элементом. В ряду напряжения металлов он стоит левее железа, имея более отрицательный стандартный электродный потенциал. Нанесенный на железную или стальную основу цинк защищает ее от коррозии, при этом принципиальным является целостность цинковой пленки.

Алюминий – чрезвычайно активный металл. Защитные свойства алюминиевых покрытий обусловлена образованием стойкой и сплошной оксидной пленки на его поверхности. Она обладает хорошей устойчивостью к воздействию атмосферы, воды, некоторых нейтральных и кислых растворов. Потенциал алюминия очень отрицателен, поэтому коррозия его в контакте с металлами (с более положительным потенциалом – Cu, Fe, Ni и др.) значительно усиливается.

Хром активнее чем железо, но очень склонен к пассивированию, как и алюминий. Отличительной особенностью хрома является его высокая способность окислению. Он образует оксидную пленку как под действием окислителей, так и под влиянием кислорода растворенного в воде или растворах.

Никель находится в ряду напряжения левее железа, хрома, цинка и алюминия. Никель очень пассивный металл. Пассивированные пленки на

поверхности никеля достаточно устойчивы. Никель стоек в растворах щелочей любой концентрации. Его основное применение – защитно-декоративные гальванические покрытия железа и стали. Никель защищает металл основы по катодному механизму. Поэтому необходимо формировать никелевые покрытия с минимальной пористостью.

В условиях поставленных задач, в зависимости от номенклатуры упрочняемого изделия и с точки зрения экономической целесообразности наиболее рационально применение покрытия на основе хрома, никеля и железа.

### 2.2.3 Оптимизация химического состава и свойств газопламенных покрытий

Для осуществления выбранного в работе метода и основы материалов ГПН, согласно ГОСТ 28377-89 «Порошки для газотермического напыления и наплавки» и данных исследований ЦВТ ФГБОУ ТГУ был проведен подбор наиболее оптимальных по физико-химическим, технологическим и экономическим свойствам марок порошков ПВ-Н85Ю15, ПР-НХ17СР4, ПХ23Н18, а также порошки для особо высокотвердых покрытий – WC/Co 88/12 и Плакарт-0.05-Н [33].

Для получения, согласно технического задания на обрабатываемое изделие, определенного комплекса свойств, данные порошки можно смешивать в любом процентном соотношении и наносить послойно. Химический состав и назначение данных марок порошков приведены в таблицах 2.2, 2.3.

**Таблица 2.2 – Химический состав порошков для напыления**

№ п/п	Марка порошка	Химический состав, %									
		Ni	Fe	C	Cr	Si	Al	B	N	WC	Co
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	-	-	-
3.	ПХ23Н18	18	основа	-	23	-	-	-	-	-	-
4.	WC/Co 88/12	-	-	-	-	-	-	-	-	88	12
5.	Плакарт-0.05-Н	основа	-	-	25	-	-	-	-	-	-

**Таблица 2.3 – Назначение и свойства порошков для напыления**

№ п/п	Марка порошка	Назначение	Свойства
1.	ПВ-Н85Ю15	Газотермические жаростойкие, стойкие в воде и щелочи покрытия, подслои для покрытий из оксидов и карбидов	температура плавления 1400 °С жаростойкость покрытий при нагреве на воздухе до 1150 °С материал и покрытия стойки в атмосфере, воде и щелочах
2.	ПР-НХ17СР4	Высокая стойкость к абразивному и эрозионному износу за счет высокопрочной фазы Cr <sub>7</sub> C <sub>3</sub> , коррозии в пресной и морской воде, солевых растворах, нефтесодержащих средах, устойчивость против окисления на воздухе	упрочняющие покрытия на деталях машин и оборудовании горячих цехов металлургических заводов нефтяных погружных и грунтовых насосов, газоперекачивающих установок, горнодобывающей, дорожной и с/х техники упрочнение шнеков экструдеров полимерных материалов и др. твердость HRC до 60 применение при температурах до 750 °С
3.	ПХ23Н18	Применяются для нанесения коррозионностойких и износостойких покрытий	высокие антикоррозионные свойства
4.	WC/Co 88/12	Износостойкие покрытия для деталей, работающих при повышенных нагрузках	твердость HV до 1200 стойкость к износу и коррозии в различных средах кавитационная стойкость хорошие свойства скольжения устойчивость против газовой коррозии при высоких температурах
5.	Плакарт-0.05-Н	Износостойкие покрытия для деталей, работающих при повышенных нагрузках и высоких температурах	твердость HV до 1300 (боле 72 HRC) стойкость к износу и коррозии в различных средах кавитационная стойкость применение при температурах до 870 °С хорошие свойства скольжения устойчивость против газовой коррозии при высоких температурах



## 2.3 Разработка технологии нанесения защитных покрытий на детали и узлы оборудования нефтехимической отрасли

### 2.3.1 Исследования зависимости степени деформации напыляемых частиц при соударении с подложкой от их скорости в газопламенном потоке

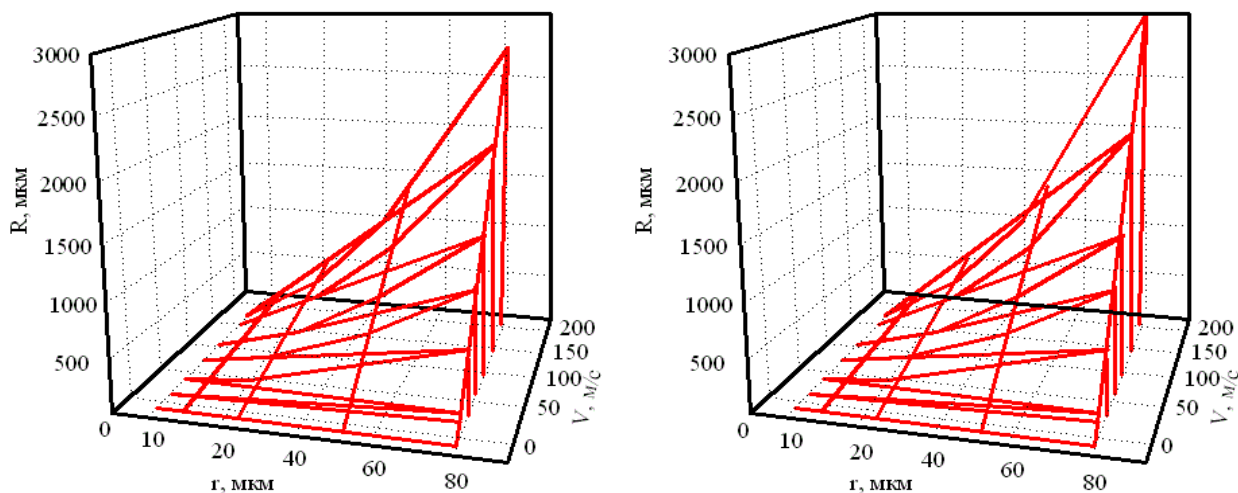
Одним из основополагающих факторов, определяющих адгезионную прочность покрытий с поверхностью является степень деформации напыляемых частиц, при соударении с обрабатываемой поверхностью.

Прочное соединение материалов покрытия и основы в процессе газопламенного напыления происходит в зоне действия ударного и напорного давлений. Размер частиц перед соударением с подложкой определяет размеры этой зоны. За пределами этой зоны давление со стороны растекающейся частицы в направлении, перпендикулярном поверхности подложки, равно нулю. Внутри зоны время действия напорного давления уменьшается от максимальной величины в центре до нуля по периметру. Поэтому естественно предположить, что максимальная адгезионная прочность напыленной частицы с подложкой будет достигаться при равных размерах частицы и площади контакта  $S$ , то есть при  $S = \pi r^2$ , где  $r$  – первоначальный радиус частицы.

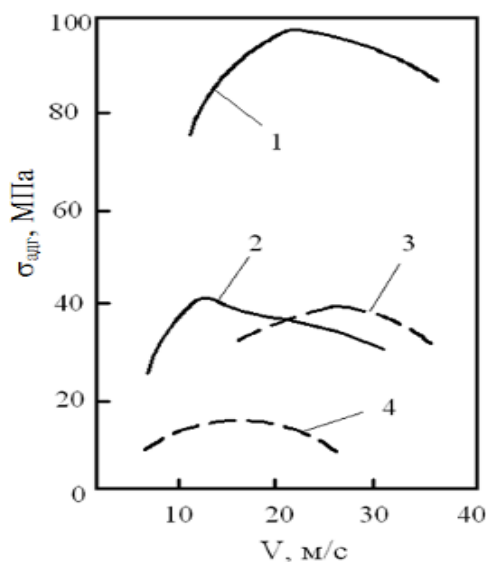
На рисунке 2.3 приведены зависимости радиуса деформированных частиц от начального их размера при различных скоростях соударения для металлов (Fe:  $\eta \sim 10^{-4}$  Па·с,  $\sigma_{ж} \sim 1,8$  Н/м) и оксидов ( $Al_2O_3$ :  $\eta \sim 6 \cdot 10^{-2}$  Па·с,  $\sigma_{ж} \sim 0,7$  Н/м). В обоих случаях радиус деформированной частицы растет с увеличением первоначального размера и скорости соударения.

Характер зависимости прочности соединения  $\sigma_{адг}$  от скорости перед соударением частиц различных размеров (рис. 2.4) подтверждает вывод о том, что для увеличения адгезионной прочности покрытия необходимо уменьшение размеров напыляемых частиц с увеличением их скорости. Следует отметить, что при более высоких скоростях частиц (выше 400 м/с, например, при HVOF/HVAF), происходит дополнительная активация по-

верхности подложки и вне зоны действия напорного давления ( $R > r$ ) за счет существенного увеличения вклада напряжений в волне Рэлея и напряжений трения растекающегося с высокой скоростью слоя расплава, что приводит к возрастанию адгезионной прочности покрытий с увеличением скорости напыляемых частиц.



**Рисунок 2.3 – Зависимость размеров деформированных частиц (а-Fe, б- $Al_2O_3$ ) от их первоначальных размеров и скорости соударения с подложкой ( $\cos\theta=1$ )**



**Рисунок 2.4 – Зависимость адгезионной прочности покрытий от скорости частиц перед их соударением с подложкой при различных первоначальных размерах частиц**

Fe (1 – 5 мкм; 2 – 25 мкм) и  $Al_2O_3$  (3 – 5 мкм; 4 – 25 мкм)

### **2.3.2 Активация процесса газопламенного напыления воздушными струями**

Основными направлениями развития методов газопламенного напыления являются:

- активация процесса воздушными струями или струями нейтральных газов, которые обжимают газопорошковый поток или взаимодействуют с ними;
- увеличение скорости газопорошкового потока обжатием факела в специальных водоохлаждаемых полых цилиндрах;
- увеличение скорости напыляемых частиц за счет сверхзвуковых струй, образуемых при горении в специальных профилированных соплах;
- напыление в динамическом вакууме или атмосфере нейтральных газов;
- предварительного подогрева напыляемой поверхности или нагрева зоны «пятна напыления»;
- роста энтальпии порошкового потока вводом в шихту терморегулирующих компонентов.

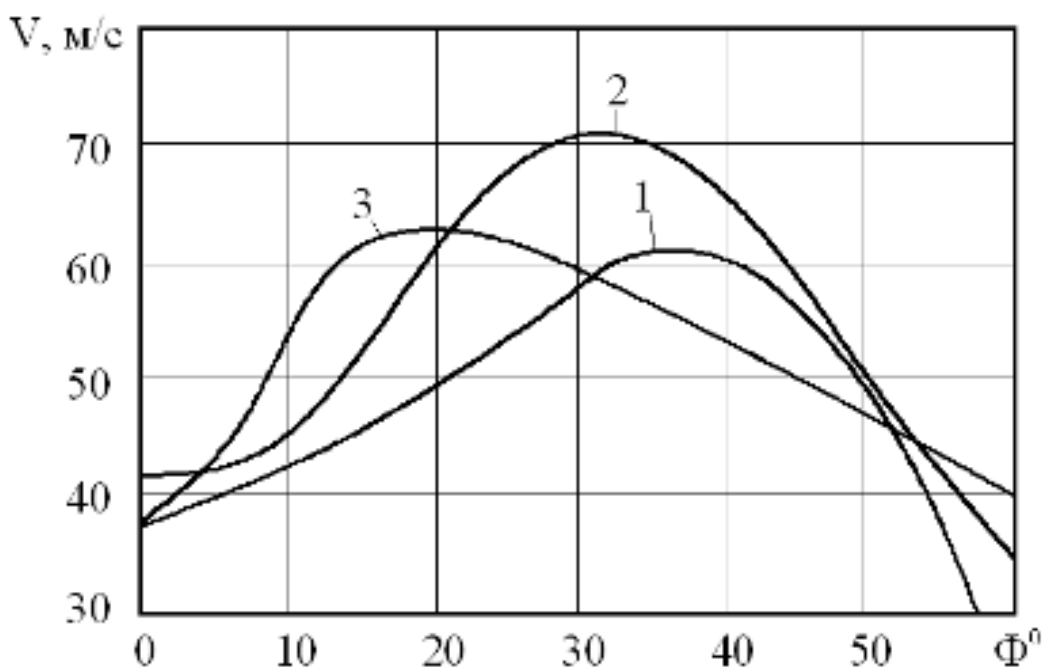
Целью применения выше указанных приемов, является повышение качества получаемых покрытий путем уменьшения их пористости, увеличения адгезионной прочности, и использование в качестве напыляемых материалов оксидов и карбидов.

