

Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:

<https://stuservis.ru/kontrolnaya-rabota/422036>

Тип работы: Контрольная работа

Предмет: Нефтегазовое дело

- 1 Подготовка резервуаров к ремонту, вывод из эксплуатации, проветривание, пропарка, снятие пробы воздуха.
- 2 Эксплуатация узла очистки газа на ГРС.
- 3 Характерные неисправности насосов СУГ и их устранение.
- 4 Организация технического обслуживания и ремонта резервуаров.
- 5 Разрыв трубопровода, дефектация, сварочные и изоляционные работы.
- 6 Техническое обслуживание и ремонт линейной арматуры.

Задача 1

Задача. Определить аккумулирующую емкость последнего участка магистрального газопровода: длина l , км. По газопроводу подается природный газ плотность которого ρ , кг/м³. Диаметр газопровода $D \times S$, мм. Максимально допустимое абсолютное давление в газопровode $P_n \text{max}$, МПа, минимально допустимое абсолютное давление газа перед городом $P_k \text{min}$, МПа. Пропускная способность газопровода, приведенная к нормальным условиям, Q , м³/сут.

Необходимые данные к расчету прилагаются в таблице 1

Параметры Ед. изм. Вариант

6

Длина последнего участка газопровода, l м $1,3 \cdot 10^5$

Диаметр трубы, D м 1,42

Плотность природного газа, ρ кг/м³ 0,73

Пропускная способность газопровода, Q Млн. м³/сут 30

Толщина стенки трубы m 0,015

Максимальное допустимое давление в трубопроводе, P_{max} МПа 7,5

Минимальное давление газа перед ГРС, P_{min} МПа 1,5

Коэффициент K_z см 0,03

Задача 2

Подобрать регулятор давления для газораспределительной станции (ГРС).

Исходные данные к расчету прилагаются в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные к решению задачи № 2 и № 3

Параметры Ед. изм. Вариант

6

Максимальный расход газа на ГРС, Q_{max} м³/ч $35 \cdot 10^4$

Давление газа на входе в ГРС, P_1 МПа 7,5

Давление газа после РД, P_2 МПа 2,5

Температура газа на входе в ГРС, T_1 К 300

Плотность газа, ρ кг/м³ 0,74

Коэффициент сжимаемости газа, Z - 0,9

Задача 3

Рассчитать необходимое количество одоранта для ГРС и диаметр сопла для выхода одоранта.

Исходные данные к расчету прилагаются в таблице 2.

Задача 4

Определить потери, которые возникают в резервуаре от больших и малых «дыханий» резервуара при хранении нефти.

Исходные данные к расчету прилагаются в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные к решению задачи № 4

Параметры Ед. изм. Вариант

6

Плотность паров нефте- продукта, ρ_p кг/м³ 3,0

Объем нефтепродукта, поступившего в резервуар, V_n м³ 2157

Среднее парциальное давление паров в смеси, P_p МПа 0,04

Абсолютное давление в газовом пространстве резервуара, P_{gp} МПа 0,1

Диаметр резервуара, D м 10,43

Коэффициент окраски, K_o - 1,25

Высота газового пространства, H_g м 0,9

Плотность нефтепродукта, ρ Т/м³ 0,87

Список использованной литературы 25

Вопрос 1 Подготовка резервуаров к ремонту, вывод из эксплуатации, проветривание, пропарка, снятие пробы воздуха

1.1 Размыв донных отложений

В ряде случаев для размыва донных отложений используют специальные устройства типа «Диоген» или «Тайфун».

Также существуют специальные комбинированные методы, сущность которых заключается в одновременном проведении операций заполнения резервуара через систему размыва и откачки его через приемо-раздаточный патрубок[6].

1.2 Опорожнение резервуара

Наиболее распространенным методом является перекачка из одного резервуара в другой при помощи насосов.

Сущность метода основана на сообщающихся сосудах, при открытии необходимых задвижек нефть перетекает в стояк, затем открывая задвижку во второй резервуар, перепускаем в него нефть. После удаления нефти необходимо дренировать воду из резервуара через сифонный кран в дренажные емкости. Перед дренированием необходимо осмотреть сифонный кран на наличие течи через сальниковые уплотнения, проверить работоспособность поворотного механизма. В процессе дренирования жидкости необходимо проверять уровень жидкости. Как только уровень опустится ниже нижней образующей люка-лаза, дренирование необходимо закончить.

1.3 Зачистка внутренней поверхности резервуара от донных отложений.

Технологический процесс очистки резервуаров включает в себя следующие операции: предварительная дегазация путем принудительной или естественной вентиляции (аэрации) резервуара;-откачка жидких фракций донных отложений после пропарки резервуара или размыва отложений водой;-удаление механических примесей из резервуара и промывка внутренней поверхности резервуара;-контроль степени очистки внутренних поверхностей резервуара.

1.4 Предварительная дегазация

Процесс вентиляции резервуара состоит из двух основных этапов:

1) Искусственная вентиляция осуществляется с помощью вентиляторов, выполненных во взрывозащищенном исполнении, приводимых в действие электродвигателем, подключенным к резервуару через брезентовые воздухопроводы.

Скорость подачи воздуха в бак при наличии взрывоопасных концентраций в резервуаре должна быть не более 10 м / с, но не менее 2 м / с. После снижения в газовом пространстве концентрации паров ниже ПДК, скорость воздуха увеличивается, но не более 50 м/с. Выход паров нефти осуществляется по трубам, установленным на световых люках, трубы имеют высоту 2 метра.

В ходе принудительной вентиляции не реже чем через 2 часа отбираются пробы концентрации паров нефти. При достижении в пробе концентрации паров нефти менее 2 г/м, подача воздуха в резервуар прекращается.

