

Министерство образования и науки Российской Федерации
Филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
в г. Нижневартовске

Кафедра «Информатика»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

_____ / _____ /

« _____ » _____ 2016 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о.зав.кафедрой «Информатика»

к.т.н., доцент

 / С.Г.Пономарева /

« 30 » мая . 2016 г.

Реализация микроконтроллерной обработки данных

по добыче нефти на кустовой площадке

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ- 200100. 2016.161.ПЗ ВКР

Консультанты

Экономическая часть

к.э.н., доцент

 / А.В. Прокопьев /

« 27 » 04 2016 г.

Безопасность жизнедеятельности

к.э.н., доцент

 / А.Б. Тряпицын /

« 30 » 04 2016 г.

Руководитель проекта

старший преподаватель

 / Е.В. Юрасова /

« 30 » мая 2016 г.

Автор проекта

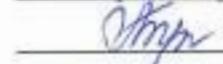
студент группы НвФл – 431

 / В.А.Никитин /

« 30 » мая 2016 г.

Нормоконтролер

старший преподаватель

 /Л.Н. Буйлушкина/

« 30 » МАЯ 2016 г.



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФИЛИАЛ ЮЖНО-УРАЛЬСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА
В Г. НИЖНЕВАРТОВСКЕ
КАФЕДРА «ИНФОРМАТИКА»

Направление 200100.62 Приборостроение

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой «Информатика»
к.т.н., доцент

 /С.Г.Пономарева /
личная подпись
« 05 »  2016 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Никитина Владимира Александровича

1. Тема работы Реализация микроконтроллерной обработки данных
по добыче нефти на кустовой площадке

Утверждена приказом ректора университета от «15» апрель 2016 г. № 667

2. Срок сдачи студентом законченной работы «30» мая 2016 г.

3. Исходные данные к работе Контроллер ОВЕН ПЛК 160 с параметрами:

– пределы основной приведенной погрешности $\pm 0,25\%$;

– пределы основной приведенной погрешности выходных сигналов цифро-аналогового преобразователя «параметр – ток» или «параметр – напряжение»
напряжение» $\pm 5\%$;

– на каждые 10 0С изменения температуры не должны превышать 0,5
предела допускаемой основной приведенной погрешности.

Датчик давления жидкости Метран 55ДИ 517 МП–Т10–050–25,0 МПа–42–С:

- выходные сигналы от 0 до 5 и от 4 до 20 мА;
- предел допускаемой основной приведенной погрешности – 0,5%;
- вибрация вызывает $\pm 0,5\%$ от диапазона изменения выходного сигнала.

Модуль «АэроТрек-GPRS»:

- диапазон напряжения от 10 до 29 В;
- три независимых канала: RS-485, RS-232, USB;
- рабочий частотный диапазон GSM 850/EGSM 900/DCS1800/PCS1900.

4. Содержание пояснительной записки

- 1) Введение
- 2) Аналитический обзор
- 3) Реализация микроконтроллерной обработки данных
- 4) Экономический раздел
- 5) Безопасность жизнедеятельности
- 6) Заключение
- 7) Библиографический список

7. Дата выдачи задания « 30 » января 2016г.

Задание выдал руководитель Юрасова Е.В.

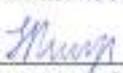
Задание принял к исполнению студент-дипломник Никитин В.А.

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапа	Отметки о выполнении этапа
Введение	02.02.2016	выполнено
Аналитический обзор	25.02.2016	выполнено
Реализация микроконтроллерной обработки данных	23.03.2016	выполнено
Экономический раздел	27.04.2016	выполнено
Безопасность жизнедеятельности	03.05.2016	выполнено
Заключение	15.05.2016	выполнено
Библиографический список	25.05.2016	выполнено
Презентация доклада защиты работы	16.05.2016	выполнено
Оформление ВКР	01.06.2016	выполнено
Рецензирование	05.06.2016	выполнено
Защита работы	10.06.2016	

И.о. зав.кафедрой  / С.Г. Пономарева /
/личная подпись/

Руководитель работы  / Е.В. Юрасова /
/личная подпись/

Студент-дипломник  / В.А. Никитин /
/личная подпись/

АННОТАЦИЯ

Никитин В.А. Реализация микроконтроллерной обработки данных по добыче нефти на кустовой площадке. – Нижневартовск: филиал ЮУрГУ, Информатика: 2016, 87 с., 21 ил., 13 табл., библиогр. список – 22 наим.

В настоящее время в отрасли автоматизации существует большое разнообразие точек зрения и подходов к тому, как автоматизировать технологические процессы. Для успешного развития автоматизации процессов передачи, управления, слежения и преобразования поступающей информации от источников сигнала необходимо модернизировать систему автоматизированного контроля и управления за нагнетанием воды в скважину.

Целью данной выпускной квалификационной работы является реализация контроля и управления технологическим процессом автоматизированного управления подачи воды в нагнетательную скважину с последующей передачей информации в диспетчерский цех.