Наиболее доступным, т. е. не требующим специального оборудования (помимо установки ГПН), является метод активации газовыми струями, обжимающими и взаимодействующими с факелом пламени термораспылителя.

Проведенные в работе исследования влияния угла атаки воздушных струй активатора на динамические характеристики газопорошкового потока показали следующее (рис. 2.5). При нулевом угле (оси воздушных струй активатора и оси факела параллельны), происходит заметное увеличение скорости полета частиц на дистанции 100 – 150 мм, при давлении воздуха  $>0,4$

МПа (расход  $0,35 \text{ м}^3/\text{мин}$ ). Для повышения скорости полета частиц от 40 до 52 м/с давление необходимо увеличить до 0,55 МПа. На дистанции  $>150 \text{ мм}$  воздействие струй активатора незначительно.

С повышением угла атаки струй скорость полета частиц на дистанции 100 – 150 мм возрастает, достигая максимума при  $\sim 30^\circ$  (рис. 2.5), т. е. на расстоянии  $\sim 100 \text{ мм}$  от среза сопла термораспылительного пистолета. Дальнейшее изменение угла снижает скорость и при  $>55^\circ$  струя оказывает тормозящее действие. Повышение давления воздуха от 0,2 до 0,65 МПа вызывает пропорциональное увеличение скорости частиц [14, 15].



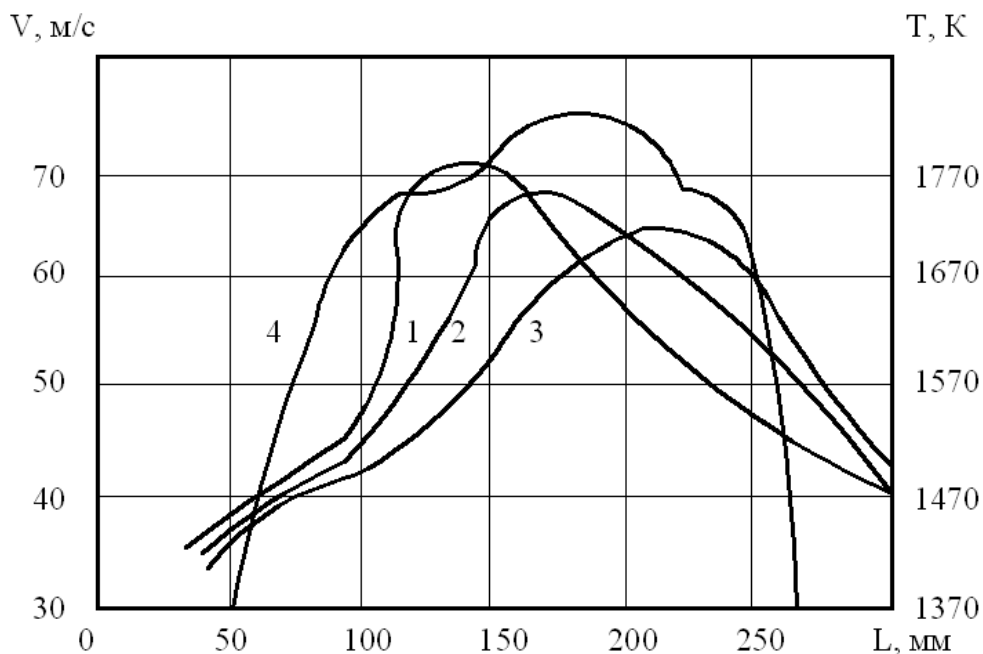
**Рисунок 2.5 – График угла атаки струй активатора на скорость полета частиц порошков размером 40 – 50 мкм**

1, 2, 3 – дистанция 90, 120 и 150 мм (давление воздуха 0,5 МПа, расход  $0,32 \text{ м}^3/\text{мин}$ )

Установлено, что с увеличением фракции частиц порошка снижается их максимальная скорость и увеличивается расстояние до точки максимального разгона (рис. 2.6). Поскольку время пребывания частиц в высокотемпературном потоке уменьшается с повышением скорости, падает и степень их термической активации. Исходя из этого, для напыления с воздушным акти-

ватором целесообразно использовать порошки с частицами размером <50 мкм.

Полученные данные свидетельствуют об эффективности использования активации скрещивающимися воздушными струями при газопламенном напылении порошков мелких фракций.



**Рисунок 2.6 – Кривые изменения скорости полета (1—3) и температуры (4) частиц порошков по длине факела термораспылителя при размере частиц**

1,4 – 40 – 50 мкм; 2 – 50 – 63 мкм; 3 – 63 – 100 мкм (угол атаки струй активатора 30°; давление воздуха 0,5 МПа)

Основные преимущества рассматриваемой схемы активации реализуются только при напылении порошков мелких фракций. Более крупные частицы не успевают нагреться до температуры, обычно достигаемой при традиционном напылении на оптимальных дистанциях, поскольку охлаждаются в зоне взаимодействия струй, и, хотя скорость полета частиц увеличивается, эффект снижения пористости незначителен. Не отмечено также увеличения плотности покрытий, напыленных порошками нихрома и алюминид никеля с частицами размером 63 – 160 мкм.

### **2.3.3 Технологические параметры газопламенного напыления**

На основании проведенных исследований (разделы 2.1 – 2.3) и выполненного по теме аналитического обзора была разработана технология газопламенного нанесения покрытий на внешние поверхности магистрального трубопроводного транспорта и оборудования (в том числе крупногабаритного) нефтехимической промышленности, включающая следующие операции:

1. струйно-абразивная активация поверхности;
2. газопламенное напыление (дозвуковое и сверхзвуковое);
3. дробеударный наклеп (в зависимости от технического задания);
4. локальное газопламенное или лазерное оплавление (в зависимости от технического задания);
5. финишная обработка – шлифованием (в зависимости от технического задания);
6. контроль качества.

#### 1. Струйно-абразивная активация поверхности

Струйно-абразивная активация поверхности, в зависимости от конфигурации и габаритных размеров обрабатываемого изделия, производится либо в рабочей камере струйно-абразивной установки (конструкции ЦВТ ФГБОУ ТГУ), либо на открытой местности, в том числе в полевых условиях (активация внешних поверхностей магистральных нефте-, газо- и нефтепродуктопроводов). При этом используется сухой сжатый воздух, очищенный от абразивной эмульсии (пыль, ржавчина), конденсата и масла.

Струйно-абразивная активация производится до тех пор, пока вся предназначенная для обработки поверхность не станет равномерно-матовой с явными признаками шероховатости 20 – 25 мкм, либо поэтапно, при активации крупногабаритных узлов оборудования нефтехимической промышленности, трубопроводных магистралей (во избежание образования окисной пленки).

Скорость перемещения рабочего сопла относительно обрабатываемой поверхности подбирают такой, чтобы не оставалось темных пятен и бликов.

В качестве абразивных материалов для струйно-абразивной обработки используют стальную и чугунную крошку, корунд, карбид кремния, кварцевый песок, гранит и другие материалы. В кварцевом песке и граните не допускается содержание легко разрушаемых минералов, которые после обдувки остаются на поверхности детали. Абразивный материал выбирают в зависимости от размера обрабатываемой детали, формы и твердости ее материала. Обычно для обдувки в качестве абразивных материалов используют электрокорунд или карбид кремния.

Абразивный материал в процессе работы измельчается и частично уносится вытяжной вентиляцией. Поэтому через 15 – 20 ч непрерывной работы в установку добавляется  $\approx 2$  кг новой порции абразива.

При обработке магистрального трубопроводного транспорта, корпусов ЭЦН, жаровых труб для подготовки нефти и другого крупногабаритного нефтедобывающего и нефтехимического оборудования, в полевых условиях, в данной работе предлагается к использованию струйно-абразивное беспылевое оборудование Problast 60 SL (рис. 2.7, табл. 2.4). Отличительной особенностью данной установки является то, что абразив после встречи с активируемой поверхностью отсасывается и готовится к повторному использованию. Качество абразивного материала при этом сохраняется в неизменном виде, а его расход существенно снижается.

На поверхности детали не допускаются остаточные непроработанные участки, имеющие характерный металлический блеск. Для материалов, твердость которых превышает HRC 40, рекомендуется абразив с размером зерен 430 – 1400 мкм. При обдувке корундом используют сжатый воздух под давлением 6 – 10 бар.

Для тонких деталей применяют мелкозернистый абразив; обработку проводят при пониженных (4 – 6 бар) давлениях сжатого воздуха. При активации поверхностей абразивом достигается большая производительность, чем при обдувке стальной крошкой. Однако следует учитывать, что зерна абразива могут разрушаться, особенно при высоких давлениях сжатого воздуха,

что невыгодно с экономической точки зрения. Кроме того, в ряде случаев нельзя получить соответствующую шероховатость обрабатываемой поверхности. При повторном использовании абразива его необходимо просеивать и отделять мелкие зерна.



**Рисунок 2.7 – Струйно-абразивная установка Problast 60 SL**

**Таблица 2.4 – Технические характеристики установки Problast 60 SL**

Метод создания абразивной струи	инжекторный
Создание вакуума	воздушный инжектор
Наибольшая длительность непрерывной работы, мин.	постоянно
Сжатый воздух:	
давление, бар	от 6,3
расход, м <sup>3</sup> /мин.	4,5
Длина струйного шланга, м	8
Диаметр струйной головки, мм	103
Струйное сопло:	
материал	карбид бора
диаметр, мм	14
Эффективная ширина очищаемой полосы, мм	25



**Продолжение таблицы 2.4**

Рекомендуемая зернистость абразива, мм:	
металлического	-
неметаллического	0,1-1,2
Вместимость абразива (при ёмкости 120 л), кг:	
металлического	-
неметаллического	200
Площадь поверхности фильтра, м <sup>2</sup>	21
Степень очистки	более 99%
Габаритные размеры установки, мм:	
длина	150
ширина	750
высота	2150
Масса установки (не заправленной), кг	350

На поверхности, подвергнутой обдувке абразивными материалами, образуются многочисленные выступы и впадины, которые повышают механическое сцепление напыленного покрытия с основой. С увеличением шероховатости основы обычно повышается прочность сцепления покрытия.

Обдувка абразивными материалами позволяет также удалять тонкий слой масла, который может быть на поверхности основы. Однако не следует использовать повторно этот же абразивный материал для удаления окислов и придания поверхности шероховатости [55].

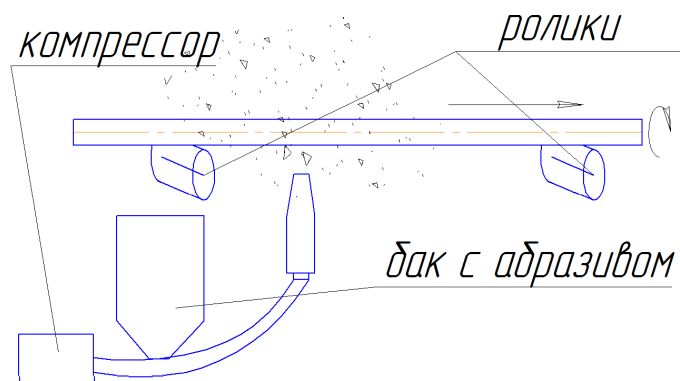
В данной работе струйно-абразивная обработка поверхности трубопроводов проводится с целью удаления окислов, активации поверхности перед газопламенным напылением и приданию ей нужной шероховатости  $Rz = 160$  мкм. В качестве абразива используется электрокорунд марки 13А с зернистостью 63Н, или карбид кремния 54с (фракция F-24).

