

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____/А.Н. Сокольников

«23» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Реконструкция резервуарного парка

Руководитель

доцент, канд. техн. наук В.И. Верещагин

Выпускник

В.И. Крючков

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Реконструкция резервуарного парка».

Консультанты

по разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А.Н. Минкин

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция резервуарного парка» содержит 54 страницы текстового документа, 34 использованных источника, 6 листов графических материалов.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК, РЕЗЕРВУАР, ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА, РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ, МОНТАЖ.

Объект ВКР: резервуарный парк.

Цель ВКР: повышение эффективности работы оборудования резервуарного парка, путем замены на оборудование с более высокой производительностью.

Задачи ВКР:

- 1) усовершенствование оборудования резервуара;
- 2) выбор наиболее подходящего оборудования с более высокой производительностью;
- 3) разработка технологических решений по монтажу выбранного оборудования;
- 4) расчёт капиталовложений и эксплуатационных затрат при осуществлении монтажа выбранного оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 6 |
| 1 Резервуарный парк..... | 8 |
| 1.1 Общие понятия о резервуарном парке..... | 8 |
| 1.2 Типы резервуаров..... | 9 |
| 1.3 Виды РВС..... | 11 |
| 2 Обоснование замены оборудования резервуара..... | 15 |
| 3 Анализ внедряемого оборудования..... | 16 |
| 3.1 Анализ стационарных сниженных пробоотборников..... | 16 |
| 3.2 Анализ электроприводной запорной арматуры..... | 18 |
| 3.3 Анализ приборов контроля уровня в резервуаре..... | 19 |
| 4 Технологические решения по модернизации резервуарного парка..... | 22 |
| 4.1 Технические характеристики сниженных пробоотборников..... | 22 |
| 4.2 Технические характеристики электроприводной запорной арматуры..... | 23 |
| 4.3 Технические характеристики приборов контроля уровня в резервуаре..... | 24 |
| 5 Технология монтажа оборудования..... | 26 |
| 5.1 Монтаж стационарных сниженных пробоотборников..... | 26 |
| 5.2 Монтаж электроприводной запорной арматуры..... | 31 |
| 5.3 Монтаж приборов контроля уровня в резервуаре..... | 32 |
| 6 Безопасность жизнедеятельности..... | 33 |
| 6.1 Общая характеристика объекта..... | 33 |
| 6.2 Микроклимат..... | 34 |
| 6.3 Требования к уровням шума и вибрации..... | 34 |
| 7 Экономическая часть..... | 39 |
| 7.1 Расчет капиталовложений..... | 40 |
| 7.2 Подготовительные работы..... | 41 |
| 7.2.1 Зачистка резервуаров..... | 41 |

| | |
|--|----|
| 7.2.2 Приобретение покупных изделий | 42 |
| 7.2.3 Затраты монтаж | 43 |
| 7.3 Эксплуатационные затраты | 45 |
| 7.3.1 Расчет затрат на электроэнергию | 45 |
| 7.3.2 Расчет амортизации | 46 |
| 7.3.3 Затраты на заработную плату | 47 |
| 7.3.4 Затраты на вспомогательные материалы для монтажа | 48 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 50 |
| СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ..... | 51 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 52 |

ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатация резервуарного парка - это континуум процессов по приему, хранению, отпуску, учету нефти, испытанию и введению резервуара в эксплуатацию, его диагностированию, техническому обслуживанию и ремонту.

Стальные вертикальные цилиндрические резервуары являются наиболее распространённым и зарекомендовавшим себя видом хранилищ для нефти и нефтепродуктов.

Все большее значение уделяется количественному считыванию нефтепродуктов, включению инженерных средств, уменьшающих потери продукта, образованных в процессе эксплуатации и чрезвычайных ситуаций. Огромное значение играет роль в защите от перелива при выполнении наливных работ, для исключения потерь сырья, так и большие возможности для оптимизации процесса хранения сырья и безопасности для защиты персонала компании и окружающей среды.

Необходимость модернизации резервуара связано с повышением требований производственного-технологического процесса, а так же с соблюдением новых правил экологической безопасности.

Так же можно сказать, что первичный учет данных о движении сырья в резервуарах и нефтебазах, обычно осуществляется вручную, и так же вручную осуществляется множество технологических процессов по первичному учету. Ручной процесс измерений и учета сырья тесно зависит от «человеческого фактора», что в свою очередь приводит к ошибкам и создает ошибки в плане учета сырья и несанкционированного вмешательства в технологический процесс при составлении или предоставлении отчетной информации.

При выполнении технологического процесса замером уровня сырья в резервуарах или отбора проб вручную сотрудник должен подниматься на резервуар.

При модернизации резервуара оборудованием оснащённым уровнемером для нефтепродуктов и пробоотборником, то технологический процесс по замеру и отбора проб станет менее затратным для обслуживающего персонала, причем с работой может справиться один сотрудник, без помощи дублера. Трудоемкость работы при проведении модернизации снизится в два раза, тем самым и поменяется норма обслуживания резервуара.

Внедрение современного автоматизированного оборудования в резервуарные парки предприятий является актуальной задачей, так как позволит оперативно, в автоматизированном режиме, получать данные для коммерческого учета.

Объект ВКР: резервуарный парк.

Цель ВКР: повышение эффективности работы оборудования резервуарного парка, путем замены на оборудование с более высокой производительностью.

Задачи ВКР:

- 1) усовершенствование оборудования резервуара;
- 2) выбор наиболее подходящего оборудования с более высокой производительностью;
- 3) разработка технологических решений по монтажу выбранного оборудования;
- 4) расчёт капиталовложений и эксплуатационных затрат при осуществлении монтажа выбранного оборудования.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Резервуарный парк

1.1 Общие понятие о резервуарном парке

Резервуарный парк – это группа резервуаров разных типов или однотипных резервуаров. Резервуарный парк применяется для оперативного учета нефти по приему, хранению, откачке. Проектируют резервуарные парки в соответствии с Российскими и Международными Стандартами Качества ASME.

Существует множество типов и видов резервуаров для хранения нефти. Наиболее распространены вертикальные стальные резервуары (аббревиатура «РВС»). Эти резервуары представляют собой большие цилиндрические емкости, сваренные из стальных листов размером и толщиной 10...25 мм. Длинная сторона каждого листа располагается горизонтально. Ряд листов называется поясом резервуара. Крыша резервуара опирается по краям на фермы, а у резервуаров с большой вместимостью – на центральную стойку. Сварное днище резервуара покоится на песчаной подушке и имеет уклон от центра к периферии. Последнее способствует более полному удалению подтоварной воды. Высота стальных резервуаров составляет 9, 12 и даже 18 м, а диаметр колеблется от 20 до 60 м. В зависимости от назначения вместимость нефтяных резервуаров может составлять 1, 3, 5, 10, 20 и 50 тыс. м³, избыточное внутреннее давление не превышает 0,02 атм.

Нефтяные резервуары, составляющие резервуарный парк, устанавливаются в специальных углублениях, разделяемых насыпными сооружениями (обвалованиями). Обвалования образуют преграду лавине нефти, которая может вырваться из резервуара при его разрушении.

Вертикальные стальные резервуары могут иметь стационарную крышу (коническую или сферическую), но могут иметь также плавающую крышу, перемещающуюся вместе с зеркалом нефти в вертикальном направлении.

Внутри резервуаров (резервуар вертикальный стальной с понтоном – аббревиатура РВСП) имеются понтоны, плавающие на поверхности нефти и предназначенные для уменьшения испарения жидкости. Понтоны бывают металлические или синтетические. Они перемещаются вместе с нефтью вверх и вниз в зависимости от того, заполняется или опорожняется резервуар.

Металлические понтоны имеют уплотняющие манжеты, прилегающие к внутренней поверхности резервуара. Перемещение понтона происходит по направляющим трубам; внизу резервуара имеются опорные стойки, на которые ложится понтон, достигая нижнего положения в 1,0...1,5 м от дна.

Дело в том, что весь объем резервуара нельзя использовать полностью. Как правило, в нижней части резервуара скапливается вода (подтоварная вода), а также постепенно формируется слой механических смолистых отложений (донный осадок). Полезный (или активный) объем резервуара колеблется от 72 до 83 % от его общей вместимости.

1.2 Типы резервуаров

На сегодняшний день резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов, существуют во множестве различных вариантов (рисунок 1). Это связано с тем, что современные технологии позволяют точно определить, какая ёмкость лучше всего подходит в той или иной ситуации, ведь на разных этапах переработки нефть имеет разные химические и даже физические свойства, и резервуар ей требуется соответствующий. Существует несколько различных классификаций резервуаров, каждая из которых имеет свои особенности. Например, в зависимости от своего расположения, ёмкости могут быть:

- 1) наземными, когда весь резервуар находится на поверхности земли.
- 2) полуподземными, когда основная часть цистерны находится в земле, а наружу выходит только горловина.
- 3) полностью подземными, предназначенными для более долгого хранения и экономии свободного места.
- 4) подводными, требующими повышенного внимания.