В данной работе реализована микроконтроллерная обработка данных, передача полученной и обработанной информации для контроля за технологическим процессом при отсутствии связи с операторским центром.

200100.2016.161 ПЗ								
					Реализация микроконтроллерной обработки данных по добыче нефти на кустовой площадке			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Никитин В.А.		30.05.16		22	6	87
Проверил		Юркова Е.В.		30.05.16				
Рецензент								
Н.контр.		Будзумкина Л.Н.		30.05.16				
Утвердил		Покорнова С.Г.		30.05.16				
						Филиал ФАБСУ ВПО «ЮУрГУ» (НИУ) в г. Нижневартовске кафедра «Информатика»		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ТЕХНИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	
1.1 Нефтяная кустовая площадка.....	12
1.1.1 Структура кустовой насосной станции.....	15
1.2 Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти	18
1.2.1 Структура автоматизированных систем управления технологическими процессами.....	18
1.2.2 Требования к составным частям АСУ ТП.....	23
1.3 Беспроводная передача данных.....	24
1.3.1 Архитектура стандарта GSM.....	27
1.3.2 Применение GSM в АСУ ТП.....	30
1.4 Перспективные разработки в области АСУ ТП	
1.4.1 Система DeltaV.....	30
1.4.2 Система «Manufacturing Execution System».....	33
2 РЕАЛИЗАЦИЯ МИКРОКОНТРОЛЛЕРНОЙ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ	
2.1 Описание системы автоматизации.....	37
2.1.1 Описание и обоснование выбора контроллера.....	40
2.1.2 Описание и обоснование выбора модуля беспроводной связи.....	44
2.1.3 Описание и обоснование выбора датчиков давления воды на кустовой насосной станции и на скважине.....	48
2.1.4 Электронная задвижка водопровода.....	52
2.2 Вычисление потерь давления в магистрали водопровода	53
2.3 Система сравнения и управления технологическим узлом.....	57
3 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	
3.1 Проведение сравнительной оценки эффективности возможных направлений исследований	59

3.2	Расчет затрат на реализацию данного проекта.....	62
3.3	Окупаемость проекта	67
3.4	Экономический риск проекта	71
4	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
4.1	Основные положения.....	76
4.2	Опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте.....	77
4.3	Описание воздействия опасных и вредных производственных факторов.....	77
4.4	Противопожарная защита.....	81
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	85
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	86

ВВЕДЕНИЕ

Нефть – природная маслянистая горючая жидкость со специфическим запахом, состоящая в основном из смеси углеводородов различной молекулярной массы и некоторых других химических соединений. Она представляет собой жидкообразную фазу продуктов захоронения органического вещества в водно-осадочных отложениях.

На протяжении 20 века и в 21 веке нефть является одним из важнейших для человечества полезных ископаемых.

По химическому составу и происхождению нефть близка к природным горючим газам и озокериту. Эти ископаемые объединяют под общим названием петролитов. Петролиты относят к ещё более обширной группе, так называемых каустобиолитов – горючих минералов биогенного происхождения, которые включают также другие ископаемые топлива (торф, бурые и каменный уголь, антрацит, сланцы).

Нефть обнаруживается вместе с газообразными углеводородами на глубинах от десятков метров до 6 км. Однако на глубинах свыше 4,5 км преобладают газовые и газоконденсатные залежи с незначительным количеством лёгких фракций. Максимальное число залежей нефти располагается на глубине 1–3 км. На малых глубинах и при естественных выходах на земную поверхность нефть преобразуется в густую маьлту, полутвёрдый асфальт и другие образования – например, битуминозные пески и битумы.

По способам подъема современные методы добычи флюидов или скважинной жидкости (в том числе нефти) делятся на:

- фонтан (выход флюида осуществляется за счёт пластового давления);
- газлифт;
- установка электроцентробежного насоса;
- установка электро–винтового насоса;
- штанговые насосы, часто с приводом от наземного станка-качалки.

Нефть играет значительную и без преувеличения критическую роль в современном мире. Нефтепереработка и нефтехимия влияет практически на все стороны нашей цивилизации и на качество жизни каждого из нас. Нефть оказывает влияние на наш транспорт, пищу, одежду, жилища, места проживания. Производство, доставка и использование нефти влияет на экономику страны, вопросы безопасности, определяет мировую политику и международные отношения.

Нефтяная промышленность достигла существующего влияния в достаточно короткие сроки. История нефтяной промышленности началась в 1859 году, когда была пробурена первая успешная нефтяная скважина. С тех пор технологическое развитие вместе с драматичными социальными изменениями значительно повлияли на становление и развитие нефтяной промышленности. Хотя история нефтяной промышленности довольно коротка (всего-то около 150 лет), история использования нефти людьми уходит корнями в глубокую древность.

Знания о нефти и ее использование людьми можно проследить на протяжении веков. Эти знания может быть даже древнее, чем вся известная нам история. В наше время нефть стала жизненно важной частью нашей повседневной жизни и экономики нашей страны. Ежедневно мы используем более 3000 продуктов, которые в той или иной степени получают из нефти. Бензин и другое топливо, аспирин, косметика, синтетические ткани, удобрения – только некоторые из них.

