

УДК 622.692.4. 403

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ  
ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ  
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА**

**SAFETY OF TECHNOLOGICAL PIPELINE SYSTEMS  
AT THE ENTERPRISES OF THE OIL AND GAS COMPLEX**

**Абдрахманов Н. Х., Турдыматов А. А.,  
Абдрахманова К. Н., Ворохобко В. В.**

**Уфимский государственный нефтяной технический университет»,  
г. Уфа, Российская Федерация**

**N.Kh. Abdrakhmanov, A. A. Turdymatov,  
K. N. Abdrakhmanova, V. V. Vorohobko**

**Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation**

**e-mail: turdymatov.ar@gmail.com**

**Аннотация.** Промышленная безопасность современного предприятия нефтегазовой отрасли во многом определяется эксплуатационной надежностью опасных производственных объектов, наиболее представительными из которых являются трубопроводы системы. Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», данные объекты относятся к опасным производственным объектам и требуют повышенного внимания к обеспечению их надежности и безотказности.

Одним из важных по значимости факторов, приводящих к аварийным ситуациям и отказам трубопроводов, является увеличение количества повреждений в металле труб, при длительной эксплуатации технологических трубопроводов и утончении стенок труб.

Аварии технологических трубопроводов сопряжены со взрывами, пожарами, утечками опасных и вредных веществ, способными образовывать взрывоопасные смеси, оказывать токсическое воздействие на персонал и окружающую среду.

Основной причиной отказов технологических трубопроводов является внутренняя коррозия под действием агрессивной перекачиваемой продукции. В связи с этим решение проблемы повышения безопасности эксплуатации технологических трубопроводов во многом зависит от эффективности средств противокоррозионной защиты.

Предложены основные методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования, которые сегодня применяют отечественные и зарубежные компании. Их можно разделить на следующие группы: химические, физические, протекторной защиты.

Приведены основные требования, предъявляемые к функционированию трубопроводных систем нефтегазового комплекса — это безопасность, высокая надежность и эффективность эксплуатации. Обеспечение приведенных требований может быть достигнуто за счет повышения качества технической диагностики и управления мониторингом эксплуатации трубопроводной системы.

В статье произведен обзор основных способов защиты от коррозии и сформулированы требования к обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов.

**Abstract.** Industrial safety of modern enterprise of oil and gas industry is in a great deal determined by operating reliability of dangerous productive objects most representative from that are pipelines of the system. According to the Federal law "About industrial safety of dangerous productive objects", these objects behave to the dangerous productive objects and require enhance able attention to providing of their reliability and faultlessness.

One of important on meaningfulness factors resulting in emergency situations and refuses of pipelines is an increase of amount of damages in the

metal of pipes, during the protracted exploitation of technological pipelines and thinning of walls of pipes.

Accidents of technological pipelines are attended with explosions, fires, losses of hazardous and harmful substances, able to form explosive mixtures, render the toxic affecting personnel and environment.

Principal reason of refuses of technological pipelines is internal corrosion under the action of the aggressive pumped over products. In this connection the decision of problem of increase of safety of exploitation of technological pipelines in a great deal depends on efficiency of facilities of anticorrosion defence.

The basic methods of fight are offered against corrosion of the oil-field equipment, that apply domestic and foreign companies today. They can be divided into next groups: chemical, physical, protector defence.

The basic requirements over, produced to functioning of the pipeline systems of oil and gas complex, are brought is safety, high reliability and efficiency of exploitation. Providing the brought requirements over can be attained due to upgrading of technical diagnostics and management by monitoring of exploitation pipeline.

In the article the review of basic methods of corrosion protection is produced and requirements are set forth to providing of industrial safety during exploitation of technological pipelines.

**Ключевые слова:** промышленная безопасность, технологические трубопроводы, коррозия, нефтегазовая отрасль, аварии, ингибиторы, диагностика, риски.

**Key words:** industrial safety, technological pipelines, corrosion, oil and gas industry, accidents, inhibitors, diagnostics, risks.

Опыт эксплуатации предприятий нефтегазовой отрасли показывает:

- основным по значимости фактором рисков, возникающих при транспортировании углеводородного сырья, является изменение во времени производительности и давления перекачки нефтегазопродуктов;
- не менее важным по значимости фактором, приводящим к аварийным ситуациям и отказам трубопроводов, является увеличение количества повреждений в металле труб при длительной эксплуатации технологических трубопроводов и утончении стенок труб;
- еще одним фактором рисков, возникающих при транспортировании взрывопожароопасных и химически опасных сред, имеющих повышенную агрессивность, является наличие в составе транспортируемой среды сероводорода и диоксида углерода, вызывающих язвенную стресс-коррозию, сероводородное растрескивание и водородное расслоение металла труб.

Как пример рассмотрим современное нефтедобывающее предприятие.