Режимы обработки:

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

В проектируемом технологическом процессе предполагается использовать струйно-абразивную обработку как в локальной камере, так и вне ее, для обработки крупногабаритных изделий, в том числе в полевых условиях, например при капитальном ремонте магистрального трубопроводного транс-

порта (устранение очаговой коррозии и обработка сварных соединений). На рисунке 2.8 представлена принципиальная схема струйно-абразивной обработки труб магистральных трубопроводов, НКТ, корпусов ЭЦН: скорость продольной подачи трубы  $V_{п.п.} = 400$  мм/мин, скорость вращения трубы 100 об/мин.

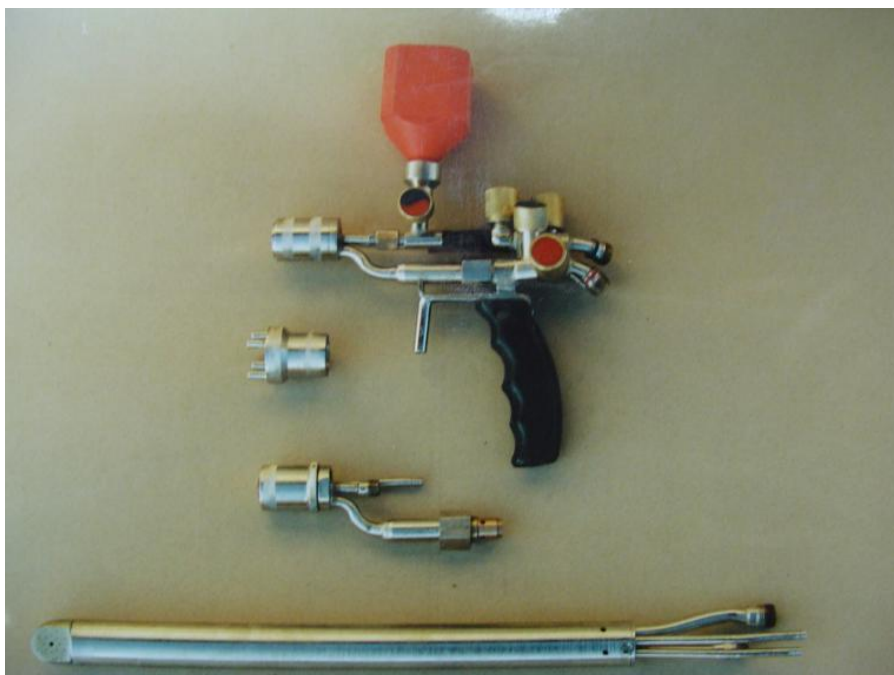


**Рисунок 2.8 – Принципиальная схема струйно-абразивной обработки**

## 2. Газопламенное напыление

Процесс нанесения многофункциональных газопламенных покрытий, в зависимости от конфигурации, габаритных размеров и требований к обрабатываемому изделию может быть осуществлен в дозвуковом и сверхзвуковом исполнении.

Для получения покрытий на малогабаритные детали и узлы оборудования нефтехимической промышленности в данной работе используется горелка газопламенного напыления, сконструированная в ЦВТ ФГБОУ ТГУ (рис. 2.9, табл. 2.5).



**Рисунок 2.9 – Газопламенная горелка конструкции ЦВТ ФГБОУ ТГУ**

Горелка работает в ручном режиме, имеет небольшие габариты, предназначена для работы в цеховых и полевых условиях. В комплект горелки входят насадки для оплавления получаемых покрытий и нанесения покрытий на внутренние поверхности отверстий (глубиной 400 мм), а также сменное сопло для получения сверхзвуковой (до 1500 м/с) скорости истечения рабочей смеси.

**Таблица 2.5 – Технические характеристики газопламенной горелки конструкции ЦВТ ФГБОУ ТГУ**

$P_{\text{(воздуха)}}$	0,8 МПа
Расход воздуха	2,5 м <sup>3</sup> /час
Расход порошка	0,5 – 1 кг/час
$P_{\text{(кислорода)}}$	0,05 МПа
Расход кислорода	1 м <sup>3</sup> /час
$P_{\text{(ацетилена)}}$	0,12 МПа
Расход ацетилена	1 м <sup>3</sup> /час
Твердость получаемых покрытий ( $\text{Cr}_7\text{C}_3$ )	HRC 55 – 60
Пористость покрытия ( $\text{Cr}_7\text{C}_3$ , без оплавления)	< 10 %

Для нанесения защитных покрытий на значительные площади подложки труб магистральных трубопроводов, НКТ, корпусов ЭЦН, жаровых труб установок подготовки нефти и другого крупногабаритного оборудования нефтехимической промышленности или в целях получения особотвердых покрытий с пористостью  $< 1 \%$  в данном проекте предлагается к использованию высокопроизводительная мобильная установка высокоскоростного (HVAF) газопламенного напыления «Плакарт HVA-7» (рис. 2.10) работающая на смеси горючих газов и воздуха.

### **Технические характеристики HVA-7**

#### *Пульт управления установкой*

Пульт управления смонтирован в пылезащитном шкафу, построен на базе промышленного контроллера KOYO®. Управление процессами нанесения покрытий осуществляется с сенсорной панели (цветной). Программа позволяет отслеживать и оперативно корректировать технологические параметры процесса. Есть функция памяти параметров для разных процессов.

Исполнение взрывозащищенное, с детекторами утечки горючих газов, также имеется пульт дистанционного управления.

#### *Дозатор порошка AT1200 (табл. 2.6)*

Дозатор порошка осуществляет точную и непрерывную подачу порошка для напыления в горелку. Процесс дозирования производится изменением количества оборотов диска, который снабжен тарированными отверстиями. Его подача происходит под давлением транспортирующего газа (азот или аргон).

Питатель снабжен цифровым дисплеем, он может управляться в ручном режиме с его передней панели, или автоматически с пульта установки для напыления, также имеются дополнительные колбы для подогрева порошка.



**Рисунок 2.10 – Комплекс высокоскоростного напыления Плакарт НВА-7**

**Таблица 2.6 – Технические характеристики дозатора порошка АТ1200**

Фракция порошка	1-53 мкм
Расход порошка (металлы)	27 кг/ч
Расход порошка (карбиды)	30 кг/ч
Давление транспортирующего газа	1,2 МПа
Расход транспортирующего газа	20 л/мин
Объем колбы	3360 см <sup>3</sup>

НВА-7, в зависимости от требуемой производительности может комплектоваться сменными сверхзвуковыми горелками (АК-07, 06, 05) (табл. 2.7).

**Таблица 2.7 – Горелки сверхзвуковые АК-07, 06, 05**

Наименование показателя	АК-07	АК-06	АК-05
Мощность, кВт	200	130	80
Максимальная производительность напыления, кг/час	30	15	5
Горючий газ	Пропан, сжиженный газ, пропилен, метан		
Транспортирующий газ	при напылении: азот, аргон при абразивной обработке: воздух		
Охлаждение	Воздушное		

### *Шкаф подготовки пропана*

Для фазового превращения жидкой фракции пропана в газообразную в специальном шкафу размещен испаритель, который также служит для подготовки пропана по рабочим параметрам температуры и давления (табл. 2.8).

**Таблица 2.8 – Технические характеристики шкафа подготовки пропана**

Производительность испарения :	0,8 л/мин сжиженного газа
Температура газа на выходе:	~54 °С
Давление газа на выходе:	7 Bar
Контроль цикла включения/выключения	в зависимости от температуры газа
Глубина:	500 мм
Вес:	~60 кг
Ширина:	850 мм
Высота:	1200 мм

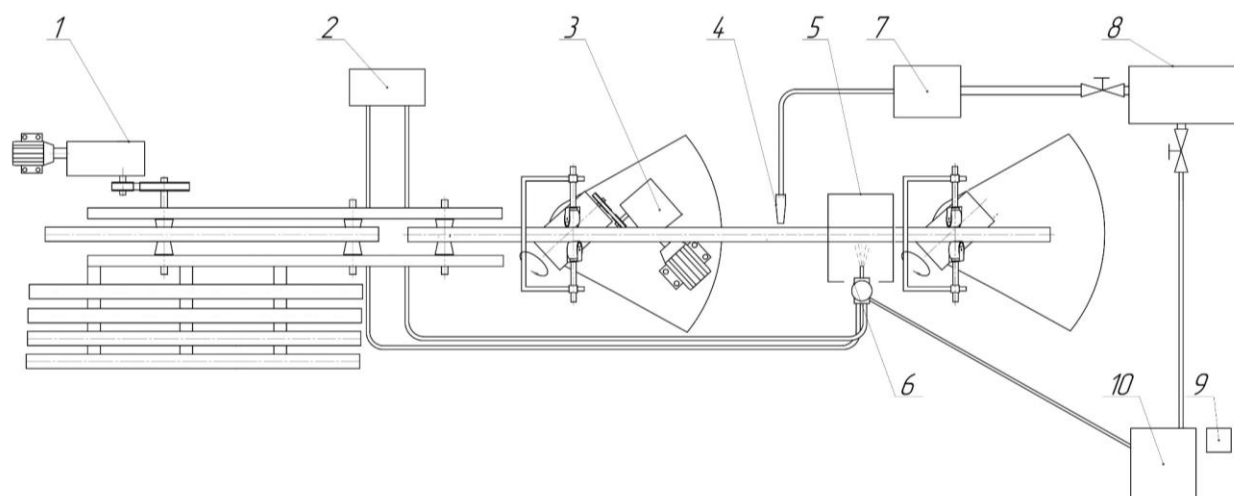
*Характеристики покрытия (для WC/Co 88/12):*

- Твердость – 71 HRC
- Пористость – < 1 %
- Адгезия – ~ 80 МПа

Для механизированного нанесения защитных покрытий на крупногабаритные цилиндрические детали в цеховых условиях, такие как трубы магистральных трубопроводов, НКТ, корпуса ЭЦН и другие узлы нефтехимического оборудования, поддающиеся свободному вращению, была разработана эскизная схема специализированной оснастки (рис. 2.11), позволяющей проводить процесс струйно-абразивной активации и нанесения защитных покрытий методом конвейера [14, 15].

*Дистанция напыления.* Рабочее расстояние от края сопла горелки до подложки не должно выходить за пределы 120 – 180 мм, так как дистанция напыления меньше 120 мм может вызвать деформацию поверхности изделия за счет термических напряжений; дистанция больше 180 – приводит к сни-

жению температуры и скорости напыляемых частиц и образованию менее плотного покрытия с уменьшением его адгезионных и когезионных свойств.



**Рисунок 2.11 – Схема установки для газопламенного нанесения покрытий на внешние поверхности труб магистральных трубопроводов**

1 – мотор-редуктор для продольного перемещения изделий; 2 – шкаф подготовки пропана и транспортирующего газа; 3 – мотор-редуктор для продольно-вращательного перемещения изделий; 4 – сопло Problast 60 SL; 5 – экран и вытяжная вентиляция для процесса ГПН; 6 – горелка сверхзвуковая АК-07; 7 – струйно-абразивная установка Problast 60 SL; 8. Компрессорная установка; 9 – панель управления Плакарт НВА-7; 10 – установка HVAF напыления Плакарт НВА-7

*Угол напыления.* Наибольшее растекание, а соответственно лучшая адгезия, напыляемых частиц при соударении с поверхностью подложки достигается при перпендикулярном расположении горелки к подложке. Если данное условие выполнить невозможно, то допускается отклонение от вертикали не более  $10-15^\circ$ . При этом необходимо учитывать, что при напылении под углом  $90^\circ$  к поверхности сложной геометрии возможно образование непропыленных областей в углубленных местах поверхности [51].

*Температура поверхности основного металла в процессе напыления.*

Перегрев поверхности подложки в процессе напыления – недопустим, так как приводит к снижению адгезионно-когезионных свойств покрытия, а

также может стать причиной деформации упрочняемого изделия. Температура подложки в зоне нанесения покрытия не должна превышать 120 °С. Поэтому рационально проводить только локальный нагрев и охлаждение зоны напыления.

### *Процесс нанесения слоев*

В зависимости от требуемых эксплуатационных свойств к конечному изделию, требуемой производительности, цеховых или полевых условий проведения процесса, габаритных размеров обрабатываемого изделия, покрытие наносится в один слой или многослойно. С индивидуальным подбором порошков (п. 2.2.3) и их смесей, режимов напыления (табл. 2.9).