Попытки найти замену нефти идут практически с зарождения нефтяной промышленности. Например, наряду с изобретением двигателя внутреннего сгорания уже в начале 20-го века был также предложен и электрический двигатель. Но как тогда, так и сейчас, несмотря на весь технологический прогресс, применение электрических двигателей не находит широкого применения из-за существенных недостатков. Во множестве других областей нефть остается незаменимым источником энергии и необходимых химических веществ. И хотя в будущем альтернативные источники энергии продолжают свое развитие, важность нефти от этого нисколько не уменьшится.

Контроль и управление процессом нефтедобычи должны быть основаны на использовании современных средств автоматизации, телемеханики и информационных технологий, что позволит устранить непроизводительные затраты энергии и оптимизировать режимы закачки и отбора, контролировать состояние оборудования и обеспечить сбор, хранение и обработку текущей и исторической информации.

Автоматизация – применение технических, экономико-математических методов и систем управления, освобождающих человека частично или полностью от непосредственного участия в процессах получения, преобразования, передачи и использования энергии, материалов или информации.

Автоматизация производства объясняется сложностью и высокой скоростью протекания технологических процессов, чувствительностью их к нарушению режима, вредностью работы, взрыво – и пожароопасностью перерабатываемых веществ, ограниченными возможностями человека и т. д. Внедрение специальных автоматических устройств приводит к увеличению количества продукции и улучшению его качества, росту производительности труда, снижению себестоимости продукции, улучшению условий работы, удлинению сроков эксплуатации оборудования.

Поэтому проблема совершенствования автоматизации технологического процесса добычи нефти остается актуальной. Современные автоматизированные системы управления технологическими процессами двигаются в сторону беспроводной связи в целях экономии, быстродействия и упрощения передачи данных, управления и контроля за технологическим процессом [1].

Задачи по микроконтроллерной обработке данных:

- 1) Обзор области применения, рассмотрение уже существующих систем автоматизации и необходимого оборудования для модернизации.
- 2) Модернизация участка цепи обработки и передачи данных
- 3) Реализация микроконтроллерной обработки данных
- 4) Сделать систему окупаемой

1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР

1.1 Нефтяная кустовая площадка

Под кусты скважин отводится площадка естественного или искусственного участка территории с расположенными на ней устьями скважин, технологическим оборудованием, инженерными коммуникациями и служебными помещениями. В составе укрупненного куста может находиться несколько десятков наклонно-направленных скважин. Суммарный дебит по нефти одного куста скважин принимается до $4000 \text{ м}^3 \text{сут}^{-1}$, а газовый фактор – до $200 \text{ м}^3 \text{сут}^{-1}$.

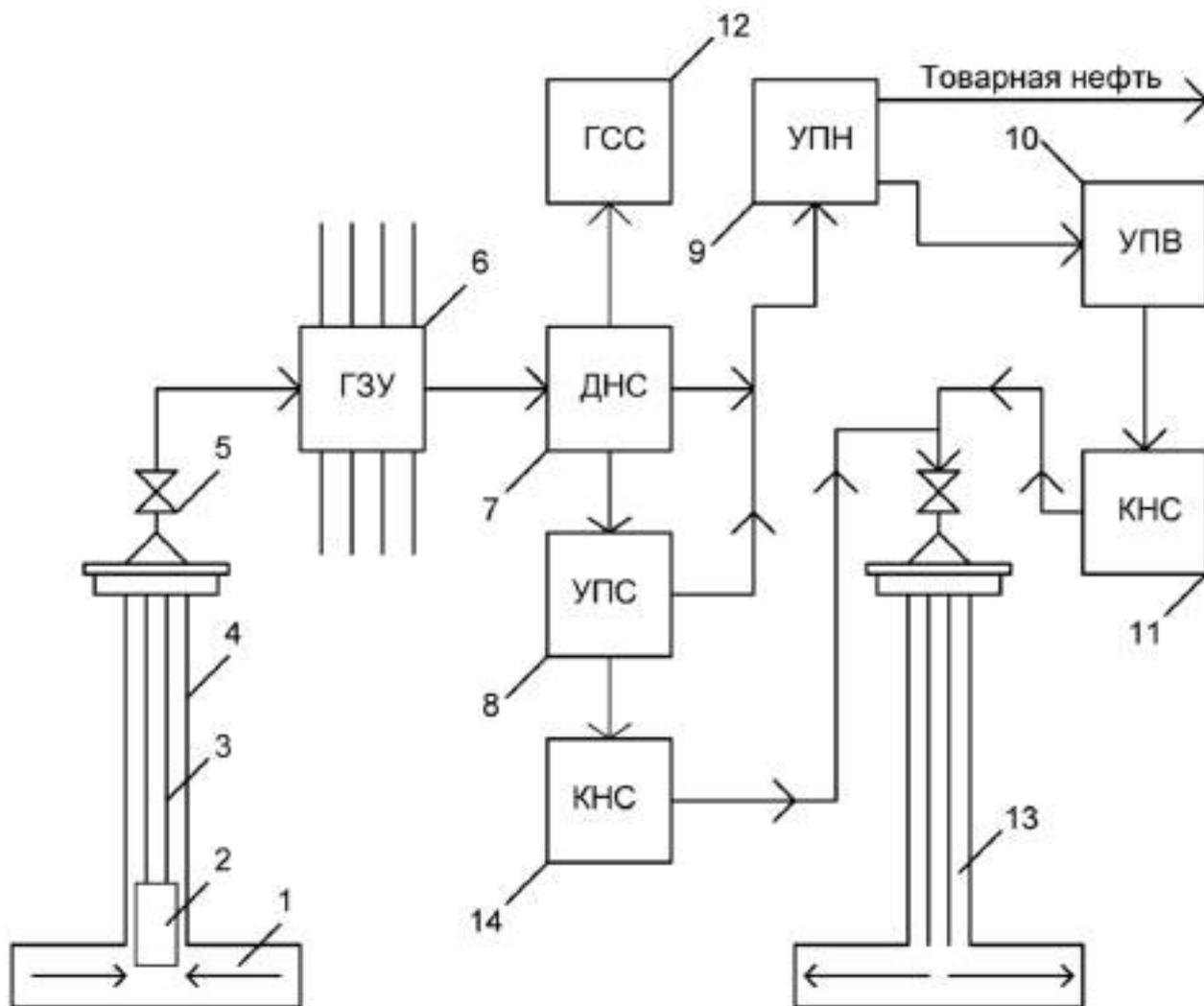
В состав технологических сооружений куста скважин обычно входят:

- приустьевые площадки добывающих и нагнетательных скважин;
- групповые замерные установки;
- блоки подачи реагентов–деэмульгаторов и ингибиторов;
- блоки газораспределительные и водораспределительные;
- блоки закачки воды в нагнетательные скважины;
- станции управления электроцентробежными и шаговыми насосами;
- фундаменты под станки–качалки;
- трансформаторные подстанции;
- площадки под ремонтный агрегат;
- емкость-сборник и технологические трубопроводы.

В составе сооружений кустовой площадки может находиться узел подготовки сточных вод с локальной закачкой воды в пласт. В этом случае отсутствует энергоемкая перекачка пластовых вод к пунктам сепарации нефти и обратно, а в составе транспортных коридоров отсутствуют агрессивные пластовые флюиды, что повышает экологическую безопасность промысла.

Строительство скважин с большими отходами забоя ограничивает применение глубинных штанговых насосов ввиду осложнений, связанных с истиранием труб. Во избежание аварий при выборе насосного оборудования

предпочтение отдается электроцентробежным и гидроприводным насосным системам в условиях закрытой системы сбора нефти и газа. Такие системы дают возможность подачи ингибиторов для предотвращения коррозии и парафинообразования.



1 – продуктивный пласт; 2 – скважинный насос; 3 – подъемные трубы; 4 – обсадная колонна; 5 – устье добывающей скважины; 6 – групповая замерная установка; 7 – дожимная насосная станция; 8 – установка предварительного сбора воды; 9 – установка подготовки нефти; 10 – установка подготовки воды; 11,14 – кустовая насосная станция; 12 – газопровод; 13 – нагнетательная скважина.

Рисунок 1.1 – Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции на нефтяном промысле

Газожидкостная смесь из добывающих скважин поступает на групповую замерную установку, в которой в автоматическом режиме производится

периодическое измерение в замерном сепараторе дебитов жидкости и газа каждой скважины. Количество установок определяется расчетами. На площадках групповых замерных установках размещаются блоки закачки реагента–деэмульгатора и ингибитора коррозии.

В тех случаях, когда расстояние от кустов скважин до центрального пункта сбора велико, а устьевого давления недостаточно для перекачки флюидов, сооружают дожимные насосные станции. На дожимных насосных станциях смесь попадает по нефтесборным трубопроводам после групповых замерных установок.

В состав дожимной насосной станции входят следующие блочные сооружения:

- первой ступени сепарации с предварительным отбором газа;
- предварительного обезвоживания и очистки пластовой воды;
- замера нефти, газа и воды;
- насосный и компрессорный блок воздуха;
- закачки реагента перед первой ступенью сепарации;
- закачки ингибиторов в газопроводы и нефтепроводы;
- аварийных емкостей

На центральном пункте сбора сырая нефть проходит полный цикл обработки, которой включает двухступенчатое или трехступенчатое разгазирование нефти с помощью сепараторов и доведение нефти по упругости насыщенных паров до необходимых кондиций. Газ после сепарации очищается от капельных жидкостей и подается на утилизацию или переработку. Газ первой и второй ступени сепарации транспортируется под собственным давлением. Газ концевой ступени для дальнейшего использования требует компримирования.