Промышленная безопасность современного нефтедобывающего предприятия во многом определяется эксплуатационной надежностью нефтепромысловых объектов, наиболее представительными из которых являются трубопроводы систем сбора скважинной продукции и поддержания пластового давления. Согласно Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», данные объекты относятся к опасным производственным объектам и требуют повышенного внимания к обеспечению их надежности и безотказности.

Аварии нефтепромысловых трубопроводов сопряжены с взрывами, пожарами, утечками опасных и вредных веществ, способными образовывать взрывоопасные смеси, оказывать токсическое воздействие на персонал и окружающую среду.

Основной причиной отказов нефтепромысловых трубопроводов является внутренняя коррозия под действием агрессивной перекачиваемой

продукции. В последние годы, в связи с повышением обводнённости добываемой нефти и широкого использования методов интенсификации, произошло усиление коррозионной агрессивности перекачиваемой по нефтепромысловым трубопроводам продукции, что привело к значительному росту аварийности в трубопроводных сетях.

В связи с этим решение проблемы повышения безопасности эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов во многом зависит от эффективности средств противокоррозионной защиты.

На сегодняшний день предложены следующие способы защиты трубопроводов от коррозии [1, 2].

Основные методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования, которые сегодня применяют отечественные и зарубежные компании, можно разделить на следующие группы: химические, физические, протекторной защиты.

1. Химические методы борьбы с коррозией основаны на использовании химреактивов — ингибиторов коррозии. В зависимости от механизма действия ингибиторы коррозии подразделяются на ингибиторы барьерного типа, нейтрализующие, удаляющие и прочие. Действие ингибиторов барьерного типа основано на образовании пленок. Анодные, катодные и смешанные ингибиторы барьерного типа образуют пленки с физической адсорбцией, окисляющие ингибиторы — оксидную пленку, ингибиторы, преобразующие поверхностную пленку, — нерастворимые пленки на поверхности металла. Нейтрализующие ингибиторы увеличивают pH среды, удаляющие — ликвидируют из нее агрессивные компоненты. Наконец, к группе прочих ингибиторов относятся биоциды, которые подавляют действие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ). Выделяют два объекта подачи ингибитора — скважина и пласт. Подача ингибитора в скважину возможна несколькими способами: дозирование с помощью устьевых дозаторов в затрубное пространство, дозирование с

помощью устьевых дозаторов в заданную точку по капиллярной трубке, периодическая закачка в заданное пространство с помощью агрегатов и др.

2. Физические методы основаны на применении коррозионностойких материалов и нанесении защитных покрытий. Коррозионностойкие материалы включают в себя низко- и среднелегированные стали, а также сплавы. При использовании низколегированных сталей рекомендуется дополнительно применять ингибитор коррозии.

Например, компания REDA (Schlumberger) изготавливает электрические центробежные насосы (ЭЦН) со ступенями из материала «Нирезист-4» (30% Ni, 5% Cr, 5,5% Si, 1,0% Mn, 2,6% C) и 5530 (30,5% Ni, 5,3% Cr, 5,1% Si, 2,7% C, а также Mo, V, Mn). Преимущества рабочих органов, изготовленных из этих материалов, — стойкость к агрессивным средам, высокая износостойкость и снижение отложения солей. Вместе с тем применение «Нирезиста-4» и 5530 заметно удорожает оборудование.

Еще один пример использования физических методов для борьбы с коррозией — изготовление рабочих органов ЭЦН из полимерных материалов. Такая технология освоена на предприятии «Ижнефтепласт». К преимуществам рабочих органов ЭЦН из полимеров можно отнести следующие:

- коррозионная стойкость материала;
- малый вес, снижающий массу ротора и пусковые токи;
- высокая чистота проточных каналов, низкая адгезия материала, что обеспечивает увеличение КПД на 3-5%;
- относительно низкая стоимость.

Среди недостатков данного метода стоит упомянуть неотработанную технологию повторного применения полимерных рабочих органов ЭЦН после эксплуатации в условиях низких температур и их низкую стойкость к мехпримесям.

Защитное покрытие противостоит таким коррозионным факторам, как агрессивная среда, бактерии и механический износ. Внутренние покрытия

для труб в зависимости от химического состава подразделяются в основном на эпоксидные, фенольные, эпоксидно-фенольные, новолачные, нейлоновые, уретановые и полиэтиленовые.

Есть несколько специальных технологий нанесения защитных покрытий. К примеру, компания «Технологические системы защитных покрытий» (ТСЗП) применяет следующие способы нанесения: высокоскоростное, электродуговое металлизационное, плазменное, газоплазменное напыление и плазменную наплавку. Эти технологии позволяют наносить в качестве покрытий нержавеющие сплавы на основе железа, сплавы на основе никеля, твердые сплавы, нержавеющие стали, монель, цинк, алюминий и их сплавы. Они обеспечивают высокую прочность сцепления покрытия с покрываемой поверхностью, но вместе с тем сложны с точки зрения технического исполнения и весьма дорогостоящие.