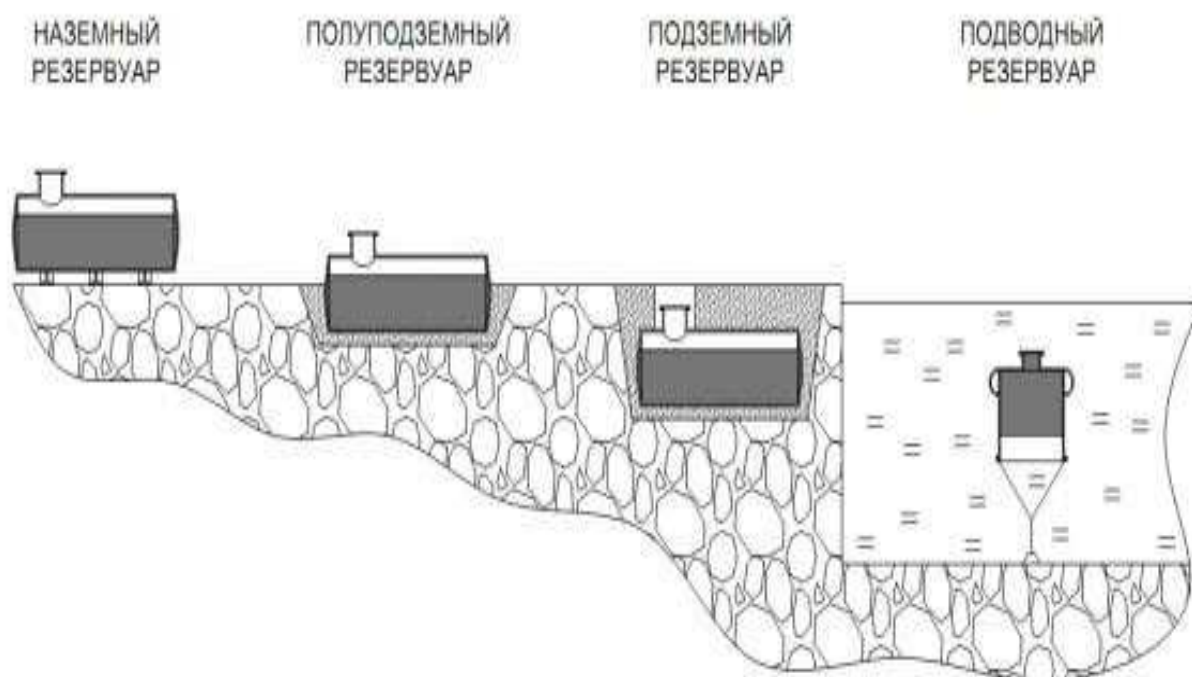


Рисунок 1 – Типы резервуаров

Одной из главных классификаций является тип материала, из которого выполнены резервуары. В зависимости от него, их можно разделить на каркасные и мягкие. Если же говорить более подробно, то ёмкости могут быть:

- 1) железобетонные, отличающиеся надёжностью, но имеющие и ряд недостатков, в том числе сложность при транспортировке.
- 2) металлические, при создании которых используются лучшие сплавы.

3) неметаллические, к которым относятся пластиковые и стеклопластиковые резервуары, а также резинотканевые ёмкости.

4) оборудованные в природных условиях, то есть те резервуары, при создании которых использовались природные пустоты, будь то шахты или что-либо ещё.

Ещё одним различием можно считать саму форму резервуара, которая бывает следующих видов (рисунок 2):

Цилиндрическая – самый популярный вариант, обеспечивающий возможность создания резервуара практически любой вместительности и не требующий особых усилий при обслуживании.

Сферическая – более специфичный тип ёмкости для хранения нефти и нефтепродуктов, отличающийся круглой формой и необходимостью создания специальной конструкции для установки.



Рисунок 2 – Типы резервуаров

1.3 Виды РВС

1) Вертикальные стальные цилиндрические резервуары со стационарной крышей (типа РВС) являются наиболее распространенными (рисунок 3). Они представляют собой цилиндрический корпус, сваренный из стальных листов размером 1,5×6 м, толщиной 4...25 мм, со щитовой

конической или сферической кровлей. При изготовлении корпуса длинная сторона листов располагается горизонтально. Один горизонтальный ряд сваренных между собой листов называется поясом резервуара. Пояса резервуара соединяются между собой ступенчато, телескопически или встык.

Щитовая кровля опирается на фермы и (у резервуаров большой емкости) на центральную стойку.

Днище резервуара сварное, располагается на песчаной подушке, обработанной с целью предотвращения коррозии битумом, и имеет уклон от центра к периферии. Этим обеспечивается более полное удаление подтоварной воды.

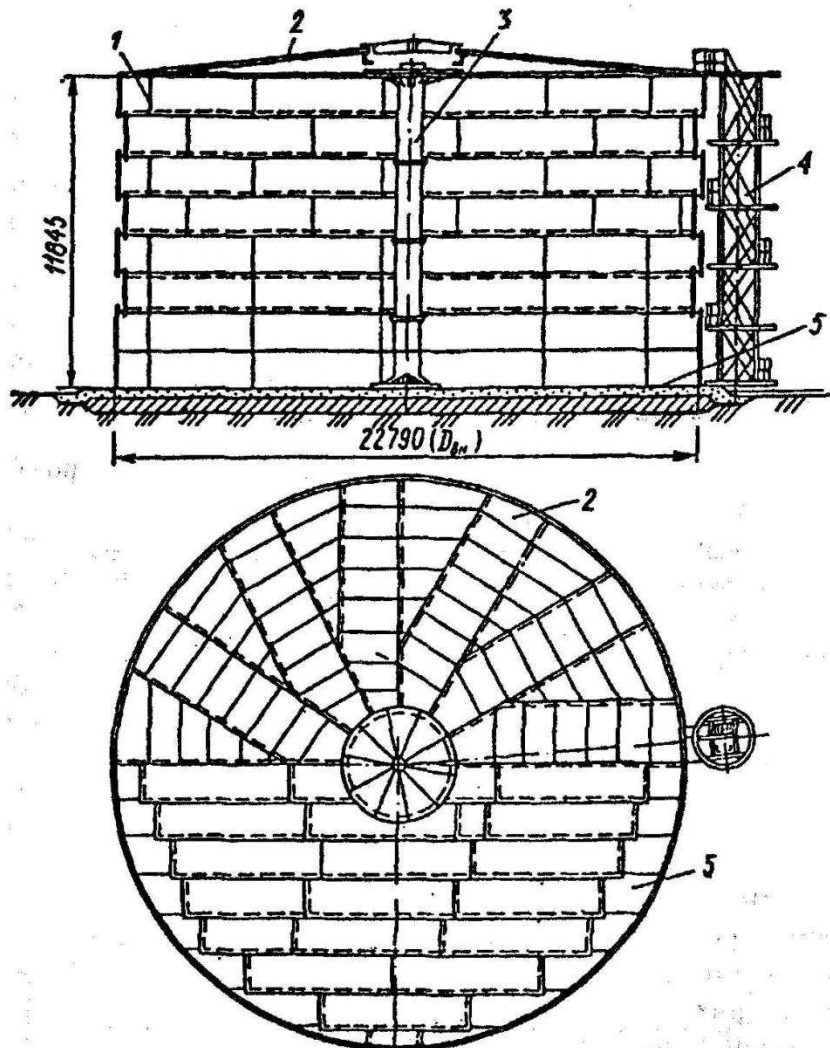


Рисунок 3 – РВС: 1 – корпус; 2 – щитовая кровля; 3 – центральная стойка; 4 – шахтная лестница; 5 – днище

2) Вертикальные стальные цилиндрические резервуары с понтоном (типа РВСП) – это резервуары, по конструкции аналогичные резервуарам типа РВС (имеют стационарную крышу), но снабженные плавающим на поверхности бензина понтоном. Понтоны перемещаются по двум направляющим трубам, одна из которых одновременно используется для ручного отбора проб, а другая служит кожухом пробоотборника, снабжены уплотняющим затвором, тщательно заземлены.

Понтоны представляют собой жесткую газонепроницаемую конструкцию, закрывающую не менее 95 % поверхности нефтепродукта, снабженную кольцевым затвором, герметизирующим оставшуюся поверхность (рисунок 4).

Понтоны бывают металлические и синтетические. Металлический понтон состоит из металлических коробов сегментов, расположенных по окружности и соединенных металлическим настилом (ковром). Короба бывают открытого (без верхней крышки) и закрытого типа. Понтоны с коробами второго типа более металлоемки, но зато и более надежны — они не могут быть перекошены и даже затоплены из-за попадания в них нефтепродуктов через верхнюю крышку.

Синтетические понтоны значительно менее металлоемки. Они различны по конструкции. Понтон состоит из кольца жесткости, на которое натянута сетка, служащая основой для ковра из газонепроницаемой полиамидной пленки. Плавучесть данной конструкции обеспечивается поплавками, выполненными из химически стойкого к нефтепродуктам плиточного пенопласта. Получили распространение и синтетические понтоны из пенополиуретана. Они монтируются из предварительно изготовленных жестких пенополиуретановых сегментов.

Независимо от конструкции все понтоны должны быть заземлены (чтобы избежать разрядов статического электричества), снабжены направляющими (чтобы избежать вращения под воздействием струй

нефтепродукта), а также опорами (чтобы обеспечить возможность зачистки и ремонта резервуара, а также предотвратить «прилипание» понтона к днищу).

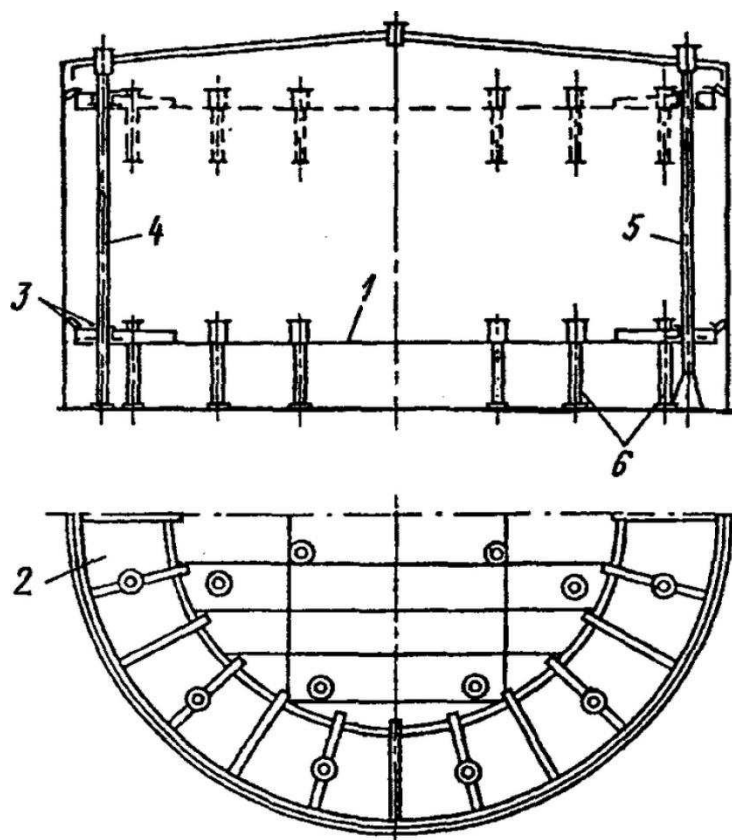


Рисунок 4 – РВСП: 1 – настил понтона; 2 – металлические короба-сегменты; 3 – уплотняющие затворы металлического понтона и направляющих; 4 – труба для ручного отбора проб; 5 – кожух пробоотборника ПСМ; 6 – опорные стойки

3) Вертикальный стальной цилиндрический резервуар с плавающей крышей (типа РВСПК). Стенка резервуара укреплена кольцами жесткости, а также кольцевой площадкой жесткости, которые обеспечивают общую устойчивость сооружения (рисунок 5).