Здесь же на центральном пункте сбора производится обезвоживание и обессоливание нефти до товарных кондиций. Попутно добываемые воды отделяются от сырой нефти на установке подготовки нефти в составе центрального пункта сбора. В специальном резервуаре происходит отстаивание нефти, подогрев нефтяной эмульсии в трубчатых печах и обессоливание. После этого товарная

нефть поступает в резервуар с последующей откачкой в магистральный нефтепровод.

1.1.1 Структура кустовой насосной станции

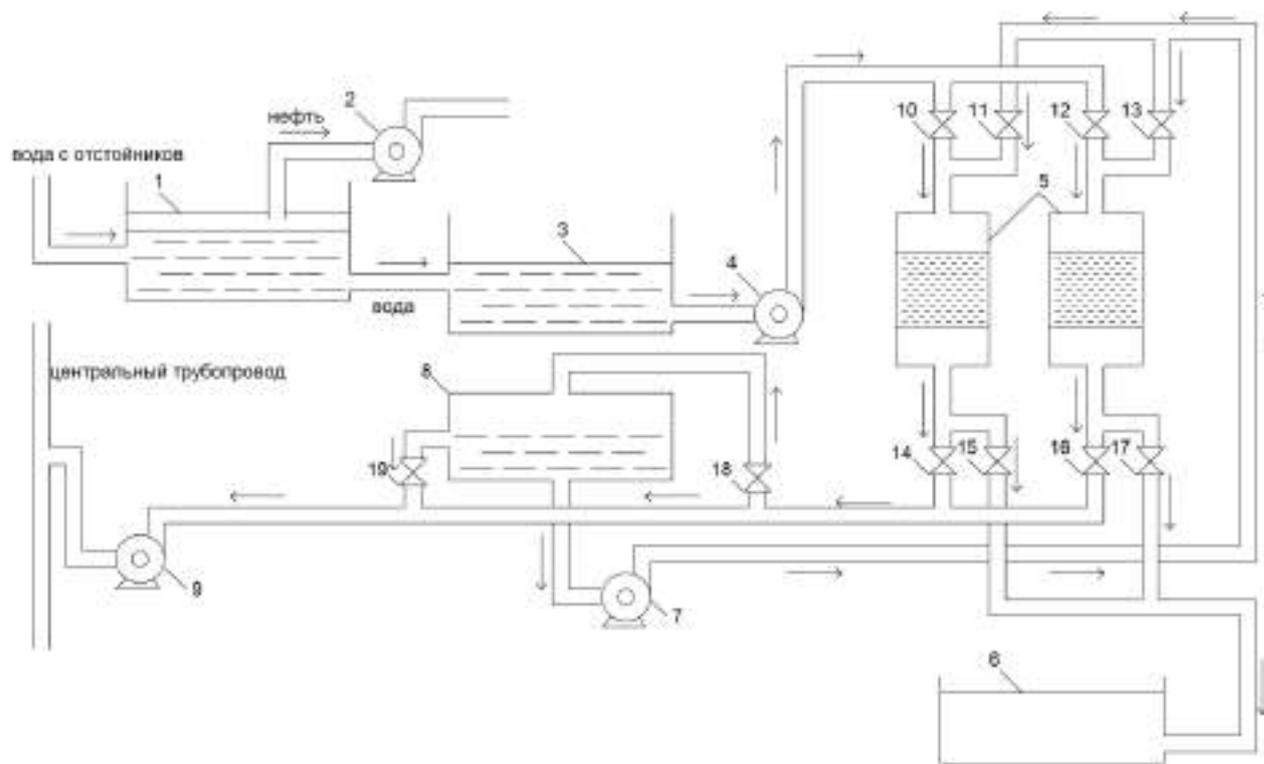
Для вытеснения нефти из пласта применяются жидкости двух типов: смешивающиеся и смешивающиеся с нефтью. К первым относится вода, ко вторым – растворители. Последние весьма дороги, и поэтому в подавляющем большинстве случаев в пласт закачивается вода.

В качестве источников закачиваемой жидкости используются открытые (реки, озера, моря), подземные (артезианские, подрусловые и пластовые) источники и сточные воды. Обычно стараются использовать пресную воду из подрусел рек или артезианских скважин. В этих случаях состав воды не зависит от времени года и режим работы очистных устройств остается постоянным.

При использовании сточной воды, поступающей из скважин, используются две системы ее очистки: открытая и закрытая. В первом случае вода, отделенная от нефти (рисунок 1.2), направляется в отстойники, откуда сбрасывается в нефтеловушку 1, где от нее отделяются капли нефти диаметром свыше 80 мкм. Из нее отделившаяся нефть откачивается насосом 2, а вода поступает в пруды-отстойники 3, где содержащиеся в ней механические частицы оседают на дно, а оставшаяся нефть всплывает на поверхность. Далее насосом 4 вода направляется в попеременно работающие песчаные фильтры 5, где от нее отделяются взвешенные частицы, и поступает в буферную емкость 6, откуда насосом 7 (или же непосредственно из фильтров) направляется на кустовую насосную станцию (далее – КНС). Насосы КНС под давлением порядка 14 – 20 МПа закачивают воду в пласт.