В компании «Татнефть» производится несколько видов нефтепромыслового оборудования с защитным покрытием: металлопластмассовые трубы (МПТ), к их преимуществам относятся стойкость к агрессивным средам, к недостаткам — высокие требования к подготовке поверхностей, низкая термостойкость, сложность нанесения на поверхность и высокая стоимость; и стальные трубы с полимерной наружной изоляцией и внутренним цементно-песчаным покрытием. Их преимущества аналогичны таковым МПТ, в качестве минусов можно назвать высокую степень зависимости прочности и долговечности покрытия от качества применяемого состава и технологии нанесения, техническую сложность нанесения на поверхность и стоимость.

Третий вид изделий — стальные трубы с силикатно-эмалевым покрытием. Среди их плюсов: стойкость к агрессивным средам, значительный диапазон температуры эксплуатации — от  $-60$  до  $+350$  °С, высокая стойкость к абразивному износу. Недостатки аналогичны

перечисленным для труб с полимерной наружной изоляцией и внутренним цементно-песчаным покрытием.

3. Протекторная защита в качестве метода защиты от коррозии известна давно и в настоящее время уже внедрена на скважинах многих компаний. Вместе с тем ее эффективность пока остается невысокой по причине нерешенных вопросов, связанных, в частности, с подбором протектора и «геометрии» защиты. Для повышения эффективности данного вида антикоррозийной защиты необходимо провести ряд дополнительных научных исследований.

Технология протекторной защиты ТНК-ВР основана на применении алюминиево-магниевых протекторов для установки электрического центробежного насоса (УЭЦН) (рисунок 1). Протектор поляризует сталь до безопасного потенциала, в результате чего сам он окисляется («растворяется»). Для такой технологии характерна относительно низкая стоимость и значительный (до пяти лет) срок службы — при условии правильного подбора. Вместе с тем использование протекторной защиты приводит к увеличению габаритных размеров насосной установки, а для обеспечения оптимального подбора протектора требуется подробная и достоверная информации об электрохимических характеристиках защищаемого металла, свойствах среды, покрытия, форме и размерах защищаемого оборудования, температуре и скорости потока.

Такой способ, как катодная защита, предполагает подключение станций катодной защиты (СКЗ) с использованием четвертой жилы кабеля. Это позволяет установить необходимый защитный потенциал непосредственно на корпусе УЭЦН, контролировать процесс и выбрать необходимый ток защиты (рисунок 2). К недостаткам данного метода можно отнести то, что при его применении требуется применение больших постоянных токов защиты, способных в случае пробоя вызвать интенсивную электрокоррозию. Кроме того, катодная защита несет в себе



риск электрокоррозии внутренней стенки обсадной трубы на уровне подвески УЭЦН.