### 3. дробеударный наклеп (в зависимости от технического задания)

При необходимости получения плотной слоистой структуры ГП покрытий, полученных дозвуковыми режимами напыления, в данной работе предлагается использовать дополнительную дробеударную и струйно-абразивную обработку (для создания напряжения сжатия) после нанесения подслоя и каждого слоя покрытия, согласно разработанной гибридной технологии (рис. 2.12). В качестве дробемета, в зависимости от требуемой производительности и условий протекания процесса нанесения защитных покрытий, используется струйно-абразивная установка конструкции ЦВТ ФГБОУ ТГУ или Problast 60 SL



**Рисунок 2.12 – Схема комплексного восстановления и упрочнения деталей с промежуточной и финишной обработкой**



При данном виде обработки дефекты, образующиеся в поверхностных слоях на предыдущих операциях, в значительной мере устраняются, происходит упрочнение (наклеп) покрытия, за счет создания в нем сжимающих остаточных макронапряжений, вследствие чего возрастает долговечность детали в целом. На рисунке 2.13 изображена схема дробеударной обработки (наклепа) ГП покрытий. Согласно проведенного в работе расчета:

- объем напыляемой частицы

$$V_p = \frac{4}{3}\pi r^3 = 2,68 \times 10^{-13} \text{ м}^3 \quad (2.1)$$

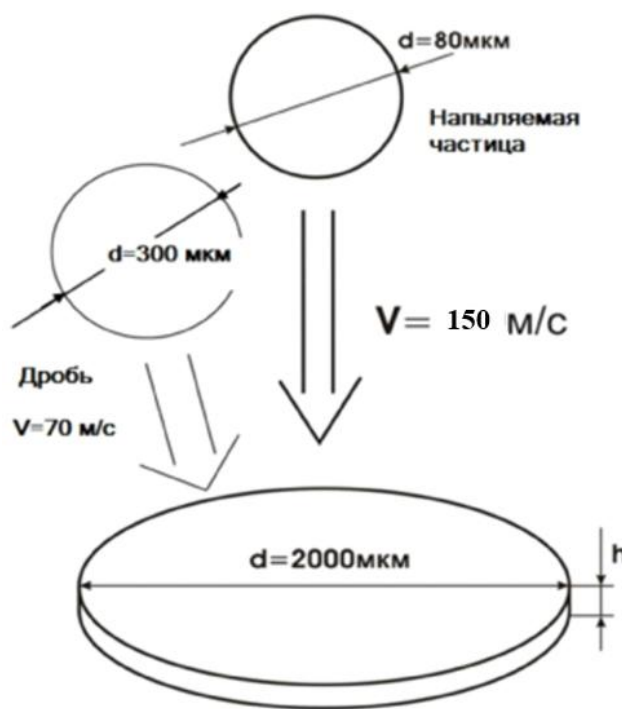
- объем диска (частицы на подложке)

$$V_d = \pi r^2 h = 0,314 \times 10^{-6} \times h \quad (2.2)$$

- толщина получаемого слоя (дискретного)

$$h = \frac{2,68 \times 10^{-13}}{3,14 \times 10^{-6}} = 8,53 \times 10^{-8} \text{ м} = 85,3 \text{ нм} \quad (2.3)$$

Получаем наноразмерный порядок толщины слоев покрытий даже в дозвуковых режимах напыления



**Рисунок 2.13 – Эскиз дробеударного воздействия на напыляемую частицу ГПН**

В качестве абразивных материалов для дробеструйной обработки используют стальную дробь с размером зерна 300 – 500 мкм.

#### 4. Локальное газопламенное или лазерное оплавление (в зависимости от технического задания)

В ряде случаев для увеличения адгезионных свойств, уменьшения пористости получаемых покрытий и придания повышенной твердости поверхности, не прибегая к применению высокопроизводительного оборудования высокоскоростного напыления (Плакарт HVA-7) в данной работе предлагается выполнять оплавление после нанесения ГП с помощью лазера или специальной насадки на горелку конструкции ЦВТ ФГБОУ ТГУ.

#### 5. Финишная обработка – шлифованием (в зависимости от технического задания)

Шлифование напыленного металла является последней операцией механической обработки, которая сообщает детали требуемые размеры и чистоту обработки поверхности.

Наибольшей трудностью при шлифовании напыленных покрытий является быстрое «засаливание» шлифовальных кругов. Для повышения качества обработанной поверхности следует выбирать шлифовальные круги из нормального электрокорунда Э (так называемый алунд), зернистости 36 – 46, на керамической связке К, среднемягкой твердости СМ. Таким образом, можно рекомендовать шлифовальные круги марок Э36СМК или Э46СМК (предпочтительно первый).

В качестве оптимальных условий и режимов шлифования можно рекомендовать следующие:

Окружная скорость шлифовального круга.....	25 – 30 м/сек
Окружная скорость детали.....	10 – 20 м/мин
Глубина шлифования за один проход.....	0,015 – 0,03 мм
Продольная подача на 1 оборот.....	5 – 10 мм
Охлаждающая жидкость.....	Эмульсия

Полирование напыленных слоев абразивом не допускается, так как при полировке в поры покрытия вклиниваются частицы абразива, которые создают задиры на поверхности контртела.

Полировка неабразивными материалами (фетр и др.) применяется для деталей не требующих наличия микропористости, так как она снижает пористость покрытия, тем самым ухудшая условия смазки трущихся пар во время их эксплуатации (например валы и шатуны).

В данной работе для операции финишного шлифования предлагается использовать следующее оборудование ЦВТ ФГБОУ ТГУ:

- станок шлифовальный 3Д4230 (рис. 2.14);
- электрический и пневматический доводочный инструмент.

Материалы:

- круги алмазные;
- режимы:  $V=10 - 15$  м/мин



**Рисунок 2.14 – Специализированный шлифовальный станок 3Д4230**

#### 6. Контроль качества

Высокие эксплуатационные свойства деталей с защитными покрытиями обеспечиваются, прежде всего, стабильностью значений характеристик слоя и основы, а также стабильностью техпроцесса восстановления и упроч-

нения.

Для защитных покрытий требуется их прочное сцепление с основой, однородная толщина покрытия, минимальная пористость, отсутствие микро-трещин и т.д.

Покрытие должно быть без вздутий, шелушения, трещин и включений. Твердость покрытия по Роквеллу (НРСэ) должна соответствовать твердости согласно требованиям технического задания.

Таким образом, при пооперационном контроле обращается внимание на качество подготовки сжатого воздуха, на показания приборов, характеризующих параметры режимов по отдельным операциям, на соблюдение технологической дисциплины и культуру производства. Последняя является главным условием, определяющим качество выполняемых работ.

Толщина и микроструктура нанесённого слоя определяется на металлографическом микроскопе ММР-2 путём замера поперечного металлографического шлифа.

Исследование фазового состава проводится на рентгеновском дифрактометре ДРОН-1,5. Адгезию покрытия с основой определяют склерометрическим методом, с помощью зонда на покрытие наносится царапина. При этом увеличивают нагрузку до тех пор, пока не произойдёт отделение материала покрытия от подложки. По критической нагрузке определяют степень адгезии покрытия с основой.

Для определения твердости получаемых поверхностных слоев в работе использовали твердомер ТЭМП-3.

Шероховатость поверхности покрытия должна соответствовать требованиям чертежа на обрабатываемое изделие.

Ударная вязкость определяется при термоциклических испытаниях.

В таблица 2.9 приведены основные технологические параметры и используемое оборудование при нанесении защитных покрытий на детали оборудования нефтехимической и нефтедобывающей отрасли, магистрального трубопроводного транспорта.

**Таблица 2.9 – Основные технологические параметры технологии газопламенного нанесения защитных покрытий в нефтехимическом кластере**

<b>Магистральные нефте-, газо-, нефтепродуктопроводы</b>				
<b>Вид износа</b>	<b>Оборудование и оснастка</b>	<b>Материалы</b>	<b>Режимы</b>	<b>Свойства</b>
Низкая коррозионная стойкость	<b>В цеховых условиях</b>	1. карборунд F46 2. порошок нержавеющей стали ПХ23Н18	1. струйно-абразивная обработка: $P_{\text{(воздуха)}} = 6 - 10$ атм расход воздуха = 4,5 м <sup>3</sup> /мин 2. нанесение покрытия: расход порошка = 27 кг/ч $P_{\text{(азот)}} = 1,2$ МПа Расход азота = 20 л/мин $P_{\text{(пропан)}} = 7$ атм. расход пропана = 80 л/мин $P_{\text{(воздуха)}} = 6 - 10$ атм расход воздуха = 0,9 м <sup>3</sup> /мин нанесение покрытия проводится в 1 слой, $\delta_{\text{(покрытия)}} = 1$ мм. 3. ОТК	твердость – 45 HRC пористость – < 1 % адгезия – ~ 80 МПа
	<b>В полевых условиях</b>			
	1. струйно-абразивная установка Problast 60 SL (рис. 2.7); 2. комплекс высокоскоростного напыления Плакарт НВА-7 (рис. 2.10); 3. компрессорная установка; 4. горючий газ (пропан); 5. транспортирующий газ (азот); 6. Электрогенератор 7. Твердомер ТЭМП-3			

Продолжение таблицы 2.9

<b>Труба жаровая для установки подготовки нефти</b>				
Низкая коррозионная и жаростойкость	<b>В цеховых условиях</b>	1. карборунд F46 2. порошок металлический ПВ-Н85Ю15 3. порошок самофлюсующийся ПР-НХ17СР4	1. струйно-абразивная обработка: $P_{\text{(воздуха)}} = 6 - 10 \text{ атм}$ расход воздуха = 4,5 м <sup>3</sup> /мин 2. нанесение покрытия: Расход порошка = 27 кг/ч (ПВ-Н85Ю15) Расход порошка = 30 кг/ч (ПР-НХ17СР4) $P_{\text{(азот)}} = 1,2 \text{ МПа}$ Расход азота = 20 л/мин $P_{\text{(пропан)}} = 7 \text{ атм.}$ расход пропана = 80 л/мин расход воздуха = 0,9 м <sup>3</sup> /мин нанесение покрытия проводится послойно: 1) подслои ПВ-Н85Ю15 (0,1 мм) 2) 20% ПР-НХ17СР4 + 80% ПВ-Н85Ю15 (0,2 мм) 3) 50% ПР-НХ17СР4 + 50% ПВ-Н85Ю15 (0,3 мм) 4) 80% ПР-НХ17СР4 + 20% ПВ-Н85Ю15 (0,4 мм) 3. ОТК	твердость – 55 HRC пористость – < 1 % адгезия – ~ 80 МПа жаростойкость покрытий до 1150 °С
	<b>В полевых условиях</b>	1. струйно-абразивная установка Problast 60 SL (рис. 2.7); 2. комплекс высокоскоростного напыления Плакарт НВА-7 (рис. 2.10); 3. компрессорная установка; 4. горючий газ (пропан); 5. транспортирующий газ (азот); 6. Твердомер ТЭМП-3		
	<b>В полевых условиях</b>	1. струйно-абразивная установка Problast 60 SL (рис. 2.7); 2. комплекс высокоскоростного напыления Плакарт НВА-7 (рис. 2.10); 3. компрессорная установка; 4. горючий газ (пропан); 5. транспортирующий газ (азот); 6. Электрогенератор; 7. Твердомер ТЭМП-3		

<p><b>Насоснокомпрессорные трубы (НКТ), корпуса ЭЦН, рабочие колеса центробежных насосов магистральных трубопроводов, плунжера и штанги СШН и другие детали оборудования нефтехимического кластера</b></p>				
<p>Низкая коррозионная и износостойкость, эрозийный и кавитационный износ</p>	<p><b>В цеховых условиях</b></p>	<p>1. карборунд F46 2. порошок металлический ПВ-Н85Ю15 3. порошок самофлюсующийся ПР-НХ17СР4 4. порошок WC/Co 88/12 5. порошок Плакарт-0.05-Н</p>	<p>1. струйно-абразивная обработка: <math>P_{(воздуха)} = 6 - 10</math> атм расход воздуха = 4,5 м<sup>3</sup>/мин 3,5 м<sup>3</sup>/час (установка ЦВТ) 2. нанесение покрытия: Расход порошка = 27 кг/ч (ПВ-Н85Ю15) 05 – 1 кг/ч (горелка ЦВТ) Расход порошка = 30 кг/ч (ПР-НХ17СР4, WC/Co 88/12, Плакарт-0.05-Н) 05 – 1 кг/ч (горелка ЦВТ) <math>P_{(азот)} = 1,2</math> МПа Расход азота = 20 л/мин <math>P_{(пропан)} = 7</math> атм. расход пропана = 80 л/мин расход воздуха = 0,9 м<sup>3</sup>/мин 2,5 м<sup>3</sup>/час (горелка ЦВТ) нанесение покрытия проводится послойно: 1) подслоя ПВ-Н85Ю15 (0,1 мм) 2) 80% ПР-НХ17СР4 + 20% ПВ-Н85Ю15 (0,4 мм) 3) 100% ПР-НХ17СР4 (до требуемого размера + 0,7 мм припуск на мех. обработку) или однослойно (до требуемого размера + 0,7 мм припуск на мех. обработку): WC/Co 88/12 Плакарт-0.05-Н</p>	<p>твердость - до 62 HRC (при нанесении ПР-НХ17СР4) - выше 72 HRC (при нанесении Плакарт-0.05-Н) - выше 70 HRC (при нанесении WC/Co 88/12) пористость – &lt; 1 % &lt; 10 % (горелка ЦВТ) адгезия – ~ 80 МПа (Плакарт НВА-7)</p>

