

НЕФТЕ ПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОСТИЖЕНИЯ
И ПЕРЕДОВОЙ ОПЫТ

2012

Москва

6

ISSN 0233-5727



www.npnh.ru



Инжиниринговая компания

ООО «ГК «ЛЕННИИХИММАШ»

УДК 621.646.4:620.197:62-278

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАЩИТЫ ПРУЖИННЫХ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ ОТ КОРРОЗИИ В УСЛОВИЯХ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ



Бессонный Анатолий Николаевич,

кандидат технических наук, президент ООО «ГК «ЛЕННИИХИММАШ» (г. Санкт-Петербург). Окончил Ленинградский технологический институт холодильной промышленности по специальности «Холодильные и компрессорные машины и установки». В компании «ЛЕННИИХИММАШ» с 1986 г. прошёл путь от начальника отдела низкотемпературного газоразделения до генерального директора, с 2006 г. занимает должность президента компании. Анатолий Николаевич — лауреат премии ОАО «ГАЗПРОМ» в области науки и техники, академик Международной академии холода. Имеет более 100 опубликованных научных трудов, 12 авторских свидетельств и 12 патентов РФ на изобретения. За плодотворную деятельность награждён Грамотой Минэкономки РФ, медалью «В память 300-летия Санкт-Петербурга», грамотой губернатора г. Санкт-Петербурга



Бессонный Евгений Анатольевич,

кандидат технических наук, генеральный директор ООО «ГК «ЛЕННИИХИММАШ» (г. Санкт-Петербург). Работал в научно-техническом центре нефтегазового оборудования и установок компании «ЛЕННИИХИММАШ», выполнял ряд инженерных проектов, включая разработку уникального оборудования для заводов «Бисфенол-А» и «Поликарбонаты» для ОАО «Казаньоргсинтез», установки по получению пропан-бутановой смеси производительностью 3 млрд м³ в год для ОАО «Сургутнефтегаз». Реализовал ряд инновационных решений при проектировании и строительстве газоперерабатывающего завода мощностью 3 млрд м³ газа в год и двух установок по переработке попутного нефтяного газа мощностью 2 млрд м³ газа в год каждая для ОАО «СИБУРТЮМЕНЬГАЗ». Руководил работами по развитию новых направлений: созданию производства получения поликристаллического кремния для компании «Нитол» в ООО «Усье-Сибирский Силикон», производству высокоэффективных сепарационных устройств, высококачественных мембранных предохранительных устройств. Имеет более 16 научных трудов и 4 патента РФ на изобретения. За плодотворную работу награжден медалью «В память 300-летия Санкт-Петербурга»



Маликов Сергей Олегович, заведующий лабораторией МПУ и СИ отдела оборудования ООО «ГК «ЛЕННИИХИММАШ». Окончил Балтийский Государственный Технический Университет (бывший «Военмех») по специальности менеджмент. Окончил аспирантуру на кафедре технологии металлов и металловедения Санкт-Петербургского Государственного университета низкотемпературных и пищевых технологий, готовится к защите кандидатской диссертации. Автор более десяти научных статей в области металловедения и промышленной безопасности криогенного оборудования. Является одним из разработчиков ИПКМ-2005. Специализируется на разработке новых мембранных предохранительных устройств и замещения мембран импортного производства



Козаченко Александр Владимирович, научный сотрудник лаборатории МПУ и СИ отдела оборудования ООО «ГК «ЛЕННИИХИММАШ». Окончил Ленинградский технологический институт им. «Ленсовет» по специальности инженер-механик. Окончил очную аспирантуру на кафедре технологии металлов и металловедения Санкт-Петербургского Государственного университета низкотемпературных и пищевых технологий и защитил кандидатскую диссертацию. Автор более двадцати научных статей в области металловедения и промышленной безопасности криогенного оборудования. Специализируется на разработке новых мембранных предохранительных устройств и замещения мембран импортного производства



Соколов Владимир Леонидович, кандидат химических наук, главный механик ООО «КИНЕФ». На заводе трудится с 1983 г. и прошёл путь от инженера отдела технического надзора до главного механика. Автор более 10 научных статей в области нефтехимии и нефтепереработки. За высокие достижения в труде удостоен звания «Почётный нефтехимик» и «Почётный работник топливно-энергетического комплекса»

Опыт эксплуатации пружинных предохранительных клапанов (ППК) в составе систем защиты технологических аппаратов и трубопроводов установок переработки нефти и газа от несанкционированного роста давления убедительно свидетельствует об определяющем влиянии состава перерабатываемой среды на ресурс и надёжность функционирования этого оборудования.