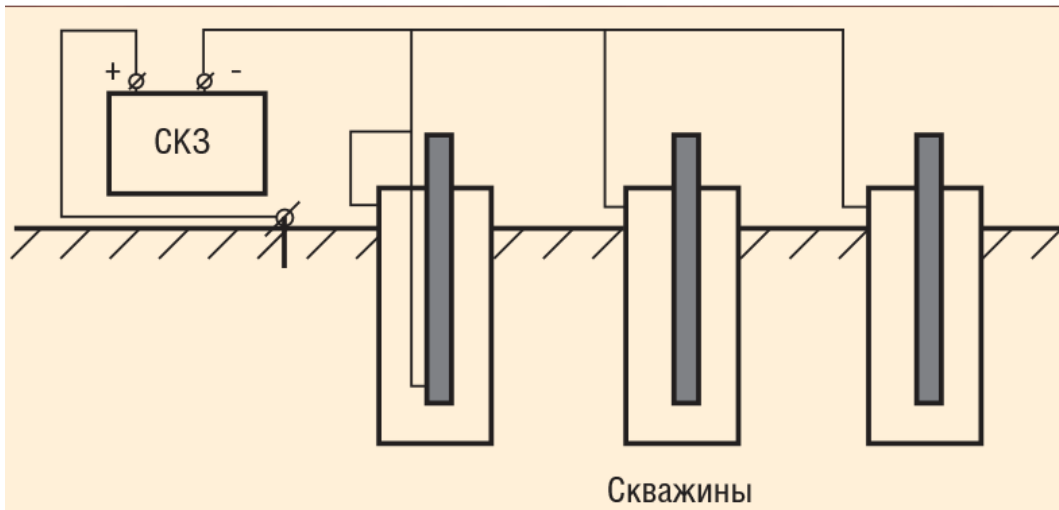


Рисунок 1. Защита УЭЦН с использованием алюминиево-магниевых протекторов

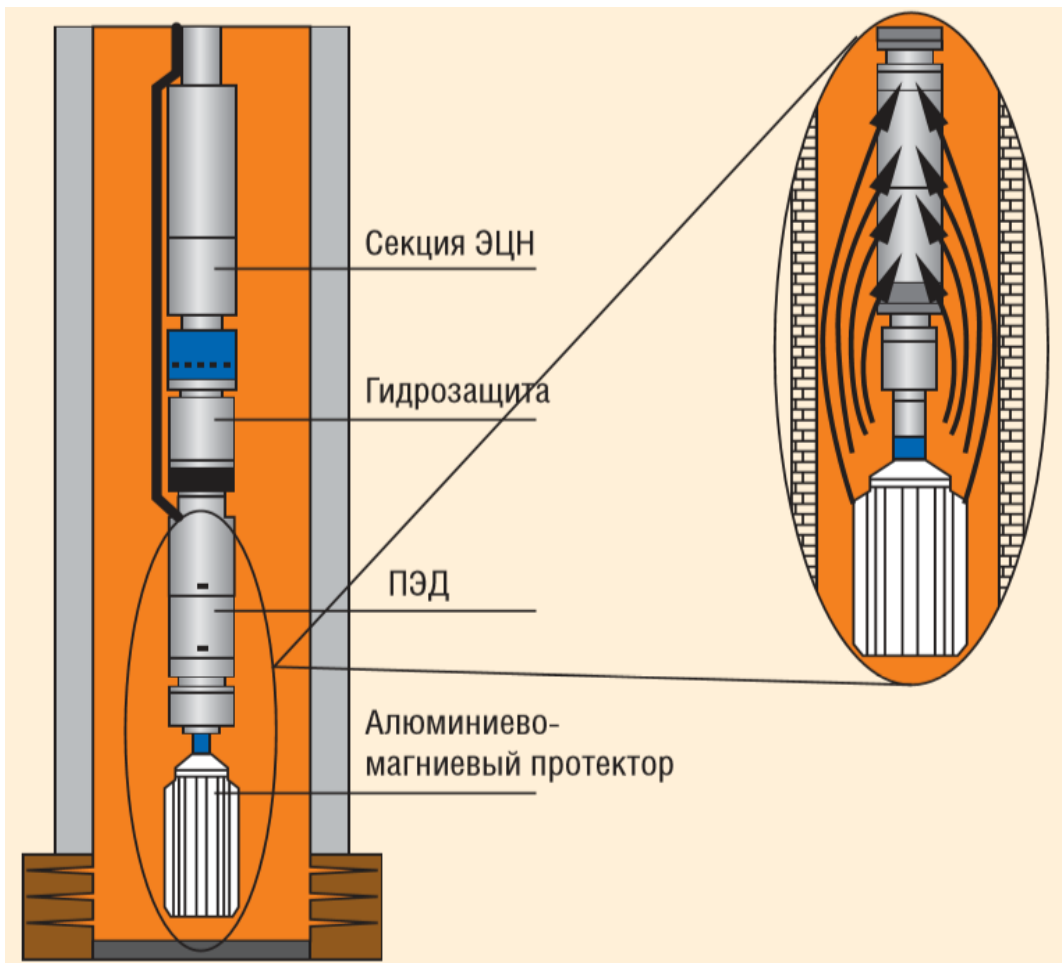


Рисунок 2. Общая схема катодной защиты ПЭД - погружной электрический двигатель

Разновидностью катодной защиты оборудования выступает импульсная защита. При реализации этого способа применяется, в частности, устройство коррозионной защиты импульсным током УКЗ-ИТ-24. В данном случае под действием импульсов электрического поля отрицательные ионы, вызывающие коррозию, начинают двигаться от защищаемого объекта со скоростью, во много раз превышающей скорость их обратной диффузии в отсутствие поля.

Одним из наиболее эффективных и технологичных методов противокоррозионной защиты является ингибиторная защита. Однако, несмотря на значительные успехи в области применения этого вида предотвращения разрушений технологических трубопроводов, их аварийность сохраняется на достаточно высоком уровне, что делает актуальным вопрос повышения эффективности технологии антикоррозионной защиты.

Известен способ защиты от коррозии трубопроводов, перекачивающих водонефтяную смесь, включающий введение ингибиторов коррозии в водную фазу по мере ее появления в трубопроводе. Этот способ широко применяется для защиты от коррозии сборных трубопроводов, проложенных по территории нефтяного месторождения.

По трубопроводу периодически прокачивают пробку пластовой воды минерализации  $1,16-1,18 \text{ г/см}^3$ , содержащей  $2,0-2,5 \text{ кг/м}^3$  водорастворимого ингибитора коррозии — бактерицида. Объем пробки составляет не менее двух объемов застойных зон. Предлагаемый способ защиты трубопроводов от коррозии позволяет увеличить срок службы трубопроводов в несколько раз.

Но также он обладает рядом недостатков:

- для ввода пробок и заливки ингибитора необходимо оборудовать трубопровод специальными камерами пуска и приема пробок, что удорожает стоимость трубопровода;
- применение данной технологии возможно только на прямолинейных трубопроводах, имеющих постоянное сечение по всей длине, возникает необходимость остановки перекачки жидкости по трубопроводу на период нанесения ингибитора на внутреннюю поверхность [3].