Плавающая крыша состоит из плоской центральной части и периферийного кольцевого понтона с герметичными коробами. Каждый короб сверху имеет люк размером 600 мм, закрываемый съемной крышкой, который позволяет контролировать герметичность сварных швов во время эксплуатации резервуара.

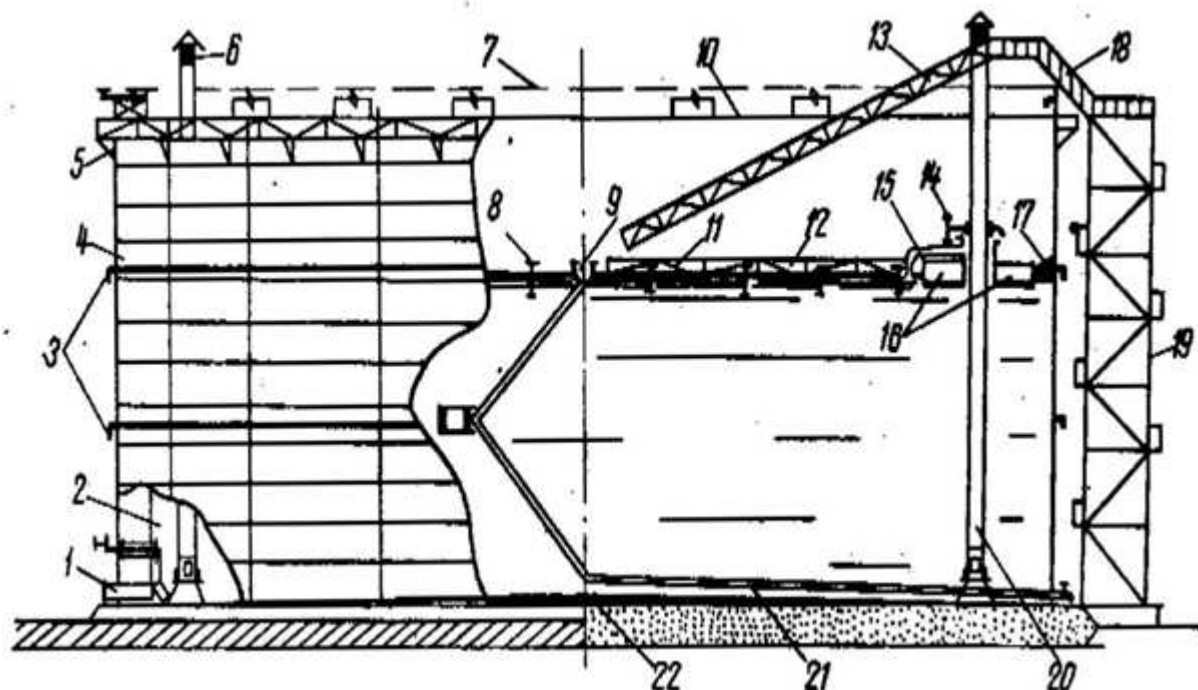


Рисунок 5 – РВСПК: 1 – приемо-сдаточный патрубок с хлопушкой; 2 – запасной трос хлопушки; 3 – кольца жесткости; 4 – стенка резервуара; 5 – кольцевая площадка жесткости; 6 – огневой предохранитель; 7 – трубопровод раствора пены; 8 – опорные стойки плавающей крыши; 9 – водоприемник атмосферных осадков; 10 – сухопровод; 11 – плавающая крыша; 12 – опорная ферма; 13 – катушечная лестница; 14 – бортик удерживания пены; 15 – опорная ферма; 16 – периферийный кольцевой понтон плавающей крыши; 17 – уплотнитель (затвор) плавающей крыши; 18 – переходная площадка; 19 – шахтная лестница; 20 – трубчатая направляющая плавающей крыши; 21 – дренажная система; 22 – днище резервуара

2 Обоснование замены оборудования резервуара

В современном производственном комплексе значительную часть основного оборудования занимают резервуары – емкости для хранения различных жидких продуктов. Довольно часто возникает необходимость замены оборудования резервуаров. Это связано с истечением срока службы установленного оборудования, реконструкцией или перевооружением

резервуарного парка. В дипломе будем рассматривать модернизацию следующих элементов резервуара:

1) резервуары оборудованы пробоотборниками на крыше. для отбора проб рабочему приходится подниматься на крышу и отбирать старым способом пробы нефтепродуктов. модернизация будет состоять во внедрении пробоотборников, расположенных внизу;

2) резервуар имеет ручную запорную арматуру. задвижки закрываются и открываются в ручном режиме, применяется физическая сила оператора. модернизация будет состоять во внедрении электроприводной запорной арматуры;

3) отсутствуют приборы контроля уровня в резервуарах. модернизация будет состоять во внедрении контрольно-измерительных приборов.

3 Анализ внедряемого оборудования

3.1 Анализ стационарных сниженных пробоотборников

Устройства для отбора проб представляют собой целый ряд пробоотборников, которые используются для взятия проб нефтепродуктов из наземных резервуаров, с целью определения их качества. Выбор типа пробоотборника нефтепродуктов зависит от метода взятия пробы и цели взятия [3].

Оборудование резервуаров сниженными пробоотборниками освобождает от необходимости подниматься для отбора проб на крыши резервуаров, позволяет одновременно обслуживать большое количество резервуаров и улучшает точность отбираемых проб [4].

В зависимости от назначения рекомендуется комплектовать вертикальные резервуары следующими видами стационарных пробоотборников (рисунок 6):

- пробоотборник стационарный секционный ПСР и ПСРП;
- пробоотборник стационарный трехуровневый сниженный ПСР-Т для взятия точечных проб с трех заданных уровней;
- пробоотборник стационарный для послойного отбора проб ПСПР с поплавком;
- пробоотборник плавающий ПП для послойного отбора проб с трех уровней;
- пробоотборник стационарный ПСР ОТ органного типа с возможностью отбора проб на 31 уровне [3].



Рисунок 6 – Стационарный пробоотборник ПСР

Пробоотборники стационарные резервуарные ПСР предназначены для отбора в соответствии с ГОСТ 2517 – 85 объединенной (усредненной) пробы нефти и нефтепродуктов из резервуаров со стационарной крышей. Конструкция сниженного стационарного пробоотборника представлена на рисунке 6. Для отбора пробы сырья ручным методом в насосе нужно создать давление 0,3 МПа. Когда насос набрал нужное давление, открываются все клапаны на секциях пробоотборной колонки.

Жидкость проходит в колонку, в процессе давление в насосе опускают до обычного атмосферного через сбросной клапан. В этот момент клапаны закрываются, и столб нефтепродуктов отсекается от основной массы. После этого, используя рукоятку клапана слива пробы, жидкость выливается в пробоотборную посуду.

С помощью пробоотборников этого типа отбор пробы происходит путем выделения столбика продукта по всей высоте налива резервуара и слива его через систему трубок в пробоотборную посуду.

3.2 Анализ электроприводной запорной арматуры

При модернизации действующих и строительстве новых промышленных объектов всё чаще находят применение задвижки с электроприводом (рисунок 7). Данная разновидность запорной трубопроводной арматуры обладает рядом эксплуатационных преимуществ по сравнению с механическими задвижками, которые приводятся в движение вручную, а в некоторых случаях и вовсе является незаменимой. Главным преимуществом использования задвижки с электроприводом является возможность дистанционного управления её работой и автоматизации технологического процесса, в котором применяется данное оборудование.



Рисунок 7 – Электроприводная задвижка

Несмотря на то, что стоимость электроприводной арматуры несколько выше, чем с ручным приводом, в ходе эксплуатации дополнительные расходы полностью окупаются за счет более простого обслуживания и более быстрой и точной работы механизма. Их применение позволяет быстрее реагировать на нештатные ситуации и тем самым предотвратить дополнительные потери [6].

Основные достоинства электроприводной задвижки:

- снижение гидравлических потерь;
- быстрое открытие и закрытие трубопроводов большого диаметра;
- удобное управление и обслуживание;
- возможность использования в сложных условиях и труднодоступных местах.

3.3 Анализ приборов контроля уровня в резервуаре

Радарные уровнемеры имеют ряд преимуществ перед емкостными уровнемерами, поплавковыми уровнемерами, ультразвуковыми уровнемерами [7].

Радиолокационный передатчик излучает микроволновый сигнал к поверхности продукта. Радиолокационный сигнал отражается от поверхности жидкости и возвращается на антенну. Излучение это сигнал с постоянно меняющейся частотой. Поскольку сигнал распространяется к поверхности жидкости и обратно от поверхности жидкости к антенне, он смешивается с излучаемым в данный момент сигналом. Поскольку сигнал, отраженный от поверхности, и сигнал, излучаемый на поверхность, имеют разную частоту, в результате наложения получается разностный сигнал с низкой частотой. Разница в частоте между излучаемым и отраженным сигналом пропорциональна расстоянию до поверхности жидкости. Разница в частоте между излучаемым и отраженным сигналом пропорциональна расстоянию до поверхности жидкости. Принцип действия радарного уровнемера представлен на рисунке 8 [8].

Главное преимущество радарных уровнемеров состоит в том, что радарные уровнемеры, в отличие от емкостных уровнемеров, не имеют контакта с измеряемым продуктом. Уровнемеры поплавковые и буйковые имеют тот же недостаток, что и емкостные уровнемеры – непосредственный контакт с измеряемым продуктом, в результате чего происходит залипание подвижных частей уровнемера при измерении уровня густых продуктов. Надо заметить, что емкостные уровнемеры предпочтительнее поплавковых уровнемеров в использовании, т.к. не имеют подвижной части – поплавка.

Радарный уровнемер не восприимчив к условиям окружающей среды, на исследования уровня жидкости внутри резервуара не могут повлиять:

- 1) температура;
- 2) давление;
- 3) наличие испарения;
- 4) потоков воздуха и пыли в резервуаре.

Такой технологический процесс вызывает их использование более предпочтительнее, чем использование других уровнемером.