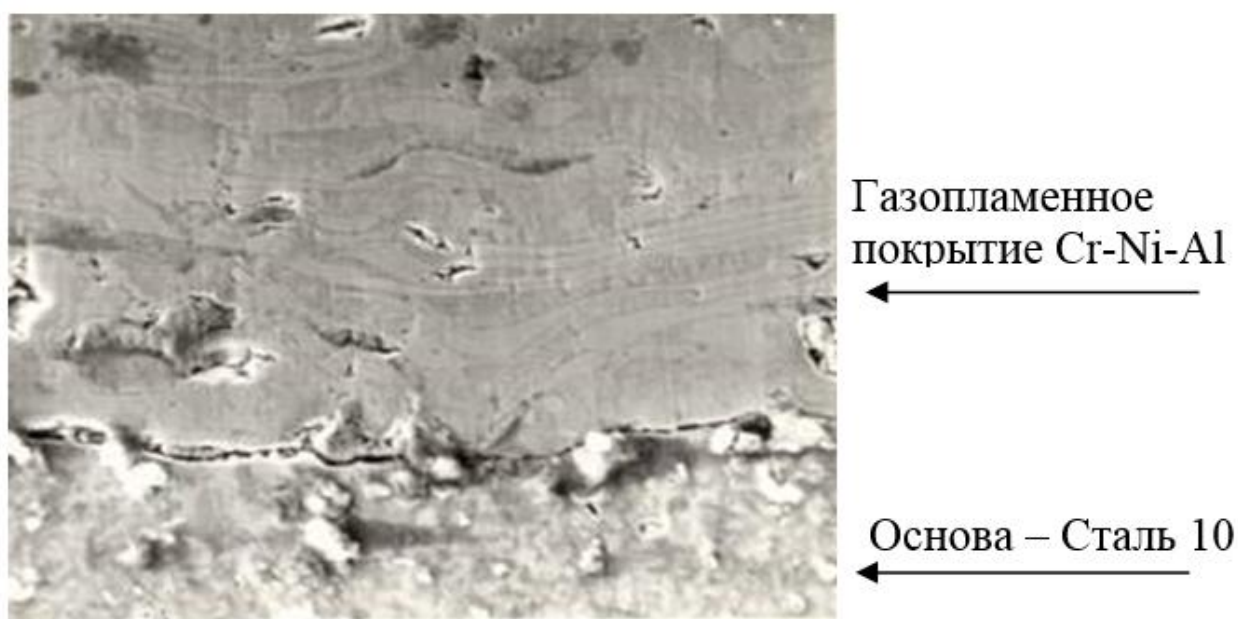
Продолжение таблицы 2.9

	<p>ФГБОУ ТГУ);          11. транспортирующий газ (азот);          12. транспортирующий газ (кислород, при использовании горелки ЦВТ ФГБОУ ТГУ)          13. Твердомер ТЭМП-3</p>		<p>3. Финишное шлифование (при необходимости);          4. ОТК</p>	
	<p><b>В полевых условия</b>          1. струйно-абразивная установка Problast 60 SL (рис. 2.7);          2. струйно-абразивная установка конструкции ЦВТ ФГБОУ ТГУ (при работе с малогабаритными деталями);          3. комплекс высокоскоростного напыления Плакарт НВА-7 (рис. 2.10);          4. горелка газопламенная конструкции ЦВТ ФГБОУ ТГУ (при работе с малогабаритными деталями);          5. компрессорная установка;          6. горючий газ (пропан);          7. горючий газ (ацетилен, при использовании горелки ЦВТ ФГБОУ ТГУ);          8. транспортирующий газ (азот);          9. транспортирующий газ (кислород, при использовании горелки ЦВТ ФГБОУ ТГУ);          10. Электрогенератор          11. Твердомер ТЭМП-3</p>			

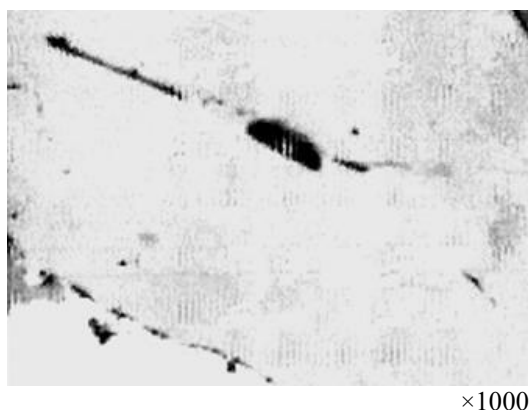


## 2.4 Исследование свойств и структуры покрытий

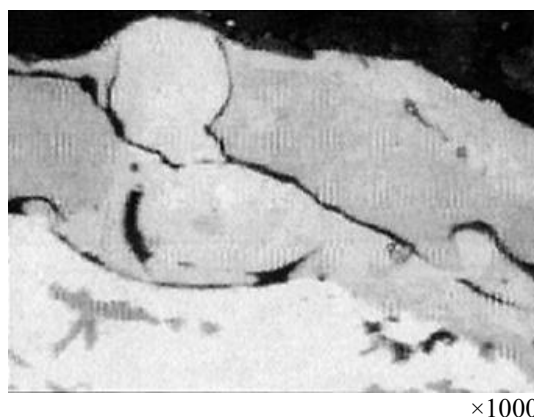
Микроструктура покрытия (рис. 2.15 – 2.17), полученного на образце газопламенным методом, имеет арочную, слоистую форму с минимальной повреждаемостью при знакопеременных динамических нагрузках. Можно отметить отсутствие значительных дефектов, четко выраженную адгезионную границу и тонкие границы между слоями (высокие когезионные свойства), что указывает на высокие механические свойства данного покрытия [36, 37].



**Рисунок 2.15 – Хром-никелевое покрытие, нанесенное газопламенным способом на стальной образец. Увеличение  $\times 400$**



**Рисунок 2.16 – Когезионные свойства**

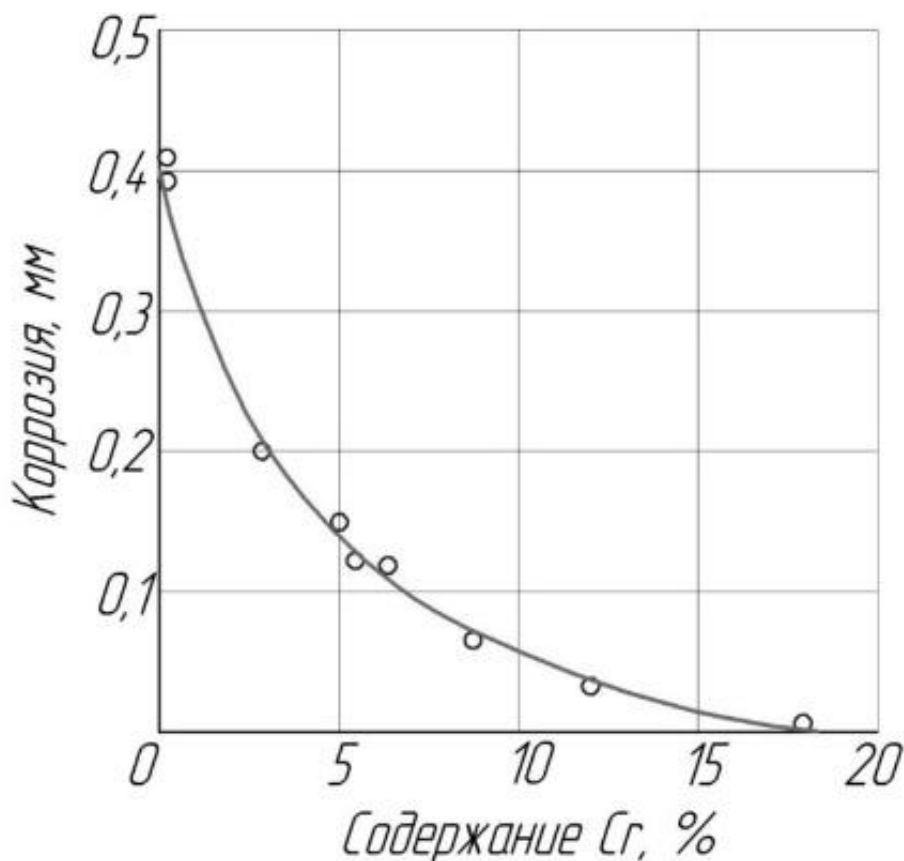


**Рисунок 2.17 – Адгезионные свойства**

Работоспособность изделий в агрессивных средах зависит от физико-механических свойств их поверхностных слоев, поэтому важно изучить свойства покрытий, полученных по предложенной технологии. Для этой цели в работе были проведены исследования данных, полученных в ЦВТ ФГБОУ ТГУ по коррозионной и жаростойкости ГПН покрытий на образцах (сталь 10), с нанесенным газопламенным покрытием:

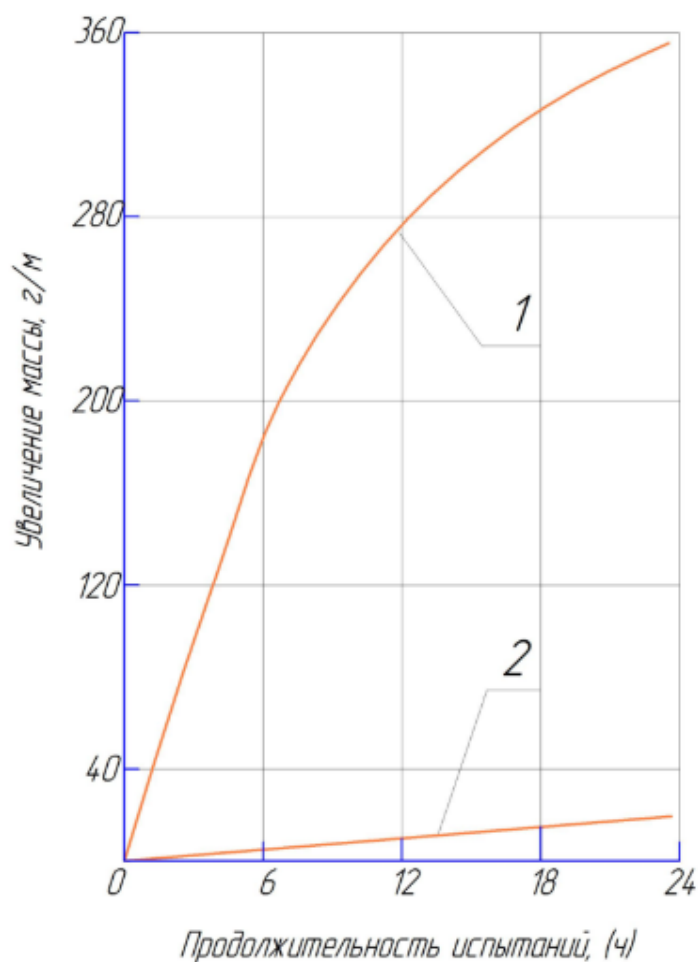
- 1) подслоу ПВ-Н85Ю15 (0,1 мм)
- 2) 20% ПР-НХ17СР4 + 80% ПН-85Ю15 (0,2 мм)
- 3) 50% ПР-НХ17СР4 + 50% ПВ-Н85Ю15 (0,3 мм)
- 4) 80% ПР-НХ17СР4 + 20% ПВ-Н85Ю15 (0,4 мм)

На графике (рис. 2.18) показано влияние содержания хрома в поверхностном слое газопламенного покрытия (образец – сталь 10) на коррозию при 650 °С в течение 1300 ч.



**Рисунок 2.18 – Влияние содержания хрома в покрытии на коррозию образцов при 650 °С в течение 1300 ч**

Также исследования показали увеличение жаростойкости образцов (при температуре 800 °С) с покрытиями в 18 раз, по сравнению с непокрытыми образцами (рис. 2.19), из чего можно сделать вывод о применимости данных покрытий при жестких условиях эксплуатации (нефть, вода, попутный газ, продукты сгорания), наиболее оптимальное применение – защита внешних поверхностей жаровых труб для подготовки нефти.