Известен способ защиты трубопроводов от коррозии, включающий обработку не менее 10% общего количества коррозионно-активной жидкости в магнитном поле, смешения омагниченной жидкости с общим объёмом и прокачка полученной смеси по трубопроводу. Суть способа представлена на рисунке 3, на котором показан пример устройства перемешивания расслоенного потока многофазной среды (2 - газовая фаза; 3 - жидкий углеводород; 4 - вода) в трубопроводе 1 с помощью турбинки 5, вращаемой потоком транспортируемой среды. Способ реализуют следующим образом. На трубопроводе 1 определяют участки с расслоенным типом потока многофазной среды, состоящей из газовой фазы 2, фазы жидкого углеводорода 3 и водной фазы 4. Для выявления участков используют, например, ультразвуковой метод контроля. В начале участка с расслоенным течением устанавливают устройство для перемешивания потока жидкости, например, включающее турбинку 5, вращаемую потоком среды. Далее по движению перемешанной среды устанавливают байпасную линию 6 с магнитоактиватором, через которую пропускают часть объема среды, транспортируемой по трубопроводу. Далее омагниченную жидкость смешивают с объемом среды, двигающейся по основному трубопроводу 1 [4].

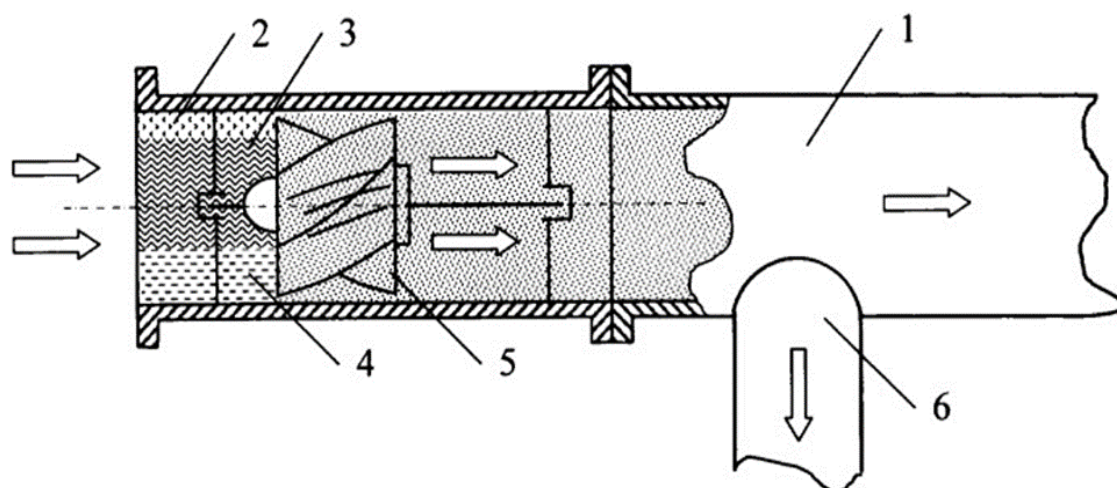


Рисунок 3. Способ защиты трубопровода от коррозии:  
 1 – трубопровод; 2 – газовая фаза; 3 – жидкий углеводород; 4 – вода;  
 5 – турбинка; 6 – байпасная линия

Формирования источника постоянного тока с использованием «жертвенного электрода» — металла с низкой электрохимической активностью по отношению к железу — магнию. На рисунке 4 изображено устройство для защиты нефтепромысловых трубопроводов от внутренней коррозии, состоящее из корпуса 1 с фланцами, «жертвенного» электрода 2, диэлектрических центраторов 3 и стягивающих элементов болтов 4 и 5. Устройство устанавливается в нижней части защищаемого трубопровода.

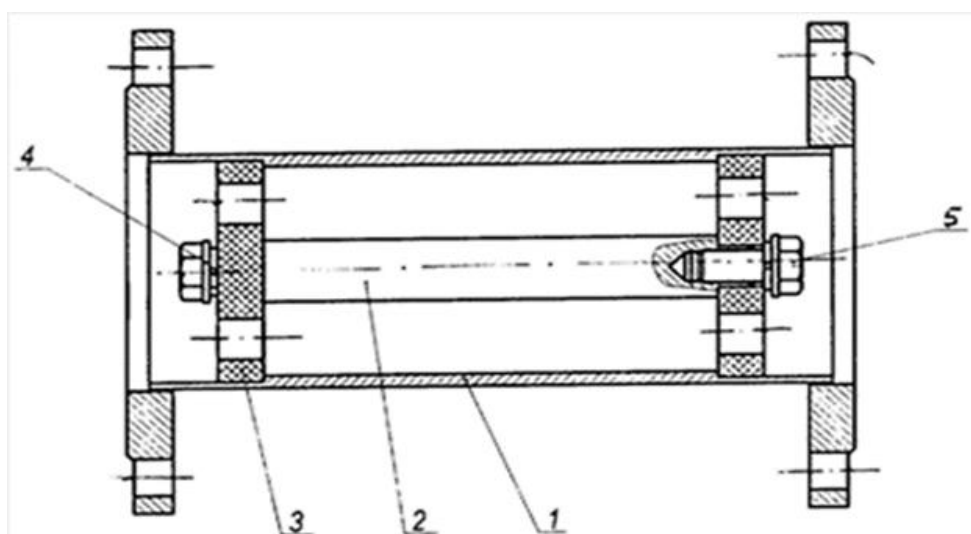
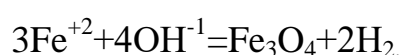