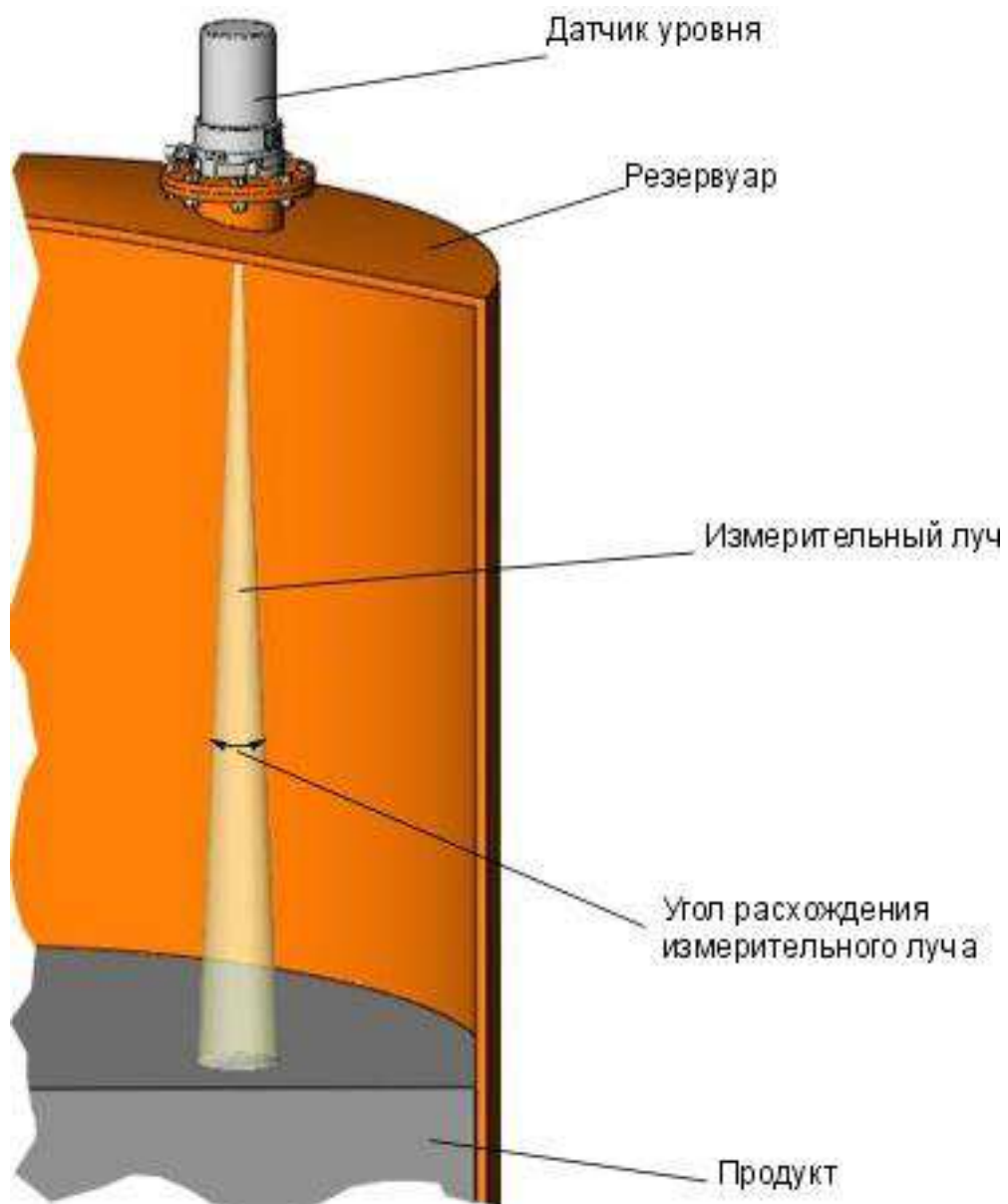


Рисунок 8 – Принцип действия радарного уровнемера

Уровнемер позволяют исследования уровня жидкости обширное число продуктов:

- 1) жидкие;
- 2) светлые и темные нефтепродукты;
- 3) растворитель;
- 4) спирт;
- 5) различные химические растворы;
- 6) щелочи;
- 7) пасты;

- 8) суспензии;
- 9) расплавы;
- 10) вода;
- 11) пищевые жидкости;
- 12) лакокрасочные изделия;
- 13) сыпучие – цемент;
- 14) уголь;
- 15) гипс;
- 16) сода;
- 17) зерно;
- 18) комбикорм и др;

Погрешность измерения уровня высокоточных радарных уровнемеров существенно меньше емкостных уровнемеров. В системах технологического учета нефтепродуктов или ценных технологических жидкостей применение радарных уровнемеров единственно возможный вариант измерения уровня жидкости. Все радарные уровнемеры, помимо основной функции измерителя уровня, одновременно работают как сигнализаторы уровня – в уровнемере заложена возможность программирования двух значений предельных уровней, т.е. уровнемер одновременно работает как два датчика контроля уровня [7].

4 Технологические решения по модернизации резервуарного парка

4.1 Технические характеристики сниженных пробоотборников

Секционные пробоотборники серии ПСР применяются для взятия смешанных (интегральных) проб на любом уровне налива резервуара. В резервуарах с понтоном или плавающей крышей применяется пробоотборник маркировки ПСРП. Устанавливается на резервуар через световой люк (для резервуаров со стационарной крышей) или трубу понтона. Данный

пробоотборник может эксплуатироваться в резервуарах с рабочим давлением до 0,7 МПа.

Отбор проб происходит в полуавтоматическом режиме.

Высокое качество и чистота взятой пробы обеспечивается за счет попадания нефтепродукта в сборную посуду через сначала отдельные сливные колонны, а затем сливной трубопровод: на разных уровнях устанавливаются пробоотборные трубки, которые на заданной высоте отбирают пробу и по трубопроводу доставляют до общей емкости для проведения интегрального анализа нефтепродукта.

Конструктивно стационарные секционные пробоотборники ПСР (ПСРП) представляют собой нижнюю, среднюю и верхнюю секции, которые соединены муфтовыми соединениями. При отборе пробы с одного из уровней происходит закрытие шарового крана, который отсекает движение взятой пробы с других уровней [3].

4.2 Технические характеристики электроприводной запорной арматуры

Задвижка типа 30с941нж с электроприводом применяется для дистанционного автоматизированного управления потоками рабочей среды в трубопроводных системах нефтегазового комплекса. В то же время конструкция электроприводов предусматривает возможность ручного управления задвижкой.

Задвижка типа 30с941нж с электроприводом предназначена для установки на трубопровод в качестве запорного устройства.

Материал основных деталей:

- корпус, крышка, клин – сталь 25Л; 35Л;
- шпиндель – сталь 20Х13;
- маховик – чугун;
- прокладка под крышку – паронит;

- набивка уплотнительная – графлекс;
 - уплотнение в затворе (наплавка) – 07X25H13 (12XH10T; 08X17T1)
- [9].

Исходя из этого выбираем задвижки для нефтепродуктов типа 30с941нж с взрывозащищённым электроприводом типа В-Б (на каждый из трубопроводов).

Технические характеристики задвижки 30с941нж:

- диаметр условного прохода, мм: 200;
- длина, мм: 330;
- высота, мм: 680;
- масса, кг не более: 124;
- давление номинальное P_N , МПа: 1,6;
- рабочая среда: вода, пар, нефтепродукты и т.д, нейтральные к материалам деталей, соприкасающихся со средой;
- температура окружающей среды, °С: от минус 40 до 40;
- температура рабочей среды, °С: от минус 40 до 450;
- класс герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544 – 93;
- присоединение к трубопроводу: фланцевое;
- присоединительные размеры и размеры уплотнительных поверхностей корпуса исп. 1 ГОСТ 12815 – 80;
- направление подачи среды: с любой стороны магистральных фланцев;
- установочное положение на трубопроводе любое (кроме электропривода вниз) [9].

4.3 Технические характеристики приборов контроля уровня в резервуаре

Уровнемеры радарные серии Saab TankRadar REX (RTG 3920, RTG 3930, RTG 3940, RTG 3950) предназначены для измерения уровня нефти и нефтепродуктов в нефтяной промышленности.

Радарный уровнемер имеет несколько стандартных вариантов конструкции:

- RTG 3920 с конической антенной для всех типов жидкостей кроме таких, как асфальт;

- RTG 3930 с параболической антенной для всех типов жидкостей, включая такие тяжелые жидкости, как асфальт;

- RTG 3940 с конической антенной для установки в направляющей трубе резервуара с понтоном или плавающей крышей;

- RTG 3950 с планарной антенной для установки в направляющей трубе резервуара с понтоном или плавающей крышей.

Электронный блок уровнемера является многофункциональным устройством и гарантирует измерение уровня, учет всей информации с приборов (датчиков) температуры, давления и подтоварной воды, так же вычисление плотности и величину массы сырья.

Уровнемер снабжен внутренним цифровым стандарт-сигналом, с помощью которого производится автоматическая проверка уровнемера перед каждым процессом измерения.

Уровнемеры предназначены для использования в составе измерительно-управляющей системы для коммерческого учета и управления резервуарными парками TRL/2.

Для резервуара нефтепродуктов, наиболее подходит уровнемер RTG с конической антенной рисунок 9.

Уровнемер RTG 3920 имеет стальную коническую антенну. Сравнительно небольшой калибр антенны приводит к обширному радарному лучу. В данной конструкции видны, применена специальная поляризация микроволновых излучений, что позволяет только прямому отражению волны от поверхности жидкости фиксировалось антенной.

Уровнемер RTG является обширным и имеет возможность работать для всех типов продуктов, кроме с твердым основанием, где лучше применить уровнемера RTG 3930 [8].



Рисунок 9 – Уровнемер RTG 3920 с конической антенной

Технические характеристики RTG 3920 REX представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики RTG 3920 REX

| Наименование показателя | Значение |
|----------------------------------|--------------------------|
| Рабочая температура в резервуаре | до + 230°С |
| Диапазон измерений | 0,85...20 м |
| Давление | -0,2...+2 бар |
| Материал внутри резервуара | сталь 316, тефлон, витон |
| Общий вес | 20 кг без фланца |
| Размер люка | Ду 200 |

5 Технология монтажа оборудования

5.1 Монтаж стационарных сниженных пробоотборников

Пробоотборная колонна монтируется внутри резервуара с помощью специальных кронштейнов, привариваемых к стенке и днищу.

Приемный узел приваривается к стенке снаружи резервуара в нижнем поясе. Для монтажа приемного узла в стенке резервуара предварительно

вырезается отверстие диаметром 340 мм (центр отверстия должен находиться на расстоянии 220 мм от днища резервуара) [5].