2) Естественная вентиляция осуществляется только после того, концентрация паров нефти в резервуаре не превышает ПДВК (2 г/м). Естественная вентиляция заключается в естественном движении воздуха через открытые люки лазы и световые и замерные люки. Концентрация паров нефти на этом этапе контролируется каждый час, результаты заносятся в журнал ведения работ[8].

1.5 Пропарка резервуара

Пропарка резервуара проводится с целью его дегазации водяным паром от стационарных котельных или от передвижных пароподающих установок (ППУ). Резервуары пропариваются при открытых верхних люках. Во время пропаривания внутри резервуара поддерживается температура не ниже 78 0С.

Температура водяного пара, подаваемого в бак и на поверхности паропровода не должна превышать +120 0С. После пропаривания, когда температура в баке достигает не более 300 С, проводится измерение загрязнения газа. При концентрации паров масла менее 2 г/м процесс дегазации останавливается паром. Если через 2 часа концентрация паров нефти в резервуаре ниже 2 г/м, процесс дегазации завершается. Пропаривание проводят не менее 24 часов и до тех пор, пока концентрация паров масла в резервуаре не станет ниже 2 г/м. При пропарке резервуара замеры концентрации паров нефти проводят в каре резервуаров каждый час.

Выполнение подачи пара в резервуар и выход из него паров нефти не должны приводить к превышению концентрации паров нефти над МПВХ на прилегающей территории-в котловане резервуаров РВС.

Результаты измерений концентрации паров масла в случае пропаривания и вентиляции заносятся в журнал работ по очистке резервуара ив приложение к наряду-допуску[15].

1.6 Очистка резервуара

Следует начать с того, что существует 3 метода очистки резервуара:

- 1) ручной;
- 2) механизированный;
- 3) химико-механизированный.

После завершения очистки дна удаляются шламы из линии размыва донных отложений, обратного клапана. При высокой плотности отложений в труднодоступных местах допускается пропаривание острым паром от ППУ.

Тонкий слой оставшихся отложений зачищается скребками и металлическими щетками из искробезопасных цветных металлов, содранные отложения также выгружаются в обратную тару.

Очищенные места сразу засыпаются сухим нефтеадсорбентом слоем 5-10 см, поглощающим остаточные загрязнения и газы. Нефтеадсорбент подается внутрь РВС через люк-лаз в мешках или носилках[9]

2. Эксплуатация узла очистки газа на ГРС.

Основные узлы ГРС

На рисунке 1 представлена технологическая схема ГРС, где обозначены основные узлы ГРС, каждый из которых имеет своё назначение.

Рисунок 2.1 Технологическая схема ГРС

Узел очистки газа

Узел очистки газа на ГРС служит для предотвращения попадания механических примесей и жидкостей в технологические трубопроводы, оборудование, средства контроля и автоматики станции и потребителей. Для очистки газа на ГРС должны применяться пылевлагоулавливающие устройства, обеспечивающие подготовку газа для стабильной работы оборудования ГРС.

Эксплуатация узла очистки должна проводиться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

Узел очистки газа должен быть оснащен устройствами для удаления жидкости и шлама в сборные емкости, оборудованные устройствами замера уровня, а также механизированной системой их удаления в транспортные емкости, из которых жидкость, по мере накопления, вывозится с территории ГРС. Емкости должны быть рассчитаны на максимальное разрешенное рабочее давление подводящего газопровода-отвода.

Для обеспечения бесперебойной работы систем защиты, автоматического регулирования и управления, импульсный и командный газ должен быть осушен и дополнительно очищен в соответствии с ОСТ 51.40-93, если система подготовки импульсного газа заложена в проекте ГРС.

1 Брюханов О. Н., Плужников А.И. Основы эксплуатации оборудования и систем газоснабжения: учебник [Электронный ресурс]. М.: НИЦ ИНФРА-М, 2014. 256 с URL:<http://znanium.com/bookread2.php?book=446425>

2 Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы. М.: ООО Издательство «Энерджи Пресс», 2012. 480 с.

3 Гуревич Д.Ф. Трубопроводная арматура: справочное пособие. М.: Книжный дом «ЛИБРОКОМ», 2009. 368 с.

4 Данилов А.А. Автоматизированные газораспределительные станции: справочник. СПб.: ХИМИЗДАТ, 2004.

544 с.

5 Дмитриева М.В, Иляева М.А., Гольянов А.И. Эксплуатация газорегуля- торных пунктов: справ. пособие. Уфа: ООО «Монография», 2007. 423 с.

6 Капитальный ремонт линейной части магистральных газонефтепрово- дов: моногр. / Н.Х. Халыев [и др.]. М.: МАКС Пресс, 2011. 448 с.

7 Коршак А.А. Основы транспорта, хранения и переработки нефти и газа: учеб. пособие. Ростов н/Д: Феникс, 2015. 365 с.

8 Коршак А.А. Нефтебазы и автозаправочные станции: учеб. пособие. Ро- стов н/Д: Феникс, 2015. 494 с.

9 Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефте- проводов: учебник. Ростов н/Д: Феникс, 2015. 540 с.

10 Музипов, Х.Н. Анतिकоррозионная защита нефтяного оборудования [Электронный ресурс]: моногр. Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. 92 с. URL:<http://e.lanbook.com/book/55435> (договор на предоставление доступа к ЭБС).

11 Организация природоохранной деятельности на газотранспортных предприятиях: учеб.-методич. пособие /А.В. Завгороднев [и др.]. Ставрополь: Дизайн-студия Б, 2014. 348 с.

12 Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продук- топроводов / под ред. Ю.Д. Земенкова. М.: Инфра-Инженерия, 2006. 928 с.

Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:

<https://stuservis.ru/kontrolnaya-rabota/422036>