Рисунок 4. Способ защиты трубопровода от коррозии:  
 1 – корпус; 2 – «жертвенный» электрод; 3 – диэлектрические центраторы;  
 4, 5 – болты

Устройство для повышения эффективности защиты промысловых трубопроводов от коррозии путем увеличения зоны действия защиты и комплексного воздействия на внутреннюю поверхность металлического трубопровода работает следующим образом.

Под действием сформированного гальванического источника электрического тока (железо-магниевый элемент), протекающего через транспортируемую минерализованную жидкость, происходит электролиз воды эмульгированной в нефти, и за счет электрохимических реакций, кроме катодной поляризации защищаемого оборудования, обеспечиваются условия для образования защитной пленки магнетита по выражению



Вещества, способствующие возникновению на металле защитной пленки, носят название пассивирующих агентов. Для железа хорошим пассивирующим агентом служат ионы  $\text{OH}^{-1}$ . В результате электролиза на поверхности металла образуется тончайшая пленка слоя окиси, препятствующая дальнейшему окислению [5].

Известно, что при эксплуатации металлического нагруженного внутренним давлением трубопровода происходит нарушение наружного изоляционного антикоррозионного покрытия, срок службы которого значительно меньше срока службы трубопровода. В результате появляется подпленочная коррозия — потеря металла на поверхности трубопровода или стресс-коррозия (КРН) — растрескивание металла стенки трубопровода под напряжением. Это приводит к разрушению целостности подземных трубопроводов.

Очистка трубопровода от старой изоляции, подготовка его наружной поверхности заключается в последовательном нанесении на наружную поверхность трубопровода грунтовки и намотке с нахлестом комбинированного ленточного мастичного покрытия. Данный способ отличается тем, что для равномерного прилегания антикоррозионного слоя и устранения пустот в зоне сварных швов трубопровода используют предварительно армированный в заводских условиях мастичный слой, а в качестве оберточного слоя комбинированного ленточного мастичного покрытия — полимерную ленту с нанесенным на нее в зоне нахлеста упомянутым мастичным слоем, или термоусаживающуюся ленту с последующей после ее намотки термоусадкой при температуре 95-120 °С, при этом армирование мастичного слоя выполняют размещенной в его середине стеклосеткой или снаружи – полимерной лентой.

Обработка трубопровода происходит следующим образом: очистка трубопровода от старой изоляции, подготовка его наружной поверхности, последовательным нанесением на наружную поверхность трубопровода грунтовки и намотке с нахлестом комбинированного ленточного

мастичного покрытия, для равномерного прилегания антикоррозионного слоя и устранения пустот в зоне сварных швов трубопровода используют предварительно армированный в заводских условиях мастичный слой, а в качестве оберточного слоя комбинированного ленточного мастичного покрытия — полимерную ленту с нанесенным на нее в зоне нахлеста упомянутым мастичным слоем, или термоусаживающуюся ленту с последующей после ее намотки термоусадкой при температуре 95-120 °С, при этом армирование мастичного слоя выполняют размещенной в его середине стеклосеткой или снаружи — полимерной лентой.

Данный способ защиты от коррозии трубопровода в полевых условиях осуществляют следующим образом. После вскрытия трубопровода и очистки его от грунта и старой изоляции производят подготовку его наружной поверхности для последующего нанесения защитного покрытия. Предварительно армированный в заводских условиях мастичный слой размещенной в его середине стеклосеткой или с наружной стороны полимерной лентой из ПВХ, или полиэтилена, поставляется в рулонах к месту проведения работ. При этом нанесение комбинированного ленточного мастичного покрытия производится с нахлестом от 11 до 50% ширины ленты и с натягом для обеспечения герметичности покрытия. Величина нахлеста зависит от состава и вида грунта и определяет вид оберточного слоя. Поверх комбинированного армированного ленточного мастичного покрытия наносят обертку из полимерной ленты (ПВХ или полиэтилена) со слоем из вышеупомянутых термопластичных мастик для герметизации обертки в зоне нахлеста, или обертку из термоусаживающейся ленты с последующей ее термоусадкой при температуре 95-120 °С [6].

Рассматривая техническое состояние технологических трубопроводов можно отметить, что в ходе проведения диагностики более чем 1000 единиц отдельных трубопроводов, только каждый четвертый

трубопровод удовлетворял требованиям промышленной безопасности (период обследования составил последние пять лет) [7].

