

Тулина О.И.

студент

Научный руководитель: Яговкин Н.Г.

Тольяттинский государственный университет

**АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ
РАЗГЕРМЕТИЗАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ**

Аннотация: подчеркнута важность проблемы обеспечения непроницаемости нефтегазовых трубопроводов. Были разработаны и успешно проверены в промышленной эксплуатации высокоэффективные методы и технологии выявления мест втягивания воздуха в оборудование, функционирующее под давлением. Они включают в себя постоянный мониторинг систем транспортировки газа и нефти и прилегающего к ним вспомогательного оборудования.

Ключевые слова: аварийные ситуации, разгерметизация оборудования, поражающие факторы, сценарии развития.

Tulina O.I.

Student

Scientific supervisor: Yagovkin N.G.

Tolyatti State University

**ANALYSIS AND DEVELOPMENT OF METHODS FOR PREVENTING
EQUIPMENT DEPRESSURIZATION**

Abstract: the importance of the problem of ensuring the impermeability of oil and gas pipelines is emphasized. Highly efficient methods and technologies for detecting places where air is drawn into equipment operating under pressure have been developed and successfully tested in industrial operation. They include continuous monitoring of gas and oil transportation systems and their associated auxiliary equipment.

Keywords: emergency situations, equipment depressurization, damaging factors, development scenarios

Процессы подготовки и транспортировки нефти и попутного нефтяного газа могут представлять опасность в случае взрывов и пожаров.

Разгерметизация оборудования и трубопроводов может привести к выбросу легковоспламеняющихся жидкостей и воспламеняющихся газов в производственные помещения и на территорию промышленного объекта, что в конечном итоге может привести к возгоранию или взрыву.

Причины возникновения аварий можно условно разделить на три категории: поломки технологического оборудования, трубопроводов и арматуры, а также сбои в системах противоаварийной защиты объекта; ошибки, задержки и бездействие персонала в нормальных и чрезвычайных ситуациях, а также незаконные действия персонала; воздействие внешних факторов, как естественного, так и техногенного происхождения.

Причины, связанные с разрушением оборудования и трубопроводов, а также с отказами систем противоаварийной защиты объекта, включают в себя: нарушение прочности оборудования и трубопроводов; механические повреждения оборудования и трубопроводов; типовые процессы; неправильные действия персонала при отключении энергоресурсов [1].

Потеря герметичности оборудования приводит к чрезвычайному процессу, в ходе которого опасные вещества (например, нефть, попутный нефтегаз и другие) вовлекаются в процессы, не предусмотренные технологическими инструкциями.

Эти процессы могут быть как физическими – неуправляемым выбросом опасных веществ и загрязнением окружающей среды, так и физико-химическими – взрывами, пожарами, а также образованием поражающих факторов в результате разливов и взрывов топливно-воздушных смесей.

Это представляет угрозу для материальных ценностей, персонала, населения и окружающей среды.

Потеря герметичности может быть вызвана нарушениями в технологическом процессе, которые связаны с отказом систем регулирования

и защиты, ошибками операторов, коррозией, механическим износом или повреждениями оборудования и трубопроводов.

Для снижения риска потери герметичности необходимо соблюдать следующие меры предосторожности [2]:

- следовать технологическим стандартам;
- регулярно проверять состояние систем автоматизации, сигнализации и аварийной защиты;
- контролировать состояние оборудования, трубопроводов, изоляции и герметичности соединений;
- обеспечить наличие табличек на аппаратах под давлением с данными о регистрационном номере, рабочем давлении и дате последней проверки;
- установить предохранительные клапаны и манометры на оборудовании;
- обеспечить наличие необходимой информации о клапанах и проверках на пульту управления;
- убедиться, что манометры имеют клеймо с датой поверки и опломбированы, а поверка проводится не реже одного раза в год, а устаревшие манометры не используются.

Основные опасности, связанные с применяемым оборудованием на установке, включают в себя следующее:

- повышенные температуры в аппаратах, трубах и арматуре, а также работа с водяным паром и горячим конденсатом, что может привести к ожогам у персонала;
- использование движущихся и вращающихся деталей в насосах, системах охлаждения и других механизмах, что представляет риск получения травм для работников;
- наличие множества электрического оборудования (электродвигатели насосов, вентиляторы систем охлаждения), что увеличивает возможность поражения электрическим током при отсутствии заземления или изоляции.

Для предотвращения причин разлива нефти на магистральных нефтепроводах, предусмотрены следующие технические меры с установкой соответствующего оборудования, контрольных приборов и автоматизации управления технологическими процессами, а также сигнализации его происхождения обслуживающему персоналу:

- нанесение антикоррозионного покрытия наружных поверхностей трубопроводов для снижения вероятности разгерметизации за счет коррозии;
- проведение технического обследования, диагностики и испытаний в соответствии с соответствующими требованиями;
- регулярное техническое обслуживание, ремонт и восстановление магистральных нефтепроводов;
- применение методов сварки или фланцев для соединения трубопровода и запорно-регулирующей арматуры. Фланцевые прокладки изготавливаются из негорючих материалов для обеспечения герметичности.