Световой люк состоит из корпуса, крышки и прокладки. С помощью болтов и гаек в корпусе крепится перемычка, на которой крепится труба верхней секции. Монтируется световой люк в крыше резервуара с помощью сварки. Через световой люк производят монтаж секций пробоотборника. Кронштейны для крепления секций привариваются к стенке с внутренней стороны резервуара.

Средняя секция состоит из двух шаровых кранов, которые соединены между собой трубой. К этим шаровым кранам снизу на резьбе крепятся труба с муфтой, кронштейн, а сверху – труба. Краска и лен используется для герметизации резьбовых соединений. На осях шаровых кранов штифтами крепятся коромысла, после чего на них устанавливаются тяги с помощью осей, шайб и шплинтов.

Технологический палец удаляется после монтажа пробоотборника в резервуаре. Нижний кронштейн сварной конструкции устанавливается на дно резервуара. Кронштейн крепится шпильками, шайбами и гайками к основанию через компенсатор.

Верхняя секция имеет характерное наличие шарового крана, к которому на резьбе снизу прикрепляется труба с муфтой и контрится гайкой. Кронштейн крепится болтами, а сверху на резьбе крепится труба.

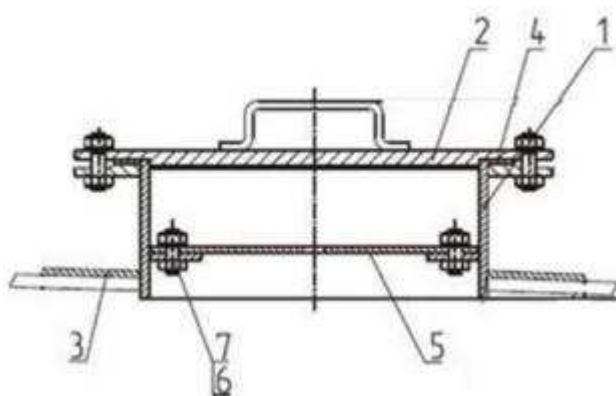


Рисунок 10 – Общий вид светового люка: 1 – корпус, 2 – крышка, 3 – фланец усиливающий, 4 – прокладка, 5 – перемычка, 6 – болт, 7 – гайка

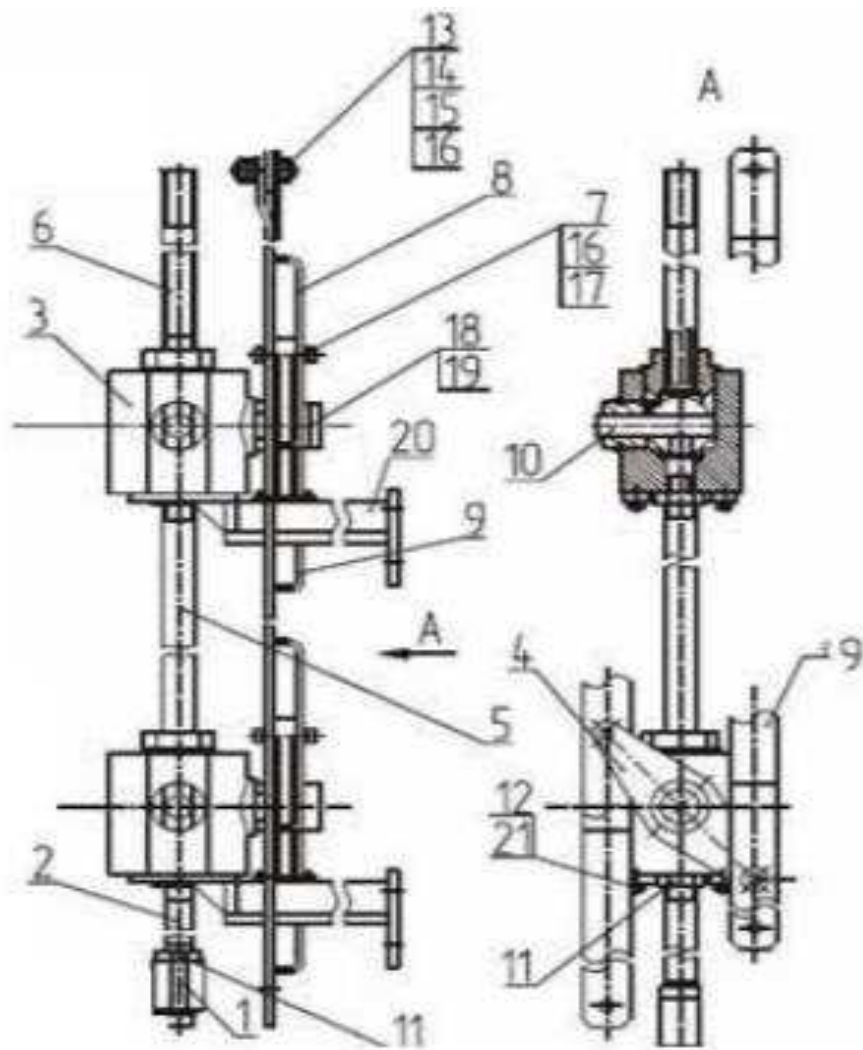


Рисунок 11 – Средняя секция ПСР: 1 – муфта; 2, 5, 6 – труба; 3 – шаровой кран; 4 – коромысло; 7 – ось; 8, 9 – тяга; 10 – палец; 11 – контргайка; 12, 16 – шайба; 13, 21 – болт; 14, 15 – гайка; 17 – шплинт; 18 – штифт; 19 – проволока; 20 – кронштейн

Для герметизации резьбовых соединений используется лен и краска. На оси шарового крана штифтом крепится коромысло. На этом коромысле с помощью осей, шплинтов и шайб устанавливаются тяги. Технологический палец после монтажа пробоотборника в резервуаре удаляется.

Сливной кран с патрубком состоит из сливного крана, фланца, трубы и гайки. Для герметизации резьбовых соединений используется лен, краска.

Нижняя секция состоит из двух шаровых кранов, которые соединены между собой трубой. К ним крепятся снизу на резьбе кронштейн, угольник и сверху – труба. Для герметизации резьбовых соединений используется лен, краска. На осях шаровых кранов крепятся штифтами коромысла. На коромыслах с помощью осей, шайб и шплинтов устанавливаются тяги. Технологический палец после монтажа пробоотборника удаляется.

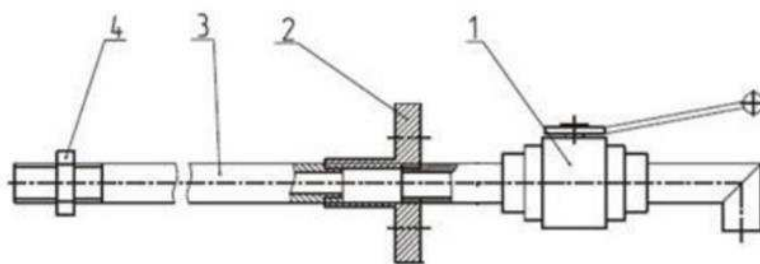


Рисунок 12 – Сливной кран с патрубком: 1 – сливной кран; 2 – фланец;
3 – труба; 4 – контрогайка

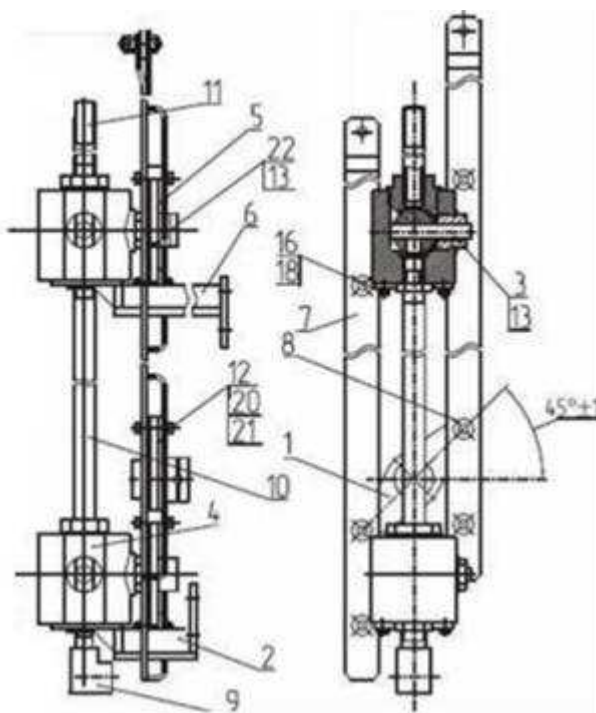


Рисунок 13 – Нижняя секция ПСР: 1 – коромысло приводное;
2, 6 – кронштейн; 3 – проволока; 4 – шаровый кран; 5 – коромысло;
7, 8 – тяга; 9 – угольник; 10, 11 – труба; 12 – ось; 13 – палец; 14, 17 – гайка;
15, 16 – болт; 21 – шплинт; 22 – штифт; 18, 19, 20 – шайба

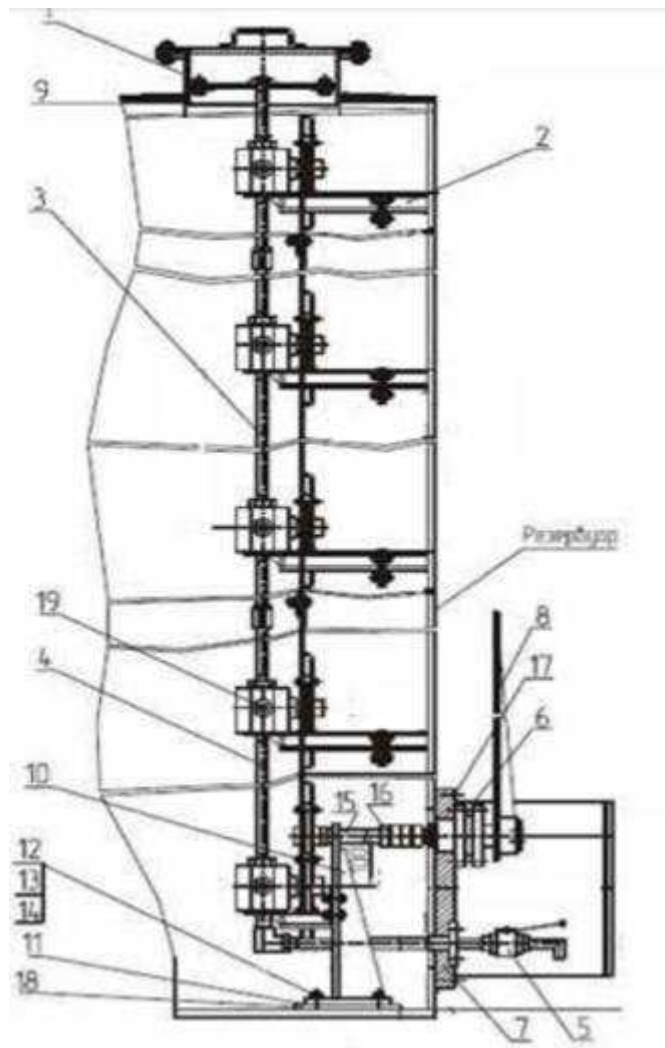


Рисунок 13 – Общий вид пробоотборника секционного резервуарного типа
 ПСР: 1 – люк световой; 2 – кронштейн; 3 – средняя секция; 4 – нижняя секция; 5 – кран сливной с патрубком; 6 – ограждение; 7 – приемный узел; 8 – узел управления; 9 – верхняя секция; 10 – нижний кронштейн; 11 – компенсатор; 12 – шпилька; 13 – шайба; 14 – гайка; 15 – вал; 16 – муфта; 17 – болт; 18 – основание; 19 – трехходовой кран