Основными требованиями, предъявляемыми к функционированию трубопроводных систем нефтегазового комплекса, являются безопасность, высокая надежность и эффективность эксплуатации. Обеспечение приведенных требований может быть достигнуто за счет повышения качества технической диагностики и управления мониторингом эксплуатации трубопроводной системы [8, 9].

При этом, несмотря на снижение аварийных ситуаций, связанных с коррозионным происхождением и дефектами геометрии труб, не снижаются аварийные ситуации, связанные с разрывами труб из-за действия высоких механических напряжений и выходом транспортируемых агентов, включая химически опасные среды, в окружающую среду, которые создают высокую опасность сохранности оборудования, сооружений линейной части трубопроводов, близлежащих объектов и окружающей природной среды. Необходимо отметить, что непосредственные утечки углеводородного сырья в окружающую среду приводят к усилению геоэкологических рисков, причем при существующей динамике «старения» трубопроводных систем, когда более 70-80% трубопроводных систем эксплуатируются более 20-25 лет за пределами нормативных сроков службы, проблема эффективной диагностики выдвигается на первый план ввиду необходимости разработки оптимальной стратегии их модернизации и реконструкции [10,11].

## **Выводы**

На основании изложенного, можно сформулировать следующие требования к обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов:

- снижение скорости коррозии, вызывающей образование дефектов в металле трубопровода, усталостное изменение состояния металла трубопровода при длительной эксплуатации;
- необходимость многофакторной оценки рисков возникновения аварийных ситуаций;
- необходимость разработки методики раннего распознавания предаварийных и аварийных ситуаций;
- необходимость разработки модели трубопроводных систем, учитывающей риски возникновения и анализа факторов внешнего и внутреннего воздействий, нарушающих устойчивость трубопроводных систем;
- необходимость разработки более эффективной системы мониторинга и диагностики рисков, позволяющей без остановки эксплуатации трубопроводных систем осуществлять оперативный контроль и раннее распознавание предаварийных ситуаций в режиме «On-Line».

### **Список используемых источников**

- 1 Камалетдинов Р. С. Обзор существующих методов борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования // Инженерная практика: производственно-технический нефтегазовый журнал. 2010. №6. С. 16-24. URL: [http://glavteh.ru/files/InPraktika\\_6\\_2010-3\\_Kamaletdinvo.pdf](http://glavteh.ru/files/InPraktika_6_2010-3_Kamaletdinvo.pdf)
- 2 Лазарев А. Б. Основные методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования и критерии их применимости // Инженерная практика: производственно-технический нефтегазовый журнал. 2011. №8 С. 14-20. URL: <http://glavteh.ru/files/IP8-Lazarev-2.pdf>
- 3 Способ защиты трубопроводов от коррозии / Ф. С. Гарифуллин, А. А. Калимуллин, Р. Ф. Шилькова: пат. 2158786 РФ; опубл. 10.11.00, Бюл. изобр. 2000 № 23.



4 Способ защиты трубопроводов от коррозии / Н. Д. Цхадая, А. С. Кузьбожев, Р. В. Агинеи, Ю. В. Александров, И. Н. Андронов: пат. 2355939 РФ; опубл. 20.05.09, БИ. 2009. № 14.

5 Устройство защиты промысловых нефтепроводов от внутренней коррозии / А. И. Подъяпольский, А. Р. Эпштейн, Д. С. Худяков, А. А. Самородов, В. В. Болотов, Ю. Г. Паламарчук: пат. 2339868 РФ; опубл. 27.11.08, БИ. 2008. № 33.

6 Способ восстановления коррозионной защиты трубопровода / В. Н. Коваль: пат. 2265151 РФ; опубл. 27.11.05, БИ. 2005. № 33.

7 Шайбаков Р. А. Разработка метода оценки влияния пожара пролива на технологические трубопроводы: дис. ... канд. наук. Уфа: УГНТУ, 2009. 109 с.

8 Шайбаков Р. А., Абдрахманов Н. Х., Байбурин Р. А. Роль анализа причин аварий на объектах нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств в оценке уровня риска // Нефтегазовое дело. 2008. Т. 6, №1. С. 189-190.

9 Расследование аварийных ситуаций: новые методы и подходы / Р. А. Шайбаков, Н. Х. Абдрахманов, И. Р. Кузеев, А. С. Симарчук // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2008. № 3. С. 110-121.

10 Влияние опасных факторов, возникающих при пожаре пролива и его тушения на напряженно-деформированное состояние трубопровода / Р. А. Шайбаков, Н. Х. Абдрахманов, И. Р. Кузеев, А. С. Симарчук, Р. А. Байбурин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2008. № 4. С. 77-82.

11 Абдрахманов Н. Х. Научно-методические основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов нефтегазового комплекса на основе управления системными рисками: дис. ... д-ра техн. наук. Уфа, ИПТЭР. 2014. 268 с.