Для обеспечения надежности работы магистральных нефтепроводов применяется система катодной защиты, а также проводится техническая диагностика трубопроводов. Для диагностики состояния магистральных трубопроводов наиболее эффективным методом является использование внутритрубных диагностических снарядов.

Одним из основных требований для эффективной диагностики линейной части является подготовка каждого участка МНП к диагностике с оборудованием камерами для очистки и диагностики.

Камера для перегрузки и приема используется для ввода СОД в трубопровод и старта его движения, а также для остановки СОД в конце проверяемого участка и его извлечения.

Состав камеры для перегрузки и приема включает в себя корпус, заслонку для открытия или закрытия камеры, арматуру и трубопроводы для технологической обвязки, а также другие комплектующие узлы, манометры, вакуумные насосы, сигнализаторы прохождения СОД.

Корпус камеры состоит из расширенной части с заслонкой и трубы номинального диаметра, соединенных коническим переходником, и подключенных через выходную задвижку к основному нефтепроводу.

Внутри трубного профилемера ПРН, внешний вид которого показан на рисунке 1, используется как средство диагностики, состоящее из двух секций - стальных герметичных корпусов, соединенных между собой карданным соединением.

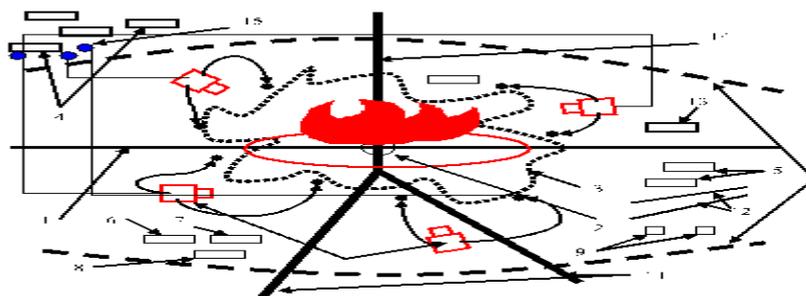
В передней и задней частях первой секции установлены втулки, предназначенные для центрирования и движения прибора в трубопроводе.

Коническая втулка, установленная на передней секции, предотвращает застревание прибора в трубопроводах с тройным ответвлением – «тройниках», не оборудованных защитными сетками.

В носовой части первой секции установлен бампер, под которым находится антенна приемопередатчика в защитном чехле, а на задней части, на пружинных рычагах, размещены одометрические колеса для измерения пройденного расстояния.

Колеса паука прижимаются к внутренней поверхности трубы и при движении профилемера перекатываются через препятствия, встречающиеся на их пути, перемещая конец рычага, на котором они установлены. Это движение через рычаги передается на качающийся диск, к центру которого через шарниры и рычаг подключен датчик потенциометра.

Перемещение датчика потенциометра вызывает изменение сигнала, который затем преобразуется в цифровой формат и записывается в память профилемера.



1, 5 - передний и задний бамперы, 2 - коническая манжета; 3 - одометры; 4 - блок потенциометров; 6 - спайдер; 7 - карданный узел с измерителем поворота; 8 - манжеты; 9 - маркерный приемопередатчик

Рисунок 1 - Внутритрубный профилемер ПРН 16

На механизме с шарнирным соединением установлена система измерения угла поворота. Она состоит из неподвижного элемента на передней части и подпружиненного щупа на второй части, который контактирует с ним и связан с потенциометром. При вращении секций относительно друг друга неподвижный элемент сдвигает щуп пропорционально углу поворота благодаря своему профилю, а потенциометр преобразует это движение в электрический сигнал.

Таким образом, в запоминающем устройстве происходит одновременная регистрация и хранение данных о угле поворота, сигналах одометра и маркерных передатчиках [3].

Использованные источники:

1. Мелехина О.В., Ворошилова Ю.Б. Повышение пожаробезопасности на АЗС. В сборнике: Актуальные проблемы науки и техники-2016. Сборник статей, докладов и выступлений IX Международной научно-практической конференции молодых ученых, 2016, с. 217-218;
2. Мелехина О.В., Хамула М. А., Гузенко О.С. Аварии на участках очистки и сушки газа СПХГ. В сборнике: Актуальные проблемы науки и техники-2016. Сборник статей, докладов и выступлений IX Международной научно-практической конференции молодых ученых, 2016, с. 233-234.
3. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: Учебное пособие для вузов. М.: Изд-во МЭИ, 2022. 540 с.