Коррозионный износ основных элементов (пружина, седло клапана) в углеводородной среде, содержащей сероводород и другие коррозионноактивные элементы, приводит к охрупчиванию, возможности закоксовывания, повышению уровня негерметичности вследствие коррозии уплотняющих элементов клапана. Таков далеко не полный перечень последствий длительного контакта рабочей среды с проточной частью ППК. Кроме того, по данным арматурных участков предприятий отрасли, в отдельных случаях возможно повышение давления срабатывания клапана до недопустимых значений.

Единственной, получившей по-настоящему широкое распространение в отечественной практике

мерой борьбы с этими негативными последствиями взаимодействия рабочего вещества с конструкционными материалами ППК, является жёсткое ограничение межремонтного пробега клапана до очередной ревизии и перенастройки. При этом в общероссийских нормативно-технических документах явно прослеживается тенденция к сокращению и без того незначительных по продолжительности допустимых непрерывных кампаний эксплуатации ППК, сводящая срок эксплуатации до величины шести и менее месяцев. Одним из путей решения данной проблемы является установка мембранных предохранительных устройств МПУ (рис. 1).

Более восьми лет назад между ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез» (ООО «КИНЕФ») в составе ОАО «Сургутнефтегаз», которое обеспечивает продуктами нефтепереработки Северо-Западный регион Российской Федерации, и ООО «ГК «ЛЕННИИХИММАШ» была намечена и все эти годы успешно реализовывалась программа совместных работ, направленных на создание МПУ длительного срока службы с назначенным ресурсом работы не менее трёх лет.



Рис. 1 Предохранительная мембрана (до и после срабатывания)

Основными направлениями программы являлись:

- опробование головных образцов МПУ при работе в составе систем защиты установки товарно-сырьевых баз и установки ГФУ (рис. 2);
- разработка, изготовление и установка мембранных предохранительных устройств перед штатными предохранительными клапанами на установках ООО «КИНЕФ»: ЭЛОУ-АТ-1, ЭЛОУ-АТ-6, ЭЛОУ-АВТ-2, ЭЛОУ-АВТ-6, ЭЛОУ-2, Битумная 19/6, Битумная 19/10, Л-35-11/300, Л-35-11/600, ЛЧ-35-11/1000, Л-24/6, ЛГ-24/7, ЛЧ-24/9, ЛГ-35-8/300Б, ЛЧ-35-11/600, Ортопароксилоты, Суммарные ксилоты, ГФУ, ТСБ СУГ, Парекс-1, Парекс-2.

Основной объём научно-исследовательской работы был выполнен по оценке коррозионной стойкости образцов из стали 09Г2С без покрытия,

а также мембран из стали 12Х18Н10Т с покрытием нитридом титана и без покрытия, в средах — имитатора рабочей среды установки ГФУ. В лабораторных условиях были проведены ускоренные коррозионные испытания. Образцы из стали 09Г2С использовались для оценки коррозионной активности среды. Модельной средой двухфазного конденсата типа вода-углеводород в экспериментах использовалась смесь вода-гептан. Содержание H_2S в свободном объёме эксикатора поддерживалось на уровне 2,5 и 5%. Применение гептана (точка кипения $T = 98,43^{\circ}C$) обеспечивало возможность проведения испытаний при атмосферном давлении. Было установлено, что в самых жёстких условиях, когда общая скорость коррозии стали 09Г2С достигает величины 2,5 мм/год, образцы из стали 12Х18Н10Т с покрытием нитридом титана полностью сохраняют первоначальный цвет и не имеют следов коррозионных разрушений, а на образцах из стали 12Х18Н10Т без покрытия произошло образование единичных питтингов глубиной от 15 до 40 мкм. Выполненные на основе этих результатов расчётные оценки свидетельствуют о том, что мембраны из стали 12Х18Н10Т с покрытием нитридом титана могут обеспечить срок службы до трёх и более лет. Полученные результаты послужили основанием для перехода к стадии промышленных испытаний мембранных предохранительных устройств с мембранами с антикоррозионным покрытием в процессе эксплуатации установки ГФУ.