## References

- 1 Kamaletdinov R.S. Obzor sushhestvujushhih metodov bor'by s korroziej neftepromyslovogo oborudovanija // Inzhenernaja praktika: proizvodstvenno-tehnicheskij neftegazovyj zhurnal. 2010. №6. S. 16-24. URL: [http://glavteh.ru/files/InPraktika\\_6\\_2010-3\\_Kamaletdinvo.pdf](http://glavteh.ru/files/InPraktika_6_2010-3_Kamaletdinvo.pdf). [in Russian].
- 2 Lazarev A.B. Osnovnye metody bor'by s korroziej neftepromyslovogo oborudovanija i kriterii ih primenimosti // Inzhenernaja praktika: proizvodstvenno-tehnicheskij neftegazovyj zhurnal. 2011. №8 S. 14-20. URL: <http://glavteh.ru/files/IP8-Lazarev-2.pdf>. [in Russian].
- 3 Sposob zashhity truboprovodov ot korrozii / F.S. Garifullin, A.A. Kalimullin, R.F. Shil'kova: pat. 2158786 RF; opubl. 10.11.00 // BI. 2000 № 23. [in Russian].
- 4 Sposob zashhity truboprovodov ot korrozii / N.D. Chadaja, A.S. Kuz'bozhev, 09 // BI. 2009. № 14. [in Russian].
- 5 Ustrojstvo R.V. Aginej, Ju.V. Aleksandrov, I.N. Andronov: pat. 2355939 RF; opubl. 20.05. zashhity promyslovyh nefteprovodov ot vnutrennej korrozii / A.I. Pod'japol'skij, A.R. Jepshtejn, D.S. Hudjakov, A.A. Samorodov, V.V. Bolotov, Ju.G. Palamarchuk: pat. 2339868 RF; opubl. 27.11.08 // BI. 2008. № 33. [in Russian].
- 6 Sposob vosstanovlenija korrozionnoj zashhity truboprovoda / V.N. Koval': pat. 2265151 RF; opubl. 27.11.05 // BI. 2005. № 33. [in Russian].
- 7 Shajbakov R.A. Razrabotka metoda ocenki vlijanija pozhara proliva na tehnologicheskie truboprovody: dis. ... kand. nauk. Ufa, UGNTU, 2009. 109 s. [in Russian].
- 8 Shajbakov R.A., Abdrahmanov N.H., Bajburin R.A. Rol' analiza, prichin avarij na ob'ektah neftehimicheskikh i neftepererabatyvajushhih proizvodstv v ocenke urovnja riska // Neftegazovoe delo. 2008. Tom 6, №1. S. 189-190. [in Russian].

9 Rassledovanie avarijnyh situacij: novye metody i podhody / R.A. Shajbakov, N.H. Abdrahmanov, I.R. Kuzeev, A.S. Simarchuk // Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov. 2008. № 3. S. 110-121. [in Russian].

10 Vlijanie opasnyh faktorov, vznikajushhih pri pozhare proliva i ego tushenija na naprjazhenno-deformirovannoe sostojanie truboprovoda / R.A. Shajbakov, N.H. Abdrahmanov, I.R. Kuzeev, A.S. Simarchuk, R.A. Bajburin // Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov. 2008. № 4. S. 77-82. [in Russian].

11 Abdrahmanov N.H Nauchno-metodicheskie osnovy obespechenija bezopasnoj jekspluatacii opasnyh proizvodstvennyh ob'ektov neftegazovogo kompleksa na osnove upravlenija sistemnymi riskami: diss. ... d-ra nauk. Ufa, IPTJeR. 2014. 268 s. [in Russian].

### **Сведения об авторах**

#### **About the authors**

Абдрахманов Н. Х., д-р техн. наук, профессор кафедры «Промышленная безопасность и охрана труда» ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

N. Kh. Abdrakhmanov, Doktor of Engineering Sciences, Professor of the Chair “Industrial Safety and Labor Protection” FSBEI HE USPTU, Ufa, the Russian Federation

e-mail: anailx@mail.ru

Турдыматов А. А., магистрант, гр. МБП-15 кафедры «Промышленная безопасность и охрана труда» ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

A. A. Turdymatov, Master Student, MBP-15 Group of the Chair “Industrial Safety and Labor Protection” FSBEI HE USPTU, Ufa, the Russian Federation

Абдрахманова К. Н., студент, гр. БМР-12-01 кафедры «Технологические машины и оборудование» ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Abdrakhmanova K. N., Student, BIS-12-01 Group of the Chair “Technological Machinery and Equipment” FSBEI HE USPTU, Ufa, the Russian Federation

Ворохобко В. В., студент, гр. БМР-12-01 кафедры «Технологические машины и оборудование» ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Vorohobko V. V., Student, BIS-12-01 Group of the Chair “Technological Machinery and Equipment” FSBEI HE USPTU, Ufa, the Russian Federation