Трубопроводы верхней, средних и нижней секций крепятся между собой с помощью муфтовых соединений. Нижняя секция через резьбу в угольнике соединена со сливным краном и патрубком. Секции и сливной кран с патрубком образуют сливную пробоотборную колонну.

Верхняя, средние и нижняя секции крепятся к кронштейнам, привариваемым к стенке внутри резервуара. Труба верхней секции также

дополнительно прикрепляется к перемычке светового люка, а корпус шарового крана нижней секции – к нижнему кронштейну через промежуточный кронштейн. К фланцу приёмного узла крепится сливной кран с патрубком [10].

5.2 Монтаж электроприводной запорной арматуры

На задвижки типа 30с941нж распространяются общие правила транспортировки, хранения установки и эксплуатации. Продажа и транспортировка должны осуществляться исключительно в неповрежденной упаковке производителя. Перед установкой мастер должен визуально проверить целостность упаковки, а также наличие и целостность заглушек, снимающихся только в процессе установки. Также в наличии должна иметься заводская эксплуатационная документация. После этого мастер-установщик должен осмотреть и саму 30с941нж на предмет отсутствия видимых механических повреждений. Все крепежи должны быть надежны, затвор герметичен, прокладки и сальник плотно прилегающими.

Специалист, осуществляющий монтаж, не использует маховик для подвески, единственно допустимым вариантом является использование патрубков корпуса. Участок трубопровода, на который будет установлена задвижка очищается от грязи, остатков окалины, проверяется на целостность.

Трубопроводные фланцы выравниваются, перекосы недопустимы, после чего устанавливается арматура (гайки-крепления затягиваются равномерно). Выравнивать фланцы трубопровода натяжением арматурных фланцев не допускается. При монтажных работах запрещается класть на задвижку посторонние предметы и оборудование [11].

5.3 Монтаж приборов контроля уровня в резервуаре

Уровнемер (рисунок 10) с конической антенной должен быть установлен таким образом, чтобы не было труб или других помех, которые препятствовали бы лучу радара достичь дна резервуара.

Для установки уровнемеров с конической антенной имеется два типа фланцев. Один из фланцев придает уровнемеру наклон 4° , другой – горизонтальный.



Рисунок 10 – Требования к свободному пространству при установке уровнемера RTG 3920

Луч радара распространяется в конусе с размахом 30° . Уклон должен быть обеспечивать измерения с паспортной точностью.

Если стенка резервуара не касается луча уровнемера, т.е. площадь, ограниченное 30° от вертикальной оси антенны, то должен использоваться фланец.

При монтаже уровнемера проводят следующие операции:

1) проверяют все составные изделия и устройства уровнемера предварительно поднять изделия вверх резервуара;

2) осторожно вводят конус и фланцевую сборку в горловину отверстия. Устанавливают фланец уровнемера на фланец, поставляемый заказчиком, и затягивают все болты и гайки;

3) вставляют волновод в основание основного блока уровнемера. На одном из концов волновода имеется два винта с шайбами. Вставляют и затягивают крепежные винты;

4) монтируют основной блок уровнемера на фланце. Устанавливают и затягивают болты М10;

5) устанавливают и закрепляют погодозащитный колпак одним винтом на верхней части основного блока уровнемера [12].

6 Безопасность жизнедеятельности

6.1 Общая характеристика объекта

Параметры операторной охраны труда, находящегося в здании административно-бытового корпуса, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры кабинета охраны труда

| Длина, м | Ширина, м | Высота, м | Площадь, м ² | Объем, м ³ |
|----------|-----------|-----------|-------------------------|-----------------------|
| 8 | 5 | 2,9 | 40 | 116 |

6.2 Микроклимат

Микроклимат помещений - состояние внутренней среды здания или помещения, оказывающее как положительное, так и отрицательное воздействие на человека, которое характеризуется показателями температуры, подвижности и влажности воздуха.

Для поддержания температуры в помещении предусмотрена водяная система отопления и естественная вентиляция, которая осуществляется с помощью открывания дверных проемов и форточек.

Исследования температуры воздуха в помещении охраны труда представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Требуемые и фактические значения температуры воздуха

| Параметры | Помещение охраны труда | |
|--|------------------------|----------------------|
| | Требуемое значение | Фактическое значение |
| Температура воздуха в помещении охраны труда | 17-20 °С. | 19 °С |

Из данных таблицы 3 делаем вывод, что температурный режим находится в пределах нормы определенной СанПиН 2.4.2.2821 – 10

6.3 Требования к уровням шума и вибрации

Систематический шум может вызвать утомление слуха и ослабление звукового восприятия, а также значительное утомление всего организма. Так как шум в помещении охраны труда не превышает гигиенические нормативы для помещений общественных зданий, следовательно, уровень шума находится в пределах нормы определенной СанПиН 2.4.2.2821 – 10.

Таблица 4 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте (Операторная) на момент 20.12.2019

| № п/п | Код фактора | Наименование производственного фактора, единица измерения | ПДК, ПДУ, допустимый уровень | уровень производственного | Величина отклонения | Класс условий труда, степень вредности | Продолжительность воздействия |
|-------|-------------|---|---------------------------------|------------------------------|------------------------|---|----------------------------------|
| 1 | 5.00 | Тяжесть трудового процесса | - | - | - | 1 | 1 |
| 2 | 5.00 | Напряженность трудового процесса | - | - | - | 3,1 | 1 |
| 3 | 4.50 | Шум, дБА | 80 | 15 | - | 2 | 1 |
| 4 | 4.62 | Температура, С° | 15...22 | 22,4 | - | 2 | 1 |
| 5 | 4.64 | Влажность, % | 15...75 | 43 | - | 2 | 1 |
| 6 | 4.63 | Скорость движения воздуха, м/с | 0.1 | 0,1 | - | 2 | 1 |
| 7 | 4.68 | Освещенность, лк | 300 | 190 | 110 | 2 | 0,5 |
| 8 | 4.67 | КЕО, % | 1 | 1,3 | - | 2 | 0,5 |
| 9 | 4.66 | ТНС, С | 22...24 | 20 | - | 2 | 0,8 |
| 10 | 4.65 | Тепловое излучение, Вт/м ² | 140 | 50 | - | 2 | 0,8 |

На основании данных видно, что наблюдается недостаточная освещенность.

Так как в рассматриваемом кабинете недостаточное естественное освещение, производим расчет искусственного.

Источник человека в получение информации об окружающей среде основном (до 90 %) через органы зрение. Поэтому картина и характеристики информации, поступают через виденье окружающего среды человека, зависят во многом от светового потока.

Нормирование освещения осуществляется согласно СП 52.13330.2011.

Рассматриваемый кабинет находится в помещении.

Операторская имеет следующие размеры: длинна 8 м, ширина 5 м, высота 2,9 м, высота рабочей поверхности $h_p = 0,8$ м. В помещении

установлены светильники типа ЛПО28 (2x40 Вт). Длина 1,23 м, ширина 0,1 м, высота 0,1 м.

Требуемая освещенность согласно СНиП 23.05-2010, $E = 300$ лк. Коэффициент отражения для производственных помещений, стен $\rho_c = 50\%$, потолка $\rho_n = 70\%$.

Найдем световой поток по формуле:

$$\Phi = \frac{E_H \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{n \cdot \eta}, \quad (1)$$

где E_H – нормируемая минимальная освещённость по СП 52.13330.2011, 300 лк;

S – площадь освещаемого рабочего место, м²;

K_3 – коэффициент запаса;

Z – коэффициент неровности освещения, отношение E_{cp}/E_{min} . Для люминесцентных ламп при расчетах берется равным 1,1;

n – число светильников;

η - коэффициент использования светового потока, %.

Коэффициент наиболее распространённый света показывает, какой участок световых ламп попадает на рабочую площадь. Он зависит от показателя помещения i , типа ламп, высоты освещения над рабочей поверхностью h и коэффициентов отражения стен ρ_c и потолка ρ_n .

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)}, \quad (2)$$

где A и B – длина и ширина рабочего место, м.

Значение коэффициента использования светового потока η светильников с люминесцентными лампами для наиболее часто встречающихся сочетаний коэффициентов отражения и индексов помещения приведены в справочнике.

Расстояние между светильниками определяется по формуле:

$$L = \lambda \cdot h \quad (3)$$

где h – высота подвеса светильника, м

Высота подвеса светильника рассчитывается по формуле:

$$h = H - h_{\text{кр}} - h_{\text{р}}, \quad (4)$$

где H – высота помещения, м;

$h_{\text{кр}}$ – расстояние от потолка до нижней кромки светильника, м;

$h_{\text{р}}$ – высота рабочей поверхности от пола.

$$h = 3,1 - 0,1 - 1 = 2 \text{ м.}$$

Расстояние между светильниками: $L = 1,4 \cdot 2 = 2,8 \text{ м.}$

Количество рядов:

$$N_{\text{б}} = \frac{B}{L} \quad (5)$$

$$N_{\text{б}} = \frac{5}{2,8} = 2$$

Получаем общее количество светильников:

$$N = N_{\text{а}} \cdot N_{\text{б}} \quad (6)$$

$$N = N_a \cdot N_b = 2 \cdot 3 = 6$$

В каждом светильнике размещено по две люминесцентных лампы по 40 Вт.