Сопоставляя показатели работы систем для закачки воды в пласт, необходимо отметить, что наиболее рациональной являются системы с использованием пластовой воды, которая после соответствующей обработки закачивается в пласт. Подобная система в целом, включая и пласт, представляет собой замкнутый

контур, вредное влияние которого на окружающую природу минимально по сравнению с другими системами.



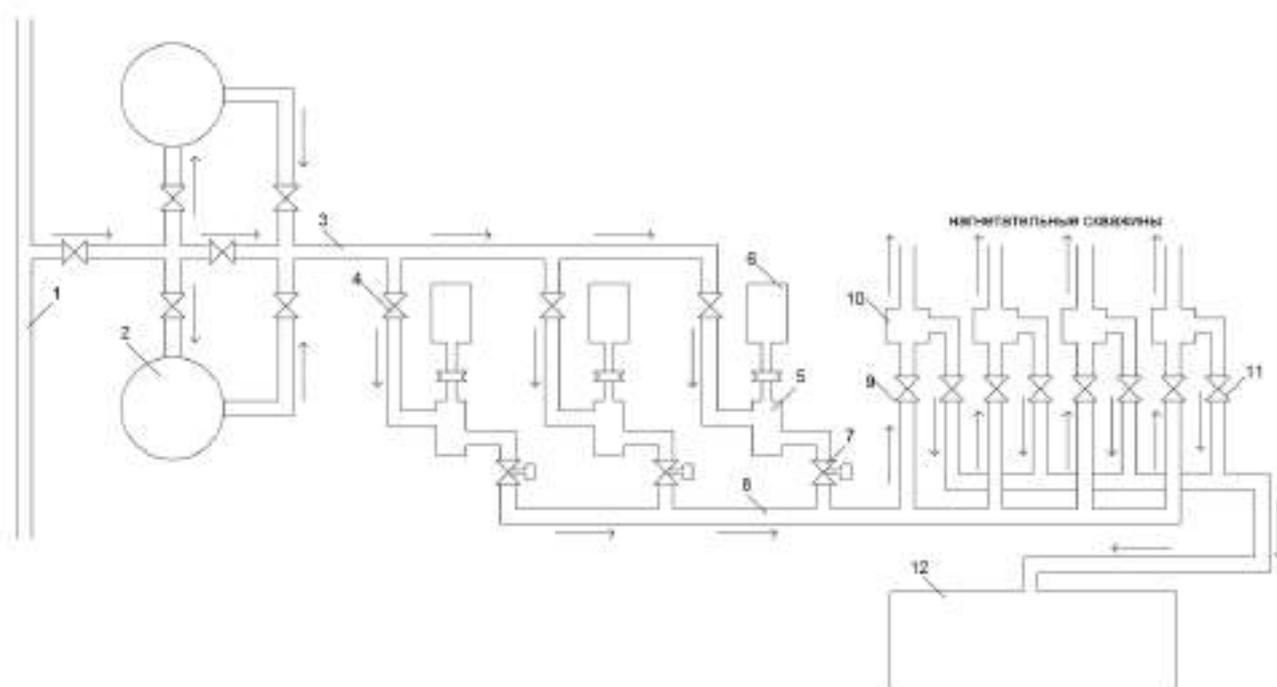
1 – нефтеловушка; 2 – нефтяной насос; 3 – отстойник; 4 – насос; 5 – песчаные фильтры; 6 – отстойник для загрязненной воды; 7 – насос для проведения промывки фильтров; 8 – емкость для чистой воды; 9 – насос для подачи воды на КНС

Рисунок 1.2 – Структурная схема подготовки воды

При подготовке воды в установках закрытого типа процессы отделения воды от нефти идут под избыточным давлением, легкие фракции и газ собираются и в дальнейшем используются.

Очищенная и обработанная вода направляется из резервуаров к насосным станциям – стационарным или блочным. Первые представляют собой капитальное помещение, в котором располагаются насосы с приводными двигателями, аппаратура управления и контроля, электрическое оборудование и бытовые помещения. Станции второго типа состоят из блоков, изготавливаемых и комплектуемых всем необходимым на заводе. Размеры блоков обеспечивают их транспортировку по железным и автомобильным дорогам. Монтаж блочного оборудования в 8 – 10 раз быстрее, чем сооружение капитальных станций.

Блочная кустовая станция (рисунок 1.3) состоит из ряда блоков: насосных, управления, электроаппаратуры, распределительного и бытового. Вода из магистрального трубопровода подается в резервуары или, минуя их, на прием насосов. Число одновременно работающих насосных блоков определяется суммарным расходом жидкости. Один или два блока обычно являются резервными. По напорному трубопроводу жидкость направляется к распределительной гребенке, от которой через регуляторы расхода подается к нагнетательным скважинам.