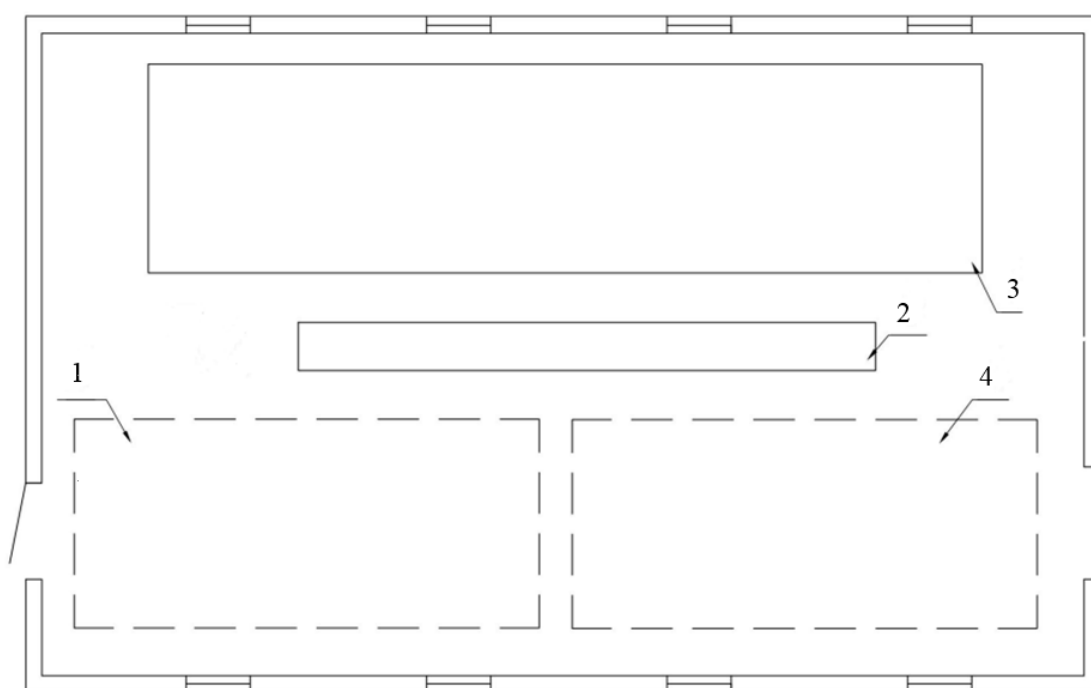
**Рисунок 2.19 – Жаростойкость образцов из стали 10 при температуре 800 °С**

1 – без покрытия; 2 – с покрытием

### ГЛАВА 3. МЕРОПРИЯТИЯ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В ПРОЦЕССЕ НАНЕСЕНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ПОКРЫТИЙ

#### 3.1 Описание производственного участка, рабочего места, оборудования и выполняемых технологических операций

Производственный участок для нанесения защитных покрытий на узлы и детали оборудования нефтедобывающей и нефтехимической промышленности по разрабатываемой технологии представлен на рисунке 3.1.



**Рисунок 3.1 – Схема производственного участка**

Обрабатываемые изделия разгружаются на участок – 1, откуда при помощи кран-балки – 2 (по мере необходимости) помещаются на участок подготовки, нанесения покрытий и финишной обработки – 3. После нанесения покрытий изделия при помощи кран-балки перемещаются на участок готовой продукции – 4. Рабочее место оператора находится на позиции – 2. Количество обслуживающего персонала – 1 чел.

**Таблица 3.1 – Оборудование для производственного участка**

<b>№ позиции на схеме участка, рабочего места</b>	<b>Наименование оборудования, инструмента</b>	<b>Работы, операции, выполняемые на этом оборудовании или этим инструментом</b>
3	Струйно-абразивная установка Problast 60 SL	Беспылевая струйно-абразивная обработка с отсосом и вентиляцией
3	Струйно-абразивная установка конструкции ЦВТ ФГБОУ ТГУ	Струйно-абразивная обработка в локальной камере
3	Комплекс высокоскоростного напыления Плакарт HVA-7	Высокоскоростное HVAF напыление
3	Газопламенная горелка конструкции ЦВТ ФГБОУ ТГУ	Газопламенное напыление
3	Специализированный шлифовальный станок 3Д4230	Финишное шлифование
3	Компрессорная станция REMEZA BK40-10Д	Получение сжатого воздуха и воздухаподготовка
2	Кран-балка	Транспортировка изделий

### 3.2 Экологическая экспертиза разрабатываемого объекта

**Таблица 3.2 – Источники загрязнения, загрязняющий компонент и меры по снижению его воздействия на ОС**

<b>Компонент</b>	<b>Меры по снижению воздействия на ОС</b>
<b>Кран балка</b>	
Отработанное машинное масло	Регенерация или захоронение
<b>Оборудование для механической обработки и нанесения покрытий</b>	
Отработанное машинное масло	Регенерация или захоронение
Тепловое загрязнение	-
Продукты сгорания горючих газов и окисления напыляемого порошка	Установка системы очистки воздуха
Частицы абразива	Установка системы очистки воздуха
<b>Цех</b>	
Бытовые отходы 5 класса опасности	Утилизация

Контроль параметров рабочей зоны производится периодичностью 1 месяц [16 – 22, 43, 49, 53, 54, 57].

## ГЛАВА 4. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### 4.1 Краткая характеристика сравниваемых вариантов

В данной диссертационной работе был проведен расчет экономической эффективности предлагаемой технологии газопламенного нанесения защитных покрытий на примере труб, применяемых при строительстве магистрального трубопроводного транспорта (таблица 4.1).

**Таблица 4.1 – Варианты**

Базовый вариант	Проектный вариант
Представляет собой применение трубы 60x3x6000 из нержавеющей стали X18H9T	Представляет собой трубы 60x4x6000 из стали 10 с защитным ГП покрытием, нанесенными по предлагаемой технологии

### 4.2 Исходные данные, необходимые для проведения расчёта экономической эффективности

**Таблица 4.2 - Исходные данные**

№п/п	Показатель	Усл. обозн.	Ед. измер.	Варианты	
				Базов.	Проект.
1	2	3	4	5	6
1	Годовая программа выпуска	$P_r$	шт.	—	4464
2	Затраты на материалы	$C_m$	руб.	—	8227,8
3	Цена труб		руб./ед	14000	13270,97
4	Коэф. транспорт.-заготовит. расходов	$K_{T-3}$	—	—	1,05
5	Часовая тарифная ставка	$C_ч$	руб./ч	—	77,37
6	Коэффициент доплат к основной заработной плате	$K_d$	—	—	1,88

**Продолжение таблицы 4.2**

7	Коэффициент отчислений на доп. з/п	$K_{\text{доп}}$	%	—	0,1
8	Коэф. отчислений на соц. нужды	$K_{\text{сс}}$	%	—	0,356
9	Балансовая стоимость оборудования	$C_{\text{об.}}$	руб.		2730000
10	Норма амортизационных отчислений на оборудование	$H_{\text{а}}$	%	—	14
11	Коэффициент полезного действия	КПД	—	—	0,85
12	Стоимость электроэнергии [76]	$C_{\text{ээ}}$	руб./кВт·ч	—	3,67
13	Стоимость воды	$C_{\text{в}}$	руб./м <sup>3</sup>	—	5
14	Цена площади	$C_{\text{пл}}$	руб./м <sup>2</sup>	—	10000
15	Площадь, занимаемая оборудованием	$S$	м <sup>2</sup>	—	52
16	Стоимость эксплуатации площади	$C_{\text{пл}}$	руб./м <sup>2</sup>	—	2000
17	Коэффициент затрат на монтаж (демонтаж) оборудования	$K_{\text{монт}}$	%	—	3
18	Нормативный коэф. эффективности доп. капитальных вложений	$E_{\text{н}}$	—	—	0,15
18	Срок службы изделия по базовому/проектному варианту	$T_{\text{б}}/T_{\text{пр}}$	лет	50	50
20	Норма амортизационных отчислений на площади	$H_{\text{пл.}}$	%	—	5
21	Коэффициент цеховых расходов	$K_{\text{цех.}}$	%	—	215
22	Коэффициент заводских расходов	$K_{\text{зав.}}$	%	—	250
23	Амортизационные отчисления на эксплуатацию площадей		%		2,4

### 4.3 Расчёт норм времени

По условиям технологического процесса за 1 смену (8ч) происходит изготовление 6 изделий, причем все изделия изготавливаются одновременно.

**Таблица 4.3 – Затраты рабочего времени на технологические операции**

<b>Вид работы</b>	<b>t<sub>маш,</sub></b>	<b>t<sub>всп,</sub></b>	<b>t<sub>обсл,</sub></b>	<b>t<sub>отл,</sub></b>	<b>t<sub>п-з,</sub></b>	<b>t<sub>бшт,</sub></b>
	ч	ч	ч	ч	ч	ч
Транспортировка труб	0,5	0,05	0,05	0,025	0,005	1,3608
Подготовка труб	0,5	0,05	0,05	0,025	0,005	1,3608
Нанесение покрытий	6	0,6	0,6	0,3	0,06	7,56
Охлаждение труб	0,28	0,028	0,028	0,014	0,0028	0,3528
Итого	6,28	0,628	0,628	0,314	0,0628	7,9128
Итого на 1 изделие						1,3188

#### **4.4 Расчёт фонда времени работы оборудования и количества оборудования, необходимого по техпроцессу**

Номинальный годовой фонд времени работы оборудования:

$$F_H = (D_p \cdot T_{см} - D_{п} \cdot T_{п}) \cdot C, \quad (4.1)$$

где  $D_p$  – количество рабочих дней в году;

$T_{см}$  – продолжительность смены (час);

$T_{п}$  – количество часов, на которые сокращается смена в предпраздничные дни (по условию технологического процесса  $T_{п}=0$ );

$D_{п}$  – количество предпраздничных дней;

$C$  – количество смен.

$$F_H = (248 \cdot 8 - 8 \cdot 0) \cdot 3 = 5928 \text{ ч.}$$

Эффективный фонд времени работы оборудования:

$$F_э = F_H \cdot (1 - B/100), \quad (4.2)$$

где  $B$  – плановые потери рабочего времени,  $B = 7 \%$ .

$$F_э = 5928 \cdot (1 - 7/100) = 5513 \text{ ч.}$$

Расчет производственной программы производства изделий

$P_r$  – производственная программа производства изделий, (шт./год);

$$P_{г.} = D_p \cdot n_{см} \cdot C, \quad (4.3)$$



где  $n_{см}$  - число изделий, производимых за смену (по условию технологического процесса  $n_{см} = 6$ )

$$P_{г.пр.} = 248 \cdot 6 \cdot 3 = 4464 \text{ шт.}$$

#### 4.5 Расчет общих капитальных затрат

Общие капитальные затраты по проектному варианту:

$$K_{\text{ОБЩ.ПР.}} = K_{\text{ОБ.ПР.}} + K_{\text{ПЛ.ПР.}} + Z_{\text{СОП.ПР.}}, \quad (4.4)$$

где  $K_{\text{ОБ.ПР.}}$  – капитальные вложения в оборудование (руб.);

$K_{\text{ПЛ.ПР.}}$  – капитальные вложения в дополнительные площади (руб.);

$Z_{\text{СОП.ПР.}}$  – сопутствующие капитальные затраты (руб.).

$$K_{\text{ОБ.ПР.}} = C_{\text{ОБ.ПР.}} \cdot K_{\text{Т-З}}, \quad (4.5)$$

где  $C_{\text{ОБ.ПР.}}$  – стоимость приобретения нового оборудования (руб.);

$K_{\text{Т-З}}$  – коэффициент, учитывающий транспортно – заготовительные расходы на доставку оборудования;

**Таблица 4.4 – Затраты на оборудование**

№	Наименование оборудования	Кол-во	Цена, руб/шт	Сумма
1	Комплекс высокоскоростного напыления Плакарт НВА-7	1	1500000	1500000
2	Струйно-абразивная установка Problast 60 SL	1	500000	500000
3	Компрессорная станция REMEZA BK40-10Д	1	500000	500000
4	Кран-балка КМПэ 1т	1	100000	100000

$$K_{\text{ОБ.ПР.}} = 2600000 \cdot 1,05 = 2730000 \text{ руб.}$$

$$K_{\text{ПЛ.ПР.}} = C_{\text{ПЛ.ПР.}} \cdot S_{\text{ПР}} \quad (4.6)$$

где  $S_{\text{ПР.}}$  площадь по проектному варианту ( $\text{м}^2$ );