Количество ламп:

$$6 \cdot 2 = 12 \text{ шт.}$$

Находим индекс помещения:

$$i = \frac{40}{1,8 \cdot (5 + 8)} = 1,7$$

Коэффициент использования светового потока $\eta = 0,55\%$.

Находим световой поток одной лампы:

$$\Phi = \frac{300 \cdot 40 \cdot 1,7 \cdot 1,1}{12 \cdot 0,55} = 3000 \text{ лм.}$$

Выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛХБ 40 Вт со световым потоком 3000 лм.

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{ст}} - \Phi_{\text{р}}}{\Phi_{\text{ст}}} \cdot 100\% \leq +20\%, \quad (7)$$

$$-10\% \leq 0\% \leq +20\%.$$

Таим образом, количество ламп установленных в помещении, удовлетворяет расчетным данным, принимаем 12 ламп ЛХБ 40.

Находим расстояние от крайних светильников до стены:

$$I = 0,3 - 0,5L \quad (8)$$

где: L – расстояние между соседними светильниками, м;

I – расстояние от крайних светильников до стены, м.

L_a (по длине помещения) = 1,4 м.

L_b (по ширине помещения) = 2,8 м.

$l_a = 0,5 \cdot L_a = 0,7$ м.

$l_b = 0,3 \cdot L_b = 2,8$ м.

Расположения света приведена на рисунке 11.

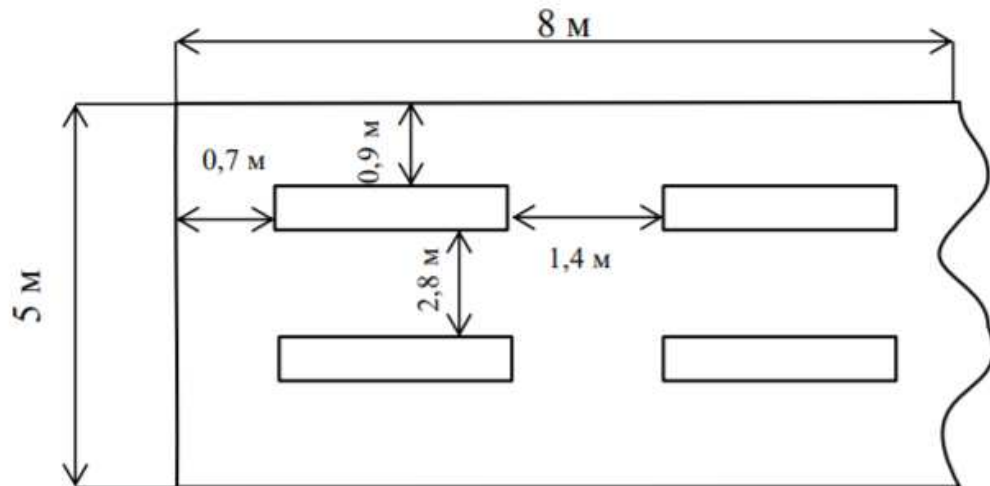


Рисунок 11 – Расположения света для операторской

7 Экономическая часть

Целью диплома является реконструкция резервуара для увеличения производительности. Было рассмотрено несколько альтернативных вариантов:

- постройка нового РВС;
- модернизация РВС;

– увеличение трубопроводной системы в резервуарном парке.

Рассмотрев все альтернативные варианты, для увеличения производительности был выбран вариант с модернизацией РВС объемом 1000 м³.

В экономической части дипломного проекта необходимо рассчитать стоимость затрат для проведения модернизации резервуара РВС объемом 1000 м³. Модернизация резервуара связана с выбором наиболее подходящего оборудования с более высокой производительностью. Необходимо внедрить оборудование (контрольно-измерительные приборы, стационарные сниженные пробоотборники, электроприводную арматуру в околешовной зоне).

При модернизации резервуарного парка предусматриваются следующие работы:

- зачистка резервуаров;
- монтаж новых электроприводных задвижек;
- монтаж новых приборов контроля уровня жидкости;
- монтаж новых сниженных стационарных пробоотборников.

В экономической части проведём следующие расчёты:

- расчёт капиталовложений;
- расчет эксплуатационных затрат.

7.1 Расчет капиталовложений

Расчет капитальных вложений включает в себя затраты на приобретение оборудования и деталей, затраты на заработную плату рабочих занимающихся монтажом, затраты на электроэнергию, затраты на транспортные расходы, затраты на зачистку резервуара, затраты на вспомогательные материалы.

$$K_b = Z_{\text{п}} + Z_{\text{э}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{з}} + Z_{\text{вс}} + A_{\text{р}} \quad (9)$$

где $Z_{\text{п}}$ – затраты на приобретение, покупку оборудования и деталей, руб.;

$Z_{\text{э}}$ – затраты на электроэнергию, руб.;

$Z_{\text{зп}}$ – заработная плата рабочих за монтаж, руб.;

$Z_{\text{з}}$ – затраты на зачистку резервуара, руб.;

$Z_{\text{вс}}$ – затраты вспомогательные, руб.;

$A_{\text{р}}$ – амортизационные расходы, руб.

7.2 Подготовительные работы

Для модернизации резервуара нужно провести подготовительные работы:

- 1) Провести зачистку одного цилиндрического РВС со стационарной крышей объёмом 1000 м³.
- 2) Приобрести новые изделия для дальнейшего монтажа на резервуар.

7.2.1 Зачистка резервуаров

Для подготовки резервуаров к монтажным работам нужно провести зачистку одного цилиндрического РВС со стационарной крышей объёмом 1000 м³.

Цель зачистки – подготовка резервуара к производственным работам, следовательно, следует провести следующие технологические операции:

- подготовительные работы;
- удаление технологического остатка;
- предварительная дегазация или флегматизация;
- удаление осадка;
- контроль качества зачистки;

- утилизация продуктов зачистки.

Стоимость зачистных работ предоставлена на сайте компании «Тигрис-Альп», цена указана за 1 м³ [31].

Таким образом, капиталовложения на зачистку резервуаров составляют 360000 руб.

$$KB_1 = 360000 \text{ рублей.}$$

7.2.2 Приобретение покупных изделий

При внедрении нового оборудования производится:

- монтаж сниженного пробоотборника ПСР-9 – 2 шт.;
- монтаж уровнемера RTG 3920 REX – 2 шт.;
- монтаж задвижки 30с941нж с электроприводом ГЗ-А.150 типа "Б" – 6 шт.

Стоимость сниженного пробоотборника предоставлена на сайте компанией «ООО Промбург» [32].

Стоимость радарного уровнемера предоставлена на сайте компанией «Атилис» [33].

Стоимость запорной арматуры предоставлена по запросу компанией «Гремир» [34].

Затраты на оборудования указаны в таблице 5.

Таблица 5 – Затраты на оборудование

| Оборудования | Количество, шт. | Стоимость, руб. за ед. | Общая сумма, руб. |
|------------------------------------|-----------------|------------------------|-------------------|
| ПСР - 9, руб. | 2 | 111722,40 | 223444,8 |
| RTG 3920 REX, руб. | 2 | 102200 | 204400 |
| 30н941сж (ГЗ-А.150 типа "Б"), руб. | 6 | 119664,96 | 717989,76 |
| Итого: | 8 | | 1145834,56 |

7.2.3 Затраты монтаж

Для монтажа оборудования на резервуар требуется работа 5 слесарей-сборщиков в течение 14 дней в 1 сменном режиме 112 часов, а также затраты на расходные материалы. Сборщики являются сотрудниками подрядной организации осуществляющей ремонтно-монтажные работы с почасовой оплатой труда за выполнение работ. Учитываем затраты на заработную плату данных работников.

Заработная плата слесарей-сборщиков, исходя из часовой оплаты труда, равна, руб.:

$$Z_{\text{п}} = 146 \cdot 5 \cdot 112 = 81760 \text{ руб.}$$

Районный коэффициент и северная надбавка составляют соответственно 50% и 30% от основной заработной платы, руб.:

$$Z_{\text{к}} = 81760 \cdot (0,3 + 0,5) = 65308 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата равна 12% от основной заработной платы, руб.:

$$Z_{\text{доп}} = 81760 \cdot 0,12 = 9811,2 \text{ руб.}$$

Премия равна 50 % от заработной платы, руб.:

$$Z_{\text{премия}} = 81760 \cdot 0,5 = 40880 \text{ руб.}$$

Страховые выплаты составляют 30 % от полной заработной платы и составляют, руб.:

$$C = (Z_{\text{п}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{премия}}) \cdot 0,3 = (81760 + 65308 + 9811,2 + 40880) \cdot 0,3 = 169143,2$$

Фонд заработной платы пятерых слесарей-сборщиков составляет, руб.:

$$\Phi_{\text{з.п.}} = Z_{\text{п}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{д}} + Z_{\text{пр}} + C = 81760 + 65308 + 9811,2 + 40880 + 169143,2 = 366902,4$$

В таблице 6 представлены необходимые капиталовложения по перечню объектов и работ.

Таблица 6 – Единовременные затраты на модернизацию резервуара РВС объемом 1000 м³

| Наименование затрат | Стоимость, руб. |
|---------------------|-----------------|
| Зачистка резервуара | 360000 |
| Оборудования | 1145834,56 |
| Монтаж | 366902,4 |

Таким образом, капиталовложения на зачистные работы и оборудование, необходимые для модернизации составляют:

$$K = 360000 + 1145834,56 + 366902,4 = 187736,96 \text{ руб.}$$



Рисунок 12 – Капиталовложения по перечню объектов и работ

7.3 Эксплуатационные затраты

7.3.1 Расчет затрат на электроэнергию

$$Z_{\text{эл}} = C_1 \sum_{i=1}^n N_{yi} \cdot t_i \quad (10)$$

где C_1 – тариф за 1 кВт/ч, руб., принимаем тариф на электроэнергию 5.3 кВт/ч, установленный для предприятий в г. Красноярск [35]

N_{yi} – установленная мощность i -го электродвигателя, кВт;

t_i – время работы в год i -го электродвигателя, ч.

Расчет затрат на электроэнергию ведется по ниже приведенной таблице 7.