1 – магистральный водопровод; 2 – буферная емкость; 3 – приемный коллектор; 4,9,11 – задвижки; 5 – центробежные насосы; 6 – электродвигатели; 7 – задвижки с дистанционным управлением; 8 – высоконапорный коллектор; 10 – сборный коллектор для грязной воды; 12 – емкость для грязной воды.

Рисунок 1.3 – Структурная схема кустовой насосной станции

Кустовые насосные станции соединены с питающим трубопроводом, который может быть кольцевым и опоясывать месторождение или его часть или линейным. От КНС жидкость под давлением направляется к нагнетательным скважинам, причем по мере разработки добывающие скважины переводятся в нагнетательные. При этом соответственно видоизменяется и схема нагнетательных трубопроводов.

Наиболее ответственными элементами КНС являются насосные агрегаты.

В нашей стране для нагнетания жидкости в пласт применяются центробежные многоступенчатые секционные насосы (далее – ЦНС) с подачей до $1000 \text{ м}^3/\text{ч}^{-1}$, при давлении 0,4 – 20 МПа. В зависимости от типоразмера их к. п. д. изменяется от 44 до 80 %.

Напор насосов ЦНС регулируется изменением числа ступеней. Конструкция насоса представляет собой набор секций, зажатых между всасывающей и нагнетательной крышками и стянутых шпильками. Вал насоса установлен на подшипниках скольжения с принудительной смазкой, осевое усилие воспринимается упорным подшипником [2].

1.2 Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти

Автоматика – это отрасль науки и техники, охватывающая теорию и принципы построения средств и систем управления производственными процессами. Автоматика – является основой автоматизации.

Автоматизацией называют этап развития машинного производства, характеризуемый освобождением человека от непосредственного выполнения функций управления производственными процессами и передачей этих функций техническим устройствам.

Под управлением производственным процессом понимают такое воздействие на него, которое обеспечивает оптимальный или заданный режим работы. Управляемый производственный процесс называют объектом управления. Совокупность технических устройств, используемых для управления, и производственного персонала, принимающего в нем непосредственное участие, образует совместно с объектом управления систему управления [3].

1.2.1 Структура автоматизированных систем управления технологическими процессами

При разработке проекта автоматизации в первую очередь необходимо решить, с каких мест те или иные участки объекта будут управляться, где будут размещаться пункты управления, операторские помещения, какова должна быть взаимосвязь между ними, т. е. необходимо решить вопросы выбора структуры управления. Под структурой управления понимается совокупность частей автоматической системы, на которые она может быть разделена по определенному признаку, а также пути передачи воздействий между ними.

Выбор структуры управления объектом автоматизации оказывает существенное влияние на эффективность его работы, снижение относительной стоимости системы управления, ее надежности, ремонтоспособности и т.д.

В самом общем виде структурная схема системы автоматизации представлена на рисунке 1.4. Система автоматизации состоит из объекта автоматизации и системы управления этим объектом. Благодаря определенному взаимодействию между объектом автоматизации и системой управления система автоматизации в целом обеспечивает требуемый результат функционирования объекта, характеризующийся параметрами x_1, x_2, \dots, x_n .



Рисунок 1.4 – Структурная схема системы автоматизации

К этим параметрам можно отнести, например, величины, характеризующие целесообразный конечный продукт технологического процесса, отдельные параметры, определяющие ход технологического процесса, его экономичность, обеспечение безаварийного режима.

Кроме этих основных параметров, работа комплексного объекта автоматизации характеризуется рядом вспомогательных параметров y_1, y_2, \dots, y_n , которые также должны контролироваться и регулироваться (например, поддерживаться постоянными). К такого рода параметрам можно отнести, например, величины, характеризующие работу установок подготовки технологического пара, насосных станций оборотного водоснабжения.

От этих установок требуется только подача на вход технологической установки сырья и энергоносителей с заданными параметрами. При этом необходимая дозировка подачи сырья и энергоносителей осуществляется средствами управления, относящимися к технологической установке.

В процессе работы на объект поступают возмущающие воздействия f_1, f_2, \dots, f_n , вызывающие отклонения параметров x_1, x_2, \dots, x_n от их требуемых значений. Информация о текущих значениях $x_1, x_2, \dots, x_n, y_1, y_2, \dots, y_n$ поступает в систему управления и сравнивается с предписанными им значениями g_1, g_2, \dots, g_n , в результате чего система управления вырабатывает управляющие воздействия E_1, E_2, \dots, E_n для компенсации отклонений выходных параметров.

Таким образом, объект автоматизации в общем случае состоит из нескольких в большей или меньшей степени связанных друг с другом участков управления. Участки управления физически могут представляться в виде отдельных установок, агрегатов и т. д. или в виде локальных каналов управления отдельными параметрами одних и тех же установок, агрегатов и т. д. [4].

Многоуровневая автоматизированная система управления представлена на рисунке 1.5.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами (далее – АСУ ТП) классифицируются на уровни классов I, II и III.