$C_{\text{ПЛ.}}$  – стоимость приобретения площади (руб./ $\text{м}^2$ );

$$K_{\text{ПЛ.ПР.}} = 10000 \cdot 52 = 520000 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{СОП}} = Z_{\text{МОНТ}}, \quad (4.7)$$

где  $Z_{\text{ДЕМ}}$  – затраты на демонтаж базового оборудования (руб.) (по условию,  $Z_{\text{ДЕМ}}=0$ );

$Z_{\text{МОНТ}}$  – затраты на монтаж оборудования (руб.).

$$Z_{\text{МОНТ}} = Ц_{\text{ОБ.ПР.}} \cdot K_{\text{МОНТ}} / 100, \text{ где}$$

$K_{\text{МОНТ}}$  – коэффициент, учитывающий затраты на монтаж проектного оборудования (%).

$$Z_{\text{МОНТ}} = Z_{\text{СОП.ПР.}} = 2600000 \cdot 3 / 100 = 78000 \text{ руб.}$$

$$K_{\text{ОБЩ.ПР.}} = 2730000 + 520000 + 78000 = 3328000 \text{ руб.}$$

Дополнительные капитальные вложения:

$$K_{\text{ДОП}} = K_{\text{ОБЩ.ПР}} \quad (4.8)$$

$$K_{\text{ДОП}} = 3328000 \text{ руб.}$$

Удельные капитальные вложения:

$$K_{\text{УД}} = K_{\text{ОБЩ.ПР.}} / П_{\text{Г}}, \quad (4.9)$$

где  $П_{\text{Г}}$  – годовая программа выпуска (шт./год).

$$K_{\text{УД.ПР.}} = 3328000 / 4464 = 745 \text{ руб.}$$

#### **4.6 Расчет технологической себестоимости сравниваемых вариантов**

Затраты на основные материалы:

$$M_{\text{ОСН.}} = Ц_{\text{М}} \cdot K_{\text{ТЗ}} \quad (4.10)$$

$Ц_{\text{М}}$  – стоимость материала;

$K_{\text{ТЗ}}$  – коэффициент транспортно-заготовительных расходов;

**Таблица 4.5 – Затраты на материалы для газопламенного напыления**

№	Наименование	Расход	Ед. изм.	Цена	Стоимость
1	Пропан	8,0	литр сжиженного газа	17	136
3	Порошок ПХ23Н18	5	кг	1300	6500

**Продолжение таблицы 4.5**

4	Труба стальная 60x4x6000	1	шт	1200	1200
	Итого				7836
	С учетом ТЗР				8227,8

$$M_{\text{осн}} = 7836 \cdot 1,05 = 8227,8 \text{ руб.}$$

Затраты на заработную плату основных производственных рабочих с отчислениями на социальные нужды:

Затраты на оплату труда:

а) Основная з/п:

$$Z_{\text{осн.}} = C_{\text{ч}} \cdot t_{\text{шт}} \cdot K_{\text{д}}, \quad (4.11)$$

где  $C_{\text{ч}}$  – часовая тарифная ставка

$K_{\text{д}}$  – коэффициент доплат к основной з/п

$t_{\text{шт}}$  – норма времени на одно изделие

$$t_{\text{шт}} = 1,32$$

$$Z_{\text{осн.пр.}} = 77,37 \cdot 1,32 \cdot 1,88 = 191,8 \text{ руб.} \quad (4.12)$$

б) Дополнительная з/п:

$$Z_{\text{доп.}} = Z_{\text{осн.}} \cdot K_{\text{доп.}} \quad (4.13)$$

где  $K_{\text{доп.}}$  – коэффициент отчислений на дополнительную з/п

$$Z_{\text{доп.пр.}} = 191,8 \cdot 0,10 = 19,18 \text{ руб.}$$

Фонд оплаты труда  $\Phi_{\text{ОТ}}$ :

$$\Phi_{\text{ОТ}} = Z_{\text{осн.}} + Z_{\text{доп.}} \quad (4.14)$$

$$\Phi_{\text{ОТпр.}} = 191,8 + 19,18 = 211 \text{ руб.}$$

Отчисления на социальные нужды:

$$O_{\text{сс}} = \Phi_{\text{ОТ}} \cdot K_{\text{сс}}, \quad (4.15)$$

где  $K_{\text{сс}}$  – коэффициент отчислений на социальные нужды

$$O_{\text{сс.пр.}} = 211 \cdot 0,356 = 75,2 \text{ руб.}$$

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования:

$$Z_{\text{об}} = A_{\text{о}} + P_{\text{ээ}} + P_{\text{в}}, \quad (4.16)$$

где  $P_{\text{ээ}}$  – расходы на электроэнергию

$P_{\text{в}}$  – расходы на техническую воду

а) Амортизационные отчисления:

$$A_o = \frac{C_{об} \cdot H_a \cdot t_{маш}}{100 \cdot F_3}, \quad (4.17)$$

где  $C_{об}$  – цена оборудования

$H_a$  – норма амортизации оборудования

$F_3$  – годовой эффективный фонд времени работы оборудования

**Таблица 4.6 – Амортизационные отчисления**

№	Наименование оборудования	$C_{об}$ , руб.	$H_a$ , %	$t_{маш}$ , час	Аморт. отчисления, руб
1	Комплекс высокоскоростного напыления Плакарт HVA-7	1500000	14	6	228,5
2	Струйно-абразивная установка Problast 60 SL	500000		6	76,18
3	Компрессорная станция REMEZA BK40-10Д	500000		6	76,18
	Итого				380,9
	Итого, в пересчете на 1 изделие				63,48

б) Расходы на электроэнергию:

$$P_{э} = \frac{M_y \cdot t_{маш} \cdot C_{э} \cdot n}{КПД_i}, \quad (4.18)$$

где  $M_y$  – мощность установки

$C_{э}$  – стоимость электроэнергии

**Таблица 4.7 – Расходы на электроэнергию**

Наименование	Мощность, кВт	Кол-во, ед.	$t_{\text{маш}}$ , час	Цена эл.эн, руб./кВт·ч	Итого, кВт·ч	Стоимость
Комплекс высокоскоростного напыления Плакарт HVA-7	8,0	1	6	3,67	48	176,16
Струйно-абразивная установка Problast 60 SL	4	1	6		24	88,08
Компрессорная станция REMEZA BK40-10Д	30	1	6		180	660,6
Итого						924,84
Итого, в пересчете на 1 изделие						154,14

Итого расходы на содержание и эксплуатацию оборудования:

$$Z_{\text{об.пр.}} = 63,48 + 154,14 = 217,62 \text{ руб}$$

Затраты на содержание, эксплуатацию и амортизацию производственных площадей:

$$Z_{\text{пл}} = A_{\text{пл}} + P_{\text{пл}}, \quad (4.19)$$

где  $A_{\text{пл}}$  – амортизация площадей

$P_{\text{пл}}$  – расходы на эксплуатацию площадей

Амортизационные отчисления:

$$A_{\text{пл}} = \frac{C_{\text{пл}} \cdot H_{\text{пл}} \cdot t_{\text{ум}} \cdot S}{F_{\text{э}} \cdot 100}, \quad (4.20)$$

где  $C_{\text{пл}}$  – цена площади

$H_{\text{пл}}$  – норма амортизации площадей

$S$  – площадь необходимая для технологического процесса

$$A_{пл.пр.} = 17,91 \text{ руб.}$$

Расходы на содержание и эксплуатацию площадей:

$$P_{пл.экс.} = \frac{C_{экс.} \cdot S \cdot t_{шт.}}{F_{э.}}, \quad (4.21)$$

где  $C_{экс.}$  – стоимость эксплуатации площади

$$P_{пл.экс.пр.} = 149,27 \text{ руб.}$$

Итого затраты на производственные площади:

$$З_{пл.пр.} = 17,91 + 149,27 = 167,18 \text{ руб.}$$

Технологическая себестоимость упрочнения детали:

$$C_{тех} = M + \Phi_{от} + O_{сс} + P_{об} + З_{пл} \quad (4.22)$$

$$C_{тех.пр.} = 8830,45 \text{ руб.}$$

#### 4.7 Цеховая себестоимость упрочнения детали

$$C_{цех} = C_{тех} + P_{цех} \quad (4.23)$$

$$P_{цех} = З_{осн} \cdot K_{цех} / 100, \quad (4.24)$$

где  $K_{цех}$  – коэффициент цеховых расходов

$$P_{цех.пр.} = 191,8 \cdot 215 / 100 = 412,37 \text{ руб.}$$

$$C_{цех.пр.} = 8830,45 + 412,43 = 9242,82 \text{ руб.}$$

#### 4.8 Заводская себестоимость упрочнения детали

$$C_{зав} = C_{цех} + P_{зав} \quad (4.25)$$

$$P_{зав} = З_{осн} \cdot K_{зав} / 100, \quad (4.26)$$

где  $K_{зав}$  – Коэффициент заводских расходов

$$P_{зав.} = 191,8 \cdot 250 / 100 = 479,5 \text{ руб}$$

$$C_{зав.пр.} = 9242,82 + 479,5 = 9722,32 \text{ руб}$$

#### 4.9 Полная себестоимость упрочнения детали

$$C_{полн.} = C_{зав.} + P_{вн.}, \quad (4.27)$$

где  $P_{вн.}$  – внепроизводственные расходы

$$P_{\text{вн.}} = C_{\text{зав.}} \cdot \frac{K_{\text{вн.}}}{100}, \quad (4.28)$$

где  $K_{\text{вн.}}$  – коэффициент внепроизводственных расходов (%).

$$P_{\text{вн.}} = 9722,32 \cdot \frac{5}{100} = 486,116 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{полн.}} = 9722,32 + 486,118 = 10208,44 \text{ руб.}$$

#### 4.10 Отпускная цена предприятия на изготавливаемую деталь

$$Ц_{\text{отп.}} = C_{\text{полн.}} + \text{ПР}, \quad (4.23)$$

где ПР – прибыль предприятия, (руб.).

$$\text{ПР} = C_{\text{полн.}} \cdot \frac{K_{\text{пр.}}}{100} \quad (4.24)$$

где  $K_{\text{пр.}}$  – коэффициент, учитывающий прибыль предприятия (%).

$$\text{ПР} = 10208,44 \cdot \frac{30}{100} = 3062,5 \text{ руб.}$$

$$Ц_{\text{отп.}} = 10208,44 + 3062,5 = 13270,97 \text{ руб.}$$

#### 4.11 Калькуляция и структура полной себестоимости и цены упрочнения детали

**Таблица 4.8 - Калькуляция и структура отпускной цены производимого изделия**

№ п/п	Показатели	Усл. обозн.	Калькуляция, руб.	Структура, %
			проектный вариант	
1	Фонд оплаты труда	$\Phi_{\text{от.}}$	211	1,6 %
2	Отчисления на соц. нужды	$O_{\text{сс}}$	75,2	0,6 %
3	Затраты на оборудование	$Z_{\text{об.}}$	217,62	1,6 %
4	Затраты на площади	$Z_{\text{пл.}}$	167,18	1,26 %
5	Затраты на основные материалы	$M_{\text{осн.}}$	8227,8	62 %

**Продолжение таблицы 4.8**

	Себестоимость технологическая	$C_{\text{тех.}}$	8830,45	-
6	Цеховые расходы	$P_{\text{цех.}}$	412,37	3,1 %
	Себестоимость цеховая	$C_{\text{цех.}}$	9242,82	-
7	Заводские расходы	$P_{\text{зав.}}$	479,5	3,6 %
	Себестоимость заводская	$C_{\text{зав.}}$	9722,32	-
8	Внепроизводственные расходы	$P_{\text{вн}}$	486,116	3,7%
	Полная себестоимость	$C_{\text{полн.}}$	10208,44	-
9	Прибыль предприятия	ПР	3062,5	23,1 %
	Отпускная цена	$C_{\text{отп.}}$	13270,97	100%

#### 4.12 Экономический эффект в сфере эксплуатации

Если предполагается экономический эффект в сфере эксплуатации, за счет повышения качества продукции (повышения долговечности), то расчет производится по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{экон.}} = \left( C_B \frac{T_2}{T_1} - C_{\text{ПР}} \right) \cdot P_{\Gamma} - E_H \cdot K_{\text{ПР.доп}} \quad (4.25)$$

где  $T_2$  и  $T_1$  – срок службы по проектному и базовому вариантам соответственно

$$\mathcal{E}_{\text{экон.}} = \left( 14000 \cdot \frac{50}{50} - 13270,97 \right) \cdot 4464 - 0,15 \cdot 3328000 = 2755189,92 \text{ руб.}$$

#### Вывод

За счет снижения стоимости изделия экономический эффект в сфере эксплуатации от внедрения данной технологии составит 2755189,92 рублей в год.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках работы решены следующие задачи:

1. Показана экологическая опасность использования магистрального трубопроводного транспорта и другого оборудования нефтехимической и нефтедобывающей промышленности, ввиду их негативного антропогенного воздействия на окружающую среду при аварийных и чрезвычайных ситуациях.