В рамках программы совместных работ ООО «ГК «ЛЕННИИХИММАШ» и ООО «КИНЕФ» были изготовлены образцы МПУ с мембранами из нержавеющей стали 12Х18Н10Т с несковзным ослаблением и покрытием нитридом титана толщиной более 5 мкм.



Рис. 2 Газофракционирующая установка (ГФУ) в ООО

Всего 48 образцов с условным проходом 80 мм и номинальным давлением срабатывания 17,5 кгс/см² при рабочей температуре были установлены перед штатными предохранительными клапанами на ёмкостях сырьевого парка установки ГФУ (состав среды в равновесном состоянии после связывания сероводорода: 0,22% меркаптана; 14% NaOH; 2-4% Na₂S, NaHS в водном растворе, сжиженный углеводородный газ — пропан, бутан или пентан).

После двух лет эксплуатации все МПУ с мембранами из стали 12X18Н10Т с покрытием нитридом титана были демонтированы, а рабочие элементы мембран подвергнуты тщательному анализу.

На всех мембранах не было выявлено коррозионного воздействия рабочей среды на покрытие нитридом титана, присутствовали только соляные отложения (рис. 3). Отсутствие коррозионных повреждений свидетельствует о достаточной стойкости покрытия. Таким образом, покрытие нитридом титана может быть использовано для защиты материала мембран, применяемых на газофракционирующих установках предприятий отрасли для обеспечения срока службы от трёх и более лет.

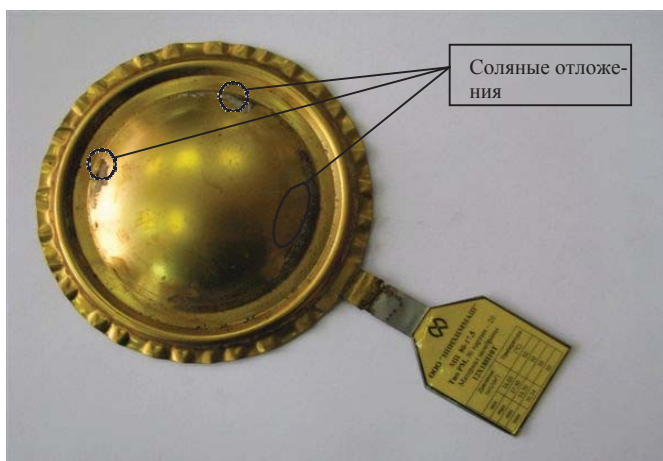


Рис. 3. Мембрана после двухлетнего пробега на сырьевом парке установки ГФУ



Рис. 4. МПУ перед ППК

Требования существующей в настоящее время нормативной технической документации [1,2] позволяют для реализации указанного срока устанавливать МПУ перед ППК (рис. 4), что, на первый взгляд, вполне достаточно. Однако практика на примере эксплуатации установки ГФУ в ООО «КИНЕФ» показала, что это не всегда так. За период трёхлетнего пробега у некоторых ППК установки ГФУ были обнаружены значительные отложения (в основном на пружинах и седлах), содержащие, в том числе, и сероводород. Наличие отложений в клапане приводит, с одной стороны, к существенному сокращению срока службы, с другой стороны, к залипанию золотника, «зкоксовыванию» и др. Данный факт можно объяснить близостью факельной линии к установкам первичной переработки нефти. Очевидный путь решения — установка мембраны за ППК (дополнительной мембраны) для защиты ППК со стороны факельной линии [3]. В тех случаях, когда ППК были защищены мембранами с двух сторон, их состояние при последующей ревизии не требовало ремонта. Таким образом, устанавливаемая после ППК дополнительная мембрана защищает детали клапана от вредного воздействия коррозионно-активной среды факельной линии и исключает влияние колебаний давления сбросной системы.