Таблица 7 – Затраты на электроэнергию

| Наименование потребителей электроэнергии | Количество, шт | Установленная мощность N_{yi} , кВт | | Число час. раб. t_i , час. | Потребляемая электроэнергия, $N_{yi} \cdot t_i$ кВт/ч |
|--|----------------|---------------------------------------|-------|------------------------------|---|
| | | Единицы | Общая | | |
| Электропривод ГЗА.150 типа "Б" | 6 | 0,37 | 2,22 | 8760 | 19447,2 |
| Уровнемер RTG 3920 REX | 2 | 0,08 | 0,16 | 8760 | 1401,6 |
| Итого | | | | | 20848,8 |

Определим затраты на электроэнергию по формуле:

$$Z_{\text{эл}} = C_1 \sum_{i=1}^n N_{yi} \cdot t_i = 20848,8 \cdot 5,3 = 110498,64 \text{ руб.}$$

7.3.2 Расчет амортизации

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом, по формуле:

$$AM_{\text{отч}} = C_{\text{ос}} \cdot H_{\text{а}} / 100, \quad (11)$$

где $C_{\text{ос}}$ – первоначальная стоимость основных средств, руб.;

$H_{\text{а}}$ – норма годовых амортизационных отчислений, %.

Норма годовых амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$H_{\text{а}} = 100 / C_{\text{с}} \quad (12)$$

где $C_{\text{с}}$ – срок службы в годах.

Таблица 8 – Амортизационные отчисления оборудования

| Наименование | Первоначальная стоимость, без НДС, руб. | Норма амортизации, % | Годовая сумма амортизационных отчислений, руб. |
|----------------------------|---|----------------------|--|
| Стационарный пробоотборник | 178755,84 | 10 | 17875,58 |
| Прибор контроля уровня | 163520 | 10 | 16352 |
| Электроприводные задвижки | 574391,80 | 10 | 57439,18 |
| Итого | | | 91666,76 |

Рассчитаем сумму годовых эксплуатационных расходов по формуле:

$$Z_{\text{экс}} = Z_{\text{эл}} + Z_{\text{ам}} \quad (13)$$

где $Z_{\text{эл}}$ – затраты на электроэнергию, руб.;

$Z_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления, руб.

$$Z_{\text{экс}} = Z_{\text{эл}} + Z_{\text{ам}} = 110498,64 + 91666,76 = 202165,4 \text{ руб.}$$

7.3.3 Затраты на заработную плату

Для эксплуатации оборудования на резервуаре требуется работа 5 операторов товарных. Операторы являются сотрудниками компании с почасовой оплатой труда. Учитываем затраты на заработную плату данных работников.

Заработная плата операторов, исходя из почасовой оплаты труда, равна, руб.:

$$Z_{\text{п}} = 146 \cdot 5 \cdot 112 = 81760 \text{ руб.}$$

Районный коэффициент и северная надбавка составляют соответственно 50 % и 30 % от основной заработной платы, руб.:

$$Z_{\text{к}} = 81760 \cdot (0,3 + 0,5) = 65308 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата равна 12% от основной заработной платы, руб.:

$$Z_{\text{доп}} = 81760 \cdot 0,12 = 9811,2 \text{ руб.}$$

Премия равна 50 % от заработной платы, руб.:

$$Z_{\text{премия}} = 81760 \cdot 0,5 = 40880 \text{ руб.}$$

Страховые выплаты составляют 30% от полной заработной платы и составляют, руб.:

$$C = (Z_{\text{п}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{премия}}) \cdot 0,3 = (81760 + 65308 + 9811,2 + 40880) \cdot 0,3 = 169143,2$$

Фонд заработной платы пятерых слесарей-сборщиков составляет, руб.:

$$\Phi_{\text{з.п.}} = Z_{\text{п}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{д}} + Z_{\text{пр}} + C = 81760 + 65308 + 9811,2 + 40880 + 169143,2 = 366902,4$$

В таблице 9 представлены затраты на персонал, необходимые для работ и страховые выплаты.

Таблица 9 – Затраты на персонал и страховые выплаты

| Наименование затрат | Сумма за время работ |
|-------------------------|----------------------|
| Фонд оплаты труда, руб. | 366902,4 |
| Страховые взносы, руб. | 169143,2 |
| Итого: | 536045,6 |

7.3.4 Затраты на вспомогательные материалы для монтажа

Затраты на вспомогательные материалы составляют 2,7 % от фонда оплаты труда и определяются по формуле:

$$B_{\text{м}} = 0,027 \cdot \Phi_{\text{з.п.}} \quad (14)$$

где $B_{\text{м}}$ – затраты на вспомогательные материалы, руб.

$$B_{\text{м}} = 0,027 \cdot \Phi_{\text{з.п.}} = 0,027 \cdot 366902,4 = 9906,38$$

Значения рассчитанных эксплуатационных затрат представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Эксплуатационные затраты на обслуживание резервуара

| Наименование затрат | Стоимость, руб. |
|----------------------------|-----------------|
| Электроэнергия | 110498,64 |
| Амортизационные отчисления | 91666,76 |
| Фонд оплаты труда, руб. | 366902,4 |
| Страховые взносы, руб. | 169143,2 |
| Вспомогательные материалы | 9906,38 |
| Итого | 202165,4 |



Рисунок 13 – Эксплуатационные затраты на обслуживание резервуара

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы, были выявлены недостатки при эксплуатации резервуара, в результате чего был предложен проект по его реконструкции.

На основании проведённого анализа выбрано оборудование с наилучшими техническими характеристиками и разработана технология по его монтажу.

Использование данного оборудования позволяет с точностью проводить технологический процесс, делая экологичным и безопасным. В результате процесса модернизации исключается опасность прерывания технологических работ, возникновения чрезвычайного положения, исключается риск потери нефтепродуктов, увеличивается безопасность и вероятность загрязнения окружающей среды.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

РРВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;

ПСР – пробоотборник стационарный резервуарный;

ПП – пробоотборник плавающий;

ПСР-Т – пробоотборник стационарный резервуарный трехуровневый;

ПСР ОТ – пробоотборник стационарный резервуарный органного типа;

СП – свод правил;

СНиП – строительные нормы и правила;

ГОСТ – межгосударственный стандарт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 АО «Красноярскнефтепродукт» [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о компании «Красноярскнефтепродукт». – Красноярск. – Режим доступа: <http://knp24.ru/about/>

2 Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту . – Введ. 26.12.1986. – Москва, 1988. – 258с.

3 Саратовский резервуарный завод «САРРЗ» [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию о оборудовании, металконструкциях и резервуарах. – Саратов. – Режим доступа: <https://sarrz.ru/>

4 Большая энциклопедия нефти [Электронный ресурс]: база данных содержит 630295 статей из разных областей науки и техники. – Москва. 5 Научно-производственное объединение «САНЕФ» [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию о резервуарах для нефти и технологическом оборудовании для их безопасной работы. – Саратов. – Режим доступа: <https://bigenc.ru/>

6 ТПФ ООО «Мастерпром» [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию о инженерном оборудовании для систем водоснабжения, канализации, нефтегазовой и энергетической промышленности. – СанктПетербург. – Режим доступа: <https://www.master-prom.ru/>

7 «Контакт-1» [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию о контрольно-измерительных приборах и системах автоматизации. – Рязань. – Режим доступа: <http://www.kontakt-1.ru/>

8 ЗАО «Сааб Радар Мастер» [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию о контрольно-управляющих системах Rosemount TankRadar L/2 производства компании Rosemount Tank Radar. – Москва.

9 Компания «ТРАНСАРМ» [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию о запорной арматуре. – Москва. – Режим доступа: <http://www.radarmaster.ru/>

10 «RECO» [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию о монтаже резервуаров и ёмкостей различного объёма. – Москва. – Режим доступа: <http://tdreco.ru/>

11 «Арматис» [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию о трубопроводной арматуре для теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения и газоснабжения. – Санкт-Петербург. – Режим доступа <https://yandex.ru/maps/org/armatis>

12 Руководство по установке RTG 3900 [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию об установке уровнемеров серии RTG 3900. – Москва. – Режим доступа: <https://www.kombit.ru/>

13 СанПиН 2.2.4.548 – 96. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы. – Введ. 01.10.1996. – Москва: Минздрав России, 1997. – 12 с.

14 СНИП 2.04.05 – 91*. Отопление, вентиляция и кондиционирование. – Введ. 01.01.1992. – Москва: Минстрой России, 2003. – 72 с.

15 СанПиН 2.2.4.3359 – 16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. – Введ. 01.01.2017. – Новосибирск: Норматика, 2017

16 «Консультант плюс» [Электронный ресурс]: база данных содержит информацию нормативной документации. – Москва. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_98464/

17 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. – Введ. 20.05.2011. – Москва: Росстандарт, 2012. – 67 с. 18 ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Введ. 15.06.2003. – Москва: Нефтяник, 2003. – 245 с.

19 ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 48с.

20 ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.01.1976. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 3с.

21 ГОСТ 12.2.003 – 91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Введ. 01.01.1992. – Москва: Стандартиформ, 2008. – 9 с.

22 ГОСТ 12.1.038 – 82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – Введ. 30.06.1983. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2001 – 7 с. 23 ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление. Зануление. – Введ. 30.06.1982. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2001 – 10 с.

24 Об охране окружающей среды [Электронный ресурс]: федер. закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ ред. от 03.07.2016 // Справочная правовая система «КонсультантПлюс».

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А.Н. Сокольников

«23» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Реконструкция резервуарного парка

Руководитель  19.06.20 доцент, канд. техн. наук В.И. Верещагин

Выпускник  18.06.20

В.И. Крючков

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Реконструкция резервуарного парка».

Консультанты

по разделам:

Экономическая часть





И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А.Н. Минкин

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция резервуарного парка» содержит 54 страницы текстового документа, 34 использованных источника, 6 листов графических материалов.

РЕКОНСТРУКЦИЯ, РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК, РЕЗЕРВУАР, ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА, РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ, МОНТАЖ.

Объект ВКР: резервуарный парк.

Цель ВКР: повышение эффективности работы оборудования резервуарного парка, путем замены на оборудование с более высокой производительностью.

Задачи ВКР:

- 1) усовершенствование оборудования резервуара;
- 2) выбор наиболее подходящего оборудования с более высокой производительностью;
- 3) разработка технологических решений по монтажу выбранного оборудования;
- 4) расчёт капиталовложений и эксплуатационных затрат при осуществлении монтажа выбранного оборудования.