2. Проанализированы существующие методы повышения эксплуатационных свойств деталей и узлов оборудования нефтехимической и нефтедобывающей отраслей, указана их невысокая эффективность (срок безаварийной службы 10 – 15 лет) или экономическая нецелесообразность.

3. Предложена комплексная технология нанесения коррозионно-стойких, износостойких и жаростойких покрытий на внешние поверхности магистральных трубопроводов и других деталей оборудования нефтехимического кластера (срок безаварийной службы 50 – 100 лет с повышением экологической безопасности).

4. Произведен подбор необходимого оборудования и выполнен эскизный проект установки для нанесения высокоскоростных покрытий (HVAF) автоматизированным способом.

5. Разработаны меры по обеспечению экологической безопасности на производственном участке.

6. Выполнено экономическое обоснование целесообразности предлагаемой в проекте технологии нанесения защитных покрытий, годовой экономический эффект согласно проведенным расчетам составил 2755189,92 рублей.

Предлагаемая технология имеет практическую значимость, может быть реализована с помощью имеющихся в технике средств, экономически эффективна и рекомендуется к внедрению в производство.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алиев, Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа [Текст]: учеб. для вузов / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, В.Г. Немурдов. – М.: Недра, 1988, – 368 с.
2. Алексеев, Н.В. Состояние трубопроводов коммунального хозяйства [Текст] / Н.В. Алексеев // Трубопроводы и экология. – 2010. – № 2. – С. 15 – 26.
3. 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.
4. Арзамасов, Б.Н. Химико-термическая обработка металлов в активированных газовых средах [Текст]: научное издание / Б.Н. Арзамасов. – М.: Машиностроение, 1979. – 224 с. : ил
5. Белов, П. Г. Теоретические основы системной инженерии безопасности [Текст] / П.Г. Белов. – М.: ГНТП «Безопасность»: МИБ СТС, 1996. – 424 с.
6. 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.
7. Бородулин, Г.М. Нержавеющая сталь [Текст] / Г.М. Бородулин, Е.И. Мошкевич. – М.: Металлургия, 1973. – 319 с. : ил.
8. 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.
9. ГОСТ Р 51901.11-2005. Исследование безопасности и работоспособности. Прикладное руководство. – М.: Стандартиформ, 2006. – 27 с.
10. Гончаров, В.С. Методы получения защитных покрытий [Текст] / В.С. Гончаров // Машиностроитель. – 2001. – №5 – С. 30 – 33

11. 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.
12. 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.
13. 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.
14. ГОСТ 10052-75 «Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки высоколегированных сталей с особыми свойствами. Типы».
15. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».
16. ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования»
17. ГОСТ 6032-2003 «Стали и сплавы коррозионно-стойкие. Методы испытаний на стойкость к межкристаллитной коррозии».
18. ГОСТ 12.2.007.0-75. ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности
19. ГОСТ 12.2.008-75 (2001) ССБТ. Оборудование и аппаратура для газопламенной обработки металлов и термического напыления покрытий. Требования безопасности
20. ГОСТ 12.1.019-01 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
21. 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.

22. Дадонов, Ю.А. Анализ риска аварий на нефтепроводных системах БТС и КТК-Р [Текст] / Ю.А. Дадонов, М.В. Лисанов, В.И. Сидоров // Безопасность труда в промышленности. – 2002. – № 6. – С. 2 – 6.
23. Еремеев, В.С. Диффузия и напряжения [Текст] / В.С. Еремеев. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 184 с.
24. Единая межведомственная информационно-статистическая система. [Электронный ресурс] URL: <http://www.fedstat.ru/indicators/start.do>
25. Защита от коррозии, старения и биоповреждений машин, оборудования и сооружений [Текст]: справочник; В 2 т. Т. 2. / Под ред. А.А. Герасименко. - М.: Машиностроение, 1987. – 784 с. : ил.
26. Коннова, Г.В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа [Текст]: учеб. пособие для вузов / Г.В. Коннова. – Ростов: Феникс, 2006 – 128 с.
27. Кара-Мурза, С.Г. Белая книга. Экономические реформы в России 1991 – 2001 [Текст] / С.Г. Кара-Мурза, С.Ю. Глазьев, С.А. Батчиков. – М: Алгоритм, 2002
28. Кузнецов, М.В. Коррозия и защита от нее нефтегазового и нефтегазопромыслового оборудования [Текст]: учеб. пособие / М.В. Кузнецов. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2004 – 107 с. : ил.
29. Кудинов, В.В. Нанесение покрытий напылением. Теория, технология и оборудование [Текст]: учебник для вузов / В.В. Кудинов, Г.В. Бобров. – М.: Металлургия, 1992 – 280 с.
30. Кулик, А.Я. Газотермическое напыление композиционных порошков [Текст] / А.Я. Кулик. – Л.: Машиностроение, 1985 – 199 с.
31. 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.
32. Лисин, Ю.В. Обеспечение надежности трубопроводов [Текст] / Ю.В. Лисин // Трубопроводный транспорт нефти. – 2007. – №5. – С. 15 – 18.

33. Лаборатория металлографии [Текст] / Е.В. Панченко [и др.]. – М.: Металлургия, 1965 – 439 с.
34. Лахтин, Ю.М. Материаловедение [Текст]: Учебник для высших технических учебных заведений. – 3-е изд., перераб. и доп. / Ю. М. Лахтин, В. П. Леонтьева. – М.: Машиностроение, 1990 – 528 с.
35. 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.
36. Мазур, И.И. Безопасность трубопроводных систем [Текст] / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. – М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004 – 1104 с.
37. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. – Сер. 27. – Вып. 1. – М.: НТЦ «Промышленная безопасность», 2005, 118 с.
38. Машины и аппараты химических производств и предприятий строительных материалов [Текст]: учебник для ВУЗов / И.И. Поникаров [и др.]. – М.: Машиностроение, 1989. – 368 с: ил.
39. Малахов, А.И. Коррозия и основы гальваностегии [Текст] / А.И. Малахов. – М.: Химия. 1977 – 234 с.
40. Мельник, П.И. Технология диффузионных покрытий [Текст] / П.И. Мельник. – К.: Техника, 1978 – 151 с.
41. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок : ПОТ РМ-016-2001 : РД 153-34.0-03.150-00 : утв. Мин. труда и социального развития от 05.01.2001 №3 и Мин. энергетики Российской Федерации, приказ от 27.12.2000 №163. - Москва : НЦ ЭНАС, 2001, 180 с.
42. 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. : ил.
43. Новиков, И.И. Теория термической обработки металлов [Текст] / И.И. Новиков. – М.: Металлургия, 1986 – 480 с.

44. Никитин, М.М. Технология и оборудование вакуумного напыления [Текст] / М.М. Никитин. – М.: Металлургия, 1992 – 112 с.
45. Оценка пожарного риска линейной части магистральных трубопроводов [Текст] / Ю.Н. Шебеко [и др.] // Пожарная безопасность. – 2010. – № 4. – С. 47–58.
46. Окулов, В.В. Цинкование. Техника и технология [Текст] / В.В. Окулов. – М.: Глобус, 2008 – 252 с.
47. Плазменная металлизация в вакууме [Текст] / [А.П. Достанко, С.В. Грушецкий, Л.И. Киселевский и др.]. - Минск : Наука и техника, 1983. – 279 с. : ил.
48. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование [Текст]: справочное пособие / Г.К. Зиберт [и др.] – М: ОАО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 316 с
49. Павлов, А.Н. Экология: рациональное природопользование и безопасность жизнедеятельности [Текст]: учеб. пособие /А.Н. Павлов. – М.: Высш. шк., 2005 – 343 с.
50. Плудек, В. Защита от коррозии на стадии проектирования [Текст] / В. Плудек. – М: Мир, 1980 – 424 с.
51. Патент на изобретение РФ № 2081936 «Способ нанесения многокомпонентного покрытия на стальные изделия», авторы: Гончаров В.С., Кравцова Е.А., Ключко С.Л.
52. Поляк, М.С. Технология упрочнения. Технологические методы упрочнения [Текст] / М.С. Поляк. – М.: Машиностроение, 1995 – 832 с.
53. Правила устройства электроустановок (ПУЭ-6)
54. Правила безопасности в газовом хозяйстве / Госгортехнадзор СССР ; [пред. И. С. Берсенев]. - Изд. 2-е, доп. - Москва : Недра, 1982. - 128 с.
55. 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 эф-

фективные способы повышения срока службы деталей машин и оборудования. Тез. докл. Российской НТК. – Екатеринбург, 2002. – С. 96–99.

56. РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов. М:2002

57. РД «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах», (утв. АК «Транснефть» 30.12.99 приказом №152, согласовано Госгортехнадзором от 07.07.99 № 10-03/418, 1999).

58. РД 03-418 – 01. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов. – Сер. 3. – Вып. 10. – М.: НТЦ «Промышленная безопасность», 2001.

59. Рекомендации по учету влияния технико-технологических, природно-климатических и других факторов при прогнозировании аварийности на МГ ОАО «Газпром». – М.:ОАО «Газпром», 2007. – 118 с.

60. Защита трубопроводов от коррозии [Текст] / В.С. Ромейко [и др.]; под ред. В.С. Ромейко. – М: ВНИИМП, 1998 – 208 с.

61. Розенфельд, И.Л. Защита металлов от коррозии лакокрасочными покрытиями [Текст] / И.Л. Розенфельд, Ф.И. Рубинштейн, К.А. Жигалова. – М.: Химия, 1987 – 224 с.

62. Силаш, А. П. Добыча и транспорт нефти и газа [Electronic resource] / А. П. Силаш ; ред. Р. Ш. Мингареев ; Пер. с англ., 1980 – 375 с.

63. 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.

64. Сафонов, В.С. Оценка показателей безопасности и риска перспективных газопроводов высокого давления [Текст] / В.С. Сафонов, С.А. Ковалев, С.В. Овчаров. – Лондон, 2006.

65. СТО РД Газпром 39-1.10-084 - 2003. Методические указания по проведению анализа риска при проектировании и эксплуатации опасных

производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».

66. СТО Газпром 2-2.3-351—2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»

67. Семенова, И.В. Коррозия и защита от коррозии [Текст] / И.В. Семенова, Г.М. Флорианович, А.В. Хорошилов. – М: ФИЗМАТЛИТ, 2002 – 336 с.

68. Сурис, М. А. Защита трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии [Текст]: учебное пособие / М. А. Сурис, В. М. Липовских. – М. : Энергоатомиздат, 2003. – 213 с.

69. Станислав, Г.Н. Защита трубопроводов от коррозии с использованием современных изоляционных покрытий заводского и трассового нанесения [Текст] / Г.Н. Станислав // Территория Нефтегаз. – 2004/№6

70. 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.

71. Самсонов, Г.В. Защитные покрытия на металлах [Текст]: сборник статей. – К.: «Наукова думка», 1971

72. Трубопроводы в США и Европе становятся более безопасными. Обзор иностранной прессы. Трубопроводный транспорт: Теория и практика.- 2005.-№1. – С. 47-50.

73. Фолиянц, А.Е. Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа [Текст] / А.Е. Фолиянц, Н.В. Мартынов, В.В. Серебряный. – М: Химия, 1988 – 288 с.

74. Хасуи, А. Наплавка и напыление [Текст] / А. Хасуи, О. Моригаки. – М: Машиностроение, 1985 – 240 с.

75. Хамармер, В.И. Технический надзор при строительстве магистральных трубопроводов [Текст] / В.И. Хамармер. – М.: Недра, 1981 – 192 с.



76. Ценовой калькулятор электрической энергии и мощности для юридических лиц. [Электронный ресурс] URL: <http://www.fstrf.ru/calc>

77. Шубин, В.С., Надежность оборудования химических и нефтеперерабатывающих производств [Текст] / В.С. Шубин, Ю.А. Рюмин. – М.: Химия, Колосс, 2006 – 359 с.

78. Шауро, А.Н. Проектирование магистральных нефтепроводов с учетом результатов анализа риска аварий [Текст] / А.Н. Шауро // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2005. – № 1.

79. Шрейбер, Г.К. Конструкционные материалы в нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности [Текст] / Г.К. Шрейбер, С.М. Перлин, Б.Ф. Шибряев. – М: Машиностроение, 1969 – 396 с.

80. 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.