

Слайд 1

Уважаемый председатель, уважаемые члены государственной аттестационной комиссии!

Тема моей выпускной квалификационной работы – **«ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРА РВСП-5000 НА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ «ЧЕКМАГУШ»».**

Слайд 2

Итак, промежуточно-перекачивающая станция НПС «Чекмагуш» с резервуарным парком входит в состав НПС «Чекмагуш» и является структурным подразделением Арланского нефтепроводного управления АО «Транснефть-Урал» и представляет комплекс оборудования, сооружений и установок, предназначенных повышения давления в нефтепродуктопроводе с целью обеспечения транспорта нефтепродуктов от поставщиков к потребителям. Резервуарный парк НПС предназначен для хранения нефтепродуктов так как НПС находится месте разветвления нефтепродуктопроводов. А сама НПС «Чекмагуш» является промежуточной и предназначена для повышения давления в магистральном нефтепроводе при перекачке нефтепродукта.

Слайд 3

Отметим, что на территории НПС имеются два здания насосных каждая из которых работает на отдельном направлении нефтепроводов. Нефтенасосная №1 является насосной 1-го направления нефтепроводов введена в эксплуатацию в 1959 году, и представляет собой комплекс сооружений и устройств для перекачки нефти по магистральному нефтепроводу «Калтасы–Языково–Салават», данный трубопровод транспортирует высокосернистую нефть, характеристики которой представлены в таблице. В нефтенасосной №1 установлено один магистральный насосный агрегат типа НМ 1250×260 с электродвигателем 4АЗМВ-1250/6000 и два насосных агрегата типа НМ2500×230 с электродвигателем 2АЗМВ-1-2000/6000.

Слайд 4

Далее для подачи нефти от резервуаров №№7,8,9,10 к основным насосам предусмотрены два подпорных насоса 20НДсН с характеристиками, представленными в таблице.

Слайд 5

Итак, на НПС имеются 9 РВСП емкостью по 5000 м³ (рисунок 3) и один РВС емкостью 5000 м³.

Слайд 6

Отметим, что для сокращения потерь нефти от испарения резервуары типа РВСП оснащены понтонами. На резервуарах установлено следующее оборудование:

- оборудование, обеспечивающее надёжную работу резервуара и снижение потерь нефти;
- оборудование для обслуживания и ремонта резервуара;
- противопожарное оборудование;
- приборы контроля и сигнализации;
- устройства размыва донных отложений.

Слайд 7

Также к оборудованию, обеспечивающее надёжную работу резервуара и снижение потерь нефти относятся:

- дыхательная арматура;
- приёмо-раздаточные патрубки;
- сифонный кран;

К оборудованию для обслуживания и ремонта резервуара относится следующее оборудование:

- люки-лазы;
- люк замерный;
- система размыва и предотвращения накопления донных отложений;
- лестница (спиральная и шахтная).

Слайд 8

Также к приборам контроля и сигнализации относятся:

- местные и дистанционные измерители уровня нефти;
- сигнализаторы максимального оперативного и аварийного уровня в резервуаре;
- измерители средней температуры нефти.

Слайд 9

Итак, допустимые величины выпучин или вмятин на поверхности стенки вдоль образующей указаны в верхней таблице. Допустимые местные отклонения (выпучины и вмятины) стенки от прямой, соединяющей верхний и нижний края деформированного участка вдоль образующей, для резервуаров, находящихся в эксплуатации более 15 лет, допускаются на 30% больше, чем для новых. Отклонения образующих, обследуемого резервуара, не превышает допустимых величин. Высота хлопунгов днища нового резервуара не должна превышать 150 мм (при площади 2 м²). Для резервуаров,

находящихся в эксплуатации более 15 лет, допускается высота хлопунгов 200 мм (при площади 3 м²). При большей высоте хлопунгов дефектное место подлежит исправлению. Измерения толщины элементов резервуара проводили ультразвуковым дефектоскопом ЕРОСН III – модель 2300 в соответствии с требованиями. Результаты замеров представлены в средней таблице. Измерение геометрической формы проводится на уровне верха каждого пояса от вертикали. Измерения производились в точках, соответствующих вертикальным стыкам 1-го пояса. Измерения отклонения от вертикали стенки и нивелировку окрайки днища произвели нивелиром Н-10 КЛ, теодолитом 2ТЗОП и кареткой. На основании для резервуаров РВС-5000 высотой до 12 м, находящихся в эксплуатации более 15 лет, предельные отклонения должны быть меньше, указанных в нижней таблице. При этом 25% образующих могут иметь отклонения на 30% больше указанных.

Слайд 10

Далее результаты замеров приведены в таблице. Сравнивая результаты замеров с допустимыми величинами, видно, что отклонения стенки от вертикали находятся в допустимых пределах.

Слайд 11

Также результаты нивелирования окрайки днища представлены в таблице. При осмотре основания резервуара пустот между днищем и основанием обнаружено не было. Для отвода сточных вод не предусмотрена канава. Необходимый уклон отмостки, соответствующий требованиям НТД, не соблюдается. При осмотре окрайки резервуара выявлено, что нижняя часть стенки вместе с окрайкой погрузилась в грунт. Высота основания резервуара относительно подошвы составляет 100 мм, что ниже допустимых норм.

Слайд 12

Итак, резервуар не пригоден к дальнейшей эксплуатации. Резервуар подлежит исключению из эксплуатации и демонтажу. В результате реконструкции и технического перевооружения предусматривается замена существующего вертикального стального резервуара для нефти РВС-5000 емкостью 5000 м³ без понтона на новый резервуар РВСП-5000 с понтоном для обеспечения надежной эксплуатации резервуарного парка в проектном режиме. Выводы, сделанные по результатам полной технической диагностики резервуара представлены в таблице.

Таким образом, в проекте товарного парка выполнены все требования ГОСТ 12.3.002-75, касающиеся общих требований безопасности производственных процессов. На всех стадиях технологического процесса осуществляют пооперационный контроль. АКЗ трубопроводов и оборудования в пределах

каре осуществляется по той же технологии и теми же материалами, что и наружная поверхность резервуара. На наружную поверхность стенки резервуара должны быть нанесены логотипы ОАО «АК «Транснефть», надписи «Огнеопасно», «Нефть» и номер резервуара в соответствии с типовыми проектными решениями.

Слайд 13

Таким образом, Цель работы достигнута.

Спасибо за внимание! Доклад окончен.