Рис. 5. Стендовое оборудование

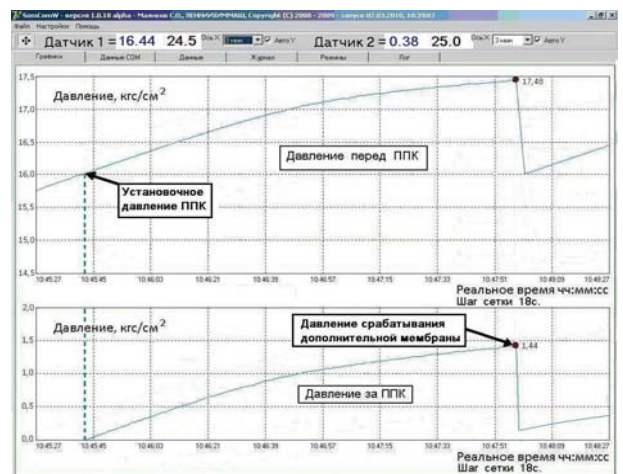
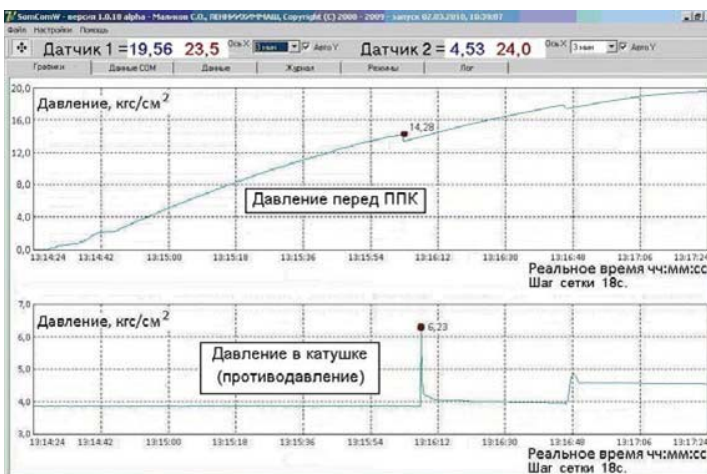


Рис.6 Графики изменения давления
 а — полноподъёмный клапан 2,6 кгс/см²; б — полноподъёмный клапан 14 кгс/см²; в — «шипящий» клапан

Для определения влияния дополнительных мембран, устанавливаемых после ППК, на безопасную эксплуатацию оборудования был проведён эксперимент на испытательном стенде (рис. 5). Для эксперимента использовались два полноподъёмных пружинных клапана Ду50, настроенных соответственно на 2,6 и 14 кгс/см², и чешский «шипящий» клапан на 16 кгс/см². Очевидно, что мембрана, установленная за ППК, может повлиять на работу клапана в случае, когда мембрана, установленная перед ППК, потеряет свою герметичность, а мембрана за ППК останется герметичной. На испытательный стенд поочередно устанавливались клапаны Ду50, на выходном фланце которых монтировалась катушка с манометром. Конструкция катушки позволяла устанавливать две дополнительные мембраны. Первая мембрана устанавливалась непосредственно за ППК, перед катушкой, вторая — за катушкой, что соответствовало увеличению объёма пространства за ППК на 0,003 м³. Давление перед ППК и в корпусе ППК фиксировались дат-

который подавался через капилляр диаметром 1 мм. Для эксперимента были изготовлены дополнительные мембраны с давлением срабатывания от 1,0 до 1,5 кгс/см² и герметичная заглушка.

В результате эксперимента для полноподъёмного ППК с установочным давлением 2,6 кгс/см² было установлено следующее:

- при установленной за ППК герметичной заглушке, при нарастании давления перед ППК, каждое следующее срабатывание клапана происходило при большем давлении, из чего следует требование о срабатывании дополнительной мембраны за одно срабатывание ППК (рис. 6а);
- срабатывание клапана не всегда приводило к срабатыванию дополнительной мембраны. При плавной последовательной настройке установочного давления ППК до 3 кгс/см² и более, он показал надёжное срабатывание дополнительной мембраны при давлении настройки 3 кгс/см² и более;

• срабатывание клапана вызывало надёжное срабатывание мембраны, установленной во фланцевом соединении ППК и катушки с установочным давлением клапана 3 кгс/см² за одно срабатывание ППК. Мембрана, установленная за ППК во фланцевое соединение катушки и отводящего трубопровода, не срабатывала за одно срабатывание ППК.

На установках по переработке нефти встречаются случаи, когда давление в сбросном трубопроводе достаточно велико. Для проверки работоспособности полноподъёмного клапана с установленной дополнительной мембраной за ППК на испытательном стенде были имитированы рабочие условия электродегидраторов с давлением в сбросном трубопроводе до 4,0 кгс/см². Во фланцевое соединение за ППК установили дополнительную мембрану с пределами срабатывания от 5,0 до 5,5 кгс/см², вместо манометра к катушке присоединили датчик давления, установили заглушку и через отборное устройство подали давление в катушку, равное 4 кгс/см². Установочное давление клапана соответственно условиям эксплуатации настроили на 14,0 кгс/см². Как видно из графика (рис. 6б), при достижении установочного давления сработал ППК. Мембрана, установленная за ППК, сработала за одно срабатывание ППК, что доказывает работоспособность системы.

Таким образом, можно сделать вывод, что в технологической системе необходимо обеспечить такие условия, чтобы давление срабатывания ППК приводило к гарантированному срабатыванию дополнительной мембраны. Для этого необходимо устанавливать дополнительную мембрану максимально близко к ППК.

Клапаны прямого действия без регулировочных втулок, так называемые «шипящие» или дросселирующие, при эксперименте по вышеописанной методике дают следующую картину (рис. 6в).

Как видно из рис. 6в, до срабатывания дополнительной мембраны давление за ППК нарастает эквидистантно давлению перед ППК, и их разница соответствует установочному давлению клапана.

Для таких клапанов необходимо обеспечить следующее условие:

$$P_{\text{расч.}} \geq P_{\text{уст.}} + P_{\text{пр.}} + P_{\text{мембр.}}$$

где $P_{\text{расч.}}$ — расчётное давление защищаемого аппарата;

$P_{\text{уст.}}$ — установочное давление клапана;

$P_{\text{пр.}}$ — противодействие факельной линии;

$P_{\text{мембр.}}$ — максимальное давление срабатывания дополнительной мембраны.

ППК не являются абсолютно герметичными. Пропуск газа через затвор ППК в условиях эксплуатации в зависимости от класса герметичности и условного диаметра регламентируется от 2 до 40 см³/мин по ГОСТу [4], и при достижении давления за ППК, равного давлению срабатывания дополнительной мембраны, произойдёт её срабатывание. Из этого следует, что установка дополнительной мембраны за ППК целесо-

образна только при наличии установленной мембраны перед ППК для исключения ложных срабатываний дополнительной мембраны из-за негерметичности ППК.

На срок службы мембраны влияет не только коррозионная активность среды, но степень напряжённого состояния материала мембраны. Срок службы разрывной мембраны рассчитывается в соответствии с руководящими техническими материалами [5]:

$$\tau = \frac{(1-\eta)^2}{2\left(\frac{c}{\Delta_0} + \alpha\right)} \cdot \left[1 - 0,85 \cdot \left(\frac{t-20}{t_m-20}\right)\right],$$

где η — отношение рабочего давления в аппарате к давлению срабатывания мембраны;

c — скорость коррозии материала мембраны в данной среде при температуре 20°C, мм/год;

Δ_0 — толщина проката, из которого изготовлена мембрана, мм;

α — показатель ползучести материала мембраны, 1/год;

t — температура среды в месте установки мембраны, °C;

t_m — предельно допустимая температура для мембран из данного материала, °C.

На основании проведённых исследований, накопленного опыта и полученных положительных результатов эксплуатации МПУ для защиты 1400 ППК на установках ООО «КИНЕФ» были поставлены и установлены более 8000 мембран для установки в МПУ перед ППК, а также более 2000 дополнительных мембран для защиты ППК со стороны факельных линий.

При участии «ГК «ЛЕННИИХИММАШ» под эгидой Совета главных механиков предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России была разработана инструкция ИПКМ-2005 «Порядок эксплуатации и ремонта пружинных предохранительных клапанов, мембранных предохранительных устройств нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий Минпромэнерго России», согласованная с Ростехнадзором [2]. Инструкция выпущена взамен устаревшего руководящего документа РУПК-78 «Руководящие указания по эксплуатации, ревизии и ремонту пружинных предохранительных клапанов». В соответствии с данной инструкцией установка МПУ перед ППК (см. рис. 4) позволяет увеличить сроки периодической ревизии ППК и является одним из компенсирующих мероприятий для увеличения межремонтного пробега установок до 48 мес.

Вместе с тем п. 5.2. ГОСТ 12.2.085-2002 [6] предписывает проводить проверку клапанов периодически в сроки, установленные технологическим регламентом, но не реже одного раза в 6 мес. при условии исключения возможности примерзания, прикипания, полимеризации или забивания клапана рабочей средой. Проектные организации при проектировании новых установок основываются на этом нормативном документе и ограничивают межремонтный пробег до

6 мес., обеспечивая непрерывный режим работы за счёт применения переключающих устройств. Переключающие устройства конструктивно сложны, адаптированы для работы на чистых средах и требуют значительной технологической оснащённости ремонтных служб предприятия. Применение МПУ позволяет защитить ППК и переключающие устройства от вредного воздействия коррозионно-активных сред и тем самым продлить межремонтный пробег установок, что делает актуальным внесение соответствующих изменений в ГОСТ 12.2.085-2002 Межгосударственный стандарт «Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности» [6] в части назначения периодов поверки ППК при условии применения МПУ для защиты предохранительной арматуры и ППК.

На основе накопленного опыта в настоящее время ГК «ЛЕННИИХИММАШ» с использованием современных технологий (лазерная насечка локальных ослаблений тела мембраны, сверхточная прошивка сквозных отверстий и т.д.) освоено производство мембран с защитным антикоррозионным покрытием на следующие технологические параметры [7]:

- диаметр проходного сечения от 8 до 600 мм;
- давление срабатывания от 0,05 до 40 МПа;
- точность срабатывания до $\pm 5\%$ для МПУ, до $\pm 2\%$ для МПУ с разрывным стержнем.

МПУ и мембраны, изготавливаемые ГК «ЛЕННИИХИММАШ», эксплуатируются не только на взрывопожароопасных и химически опасных предприятиях химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности, а также на объектах тепловой и атомной энергетики на основании лицензии на право конструирования оборудования для ядерных установок [8] и лицензии на право изготовления оборудования для ядерных установок [9]. Одними из последних успешно реализованных заказов для атомных станций является поставка оборудования, изготовленного по 3 классу безопасности:

- на Калининскую АЭС — МПУ с разрывным стержнем для защиты сепаратора-пароперегревателя СПП-1000 от превышения давления;
- на Кольскую АЭС — МПУ для использования в защите подколпачного пространства.

Для повышения производительности и эффективности работ применяется станковое оборудование (см. рис. 5), оснащённое гидравликой. Производство заготовок мембран осуществляется на современном высокопроизводительном лазерном комплексе (рис. 7, 8), позволяющем производить резку, маркировку и несквозное ослабление заданной глубины в координатах X, Y, Z.

Благодаря совместным усилиям института и производства значительно усовершенствована и успешно функционирует научно-техническая база, позволяющая решать задачи защиты ППК от негативных последствий взаимодействия с перерабатываемой средой. Создан и опробован, в главном, механизм по



Рис. 8 нанесение лазером локального ослабления мембраны

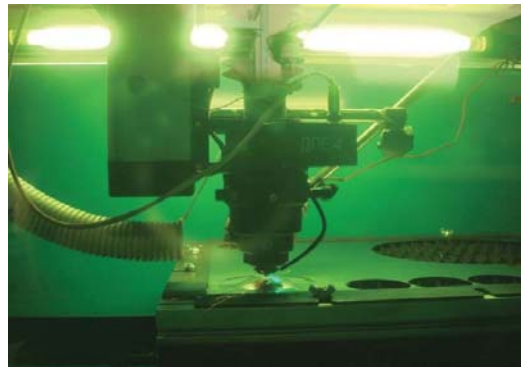


Рис. 8. Нанесение лазером локального ослабления мембраны

продлению межремонтного пробега оборудования, и начата работа по приведению в соответствие нормативной технической документации.

Литература

1. ПБ 03-583-03. Правила разработки, изготовления и применения мембранных предохранительных устройств.
2. ИПКМ-2005. Порядок эксплуатации и ремонта пружинных предохранительных клапанов, мембранных предохранительных устройств нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий Минпромэнерго России.
3. Ольховский Н.Е. Предохранительные мембраны. — М.: Химия, 1976. — 149 с.
4. ГОСТ 31294-2005. Клапаны предохранительные прямого действия. Общие технические условия (взамен ГОСТ 9789-75 Клапаны предохранительные пружинные полноподъёмные фланцевые стальные на Ру около 1,6 и 4,0 МПа (16 и 40 кгс/см²). Технические условия).
5. РТМ-6-28-009-90. Руководящие технические материалы. Устройства предохранительные с разрушающейся мембраной.
6. ГОСТ 12.2.085-2002. Межгосударственный стандарт «Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности».
7. Мембранные предохранительные устройства. Технические условия ТУ 3615-006-79703874-2009.
8. Лицензия № СЕ-11-101-2669 от 01.07.2010 г. на право конструирования оборудования для ядерных установок.
9. Лицензия № СЕ-12-101-2745 от 14 сентября 2010 г. на право выполнения работ по изготовлению оборудования для ядерных установок.