К классу I (АСУ ТП нижнего уровня) относятся АСУ ТП, управляющие агрегатами, установками, участками производства. Класс I состоит из приборов и датчиков, преобразующих температуру, уровень, давление в электрические сигналы. Электрические сигналы поступают в блок автоматики, где находится микропроцессорный контролер.

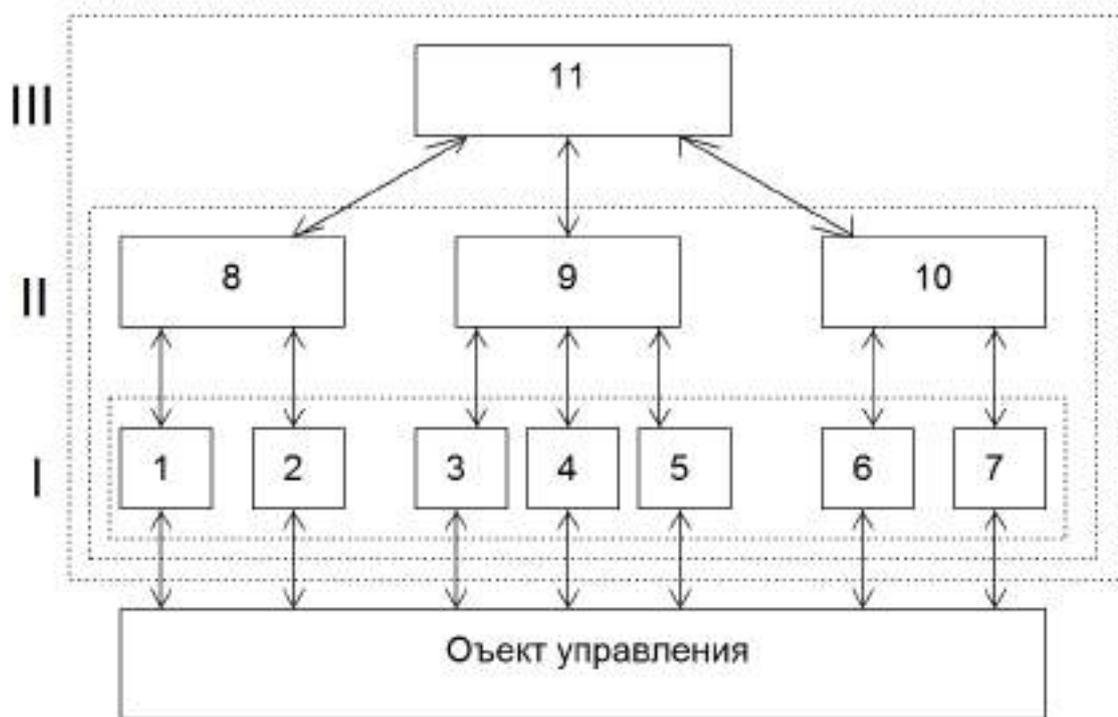


Рисунок 1.5 – Трехуровневая автоматизированная система управления

К классу II относятся АСУ ТП, управляющие группами установок, цехами, производствами, в которых отдельные агрегаты (установки) имеют свои локальные системы управления. Класс II представляет собой микропроцессорные контроллеры, которые выполняют следующие функции:

- сбор и обработка сигналов с аналоговых датчиков;
- сбор и обработка цифровых сигналов аварий, предупредительной и исполнительной сигнализации, состояния технологического процесса и оборудования;

- автоматическое регулирование технологических параметров системы: давления в сепараторах первой и второй ступени, уровня жидкости в сепараторах первой и второй ступени;

- автоматическое управление факельными кранами;
- выявление и регистрацию причин аварийных ситуаций;
- обмен данными с верхним уровнем.

В микропроцессорном контроллере происходит обработка сигналов и выработка управляющих воздействий. Далее информация по каналам связи передаётся на верхний уровень.

К классу III относятся АСУ ТП, объединяющие в своем составе АСУ ТП классов I, II и реализующие согласованное управление отдельными технологическими установками или их совокупностью (цехом, производством).

Построение систем автоматизации по уровням (рисунок 1.6) управления определяется как требованиями снижения трудозатрат на их реализацию, так и целями (критериями) управления технологическими объектами.

Технические средства автоматизации и телемеханизации, включая первичные датчики и приборы, оборудование телемеханики, микропроцессорную технику, должны составлять основу технической базы автоматизированных систем управления технологическими процессами и производствами (АСУ ТП и АСУП) добычи нефти и соответствовать их основным требованиям.

Процесс управления складывается из следующих основных функций, выполняемых системой управления:

- получение измерительной информации о состоянии производственного процесса как объекта управления;
- переработка полученной информации и принятие решения о необходимом воздействии на объект для достижения целей управления;
- реализация принятого решения, т.е. непосредственное воздействие на производственный процесс.

Технические устройства, которые принимаются в системах управления для автоматизации этих функций, называется техническими средствами автоматизации. Средства, предназначенные для получения информации о состоянии объекта управления, называются средствами измерений.

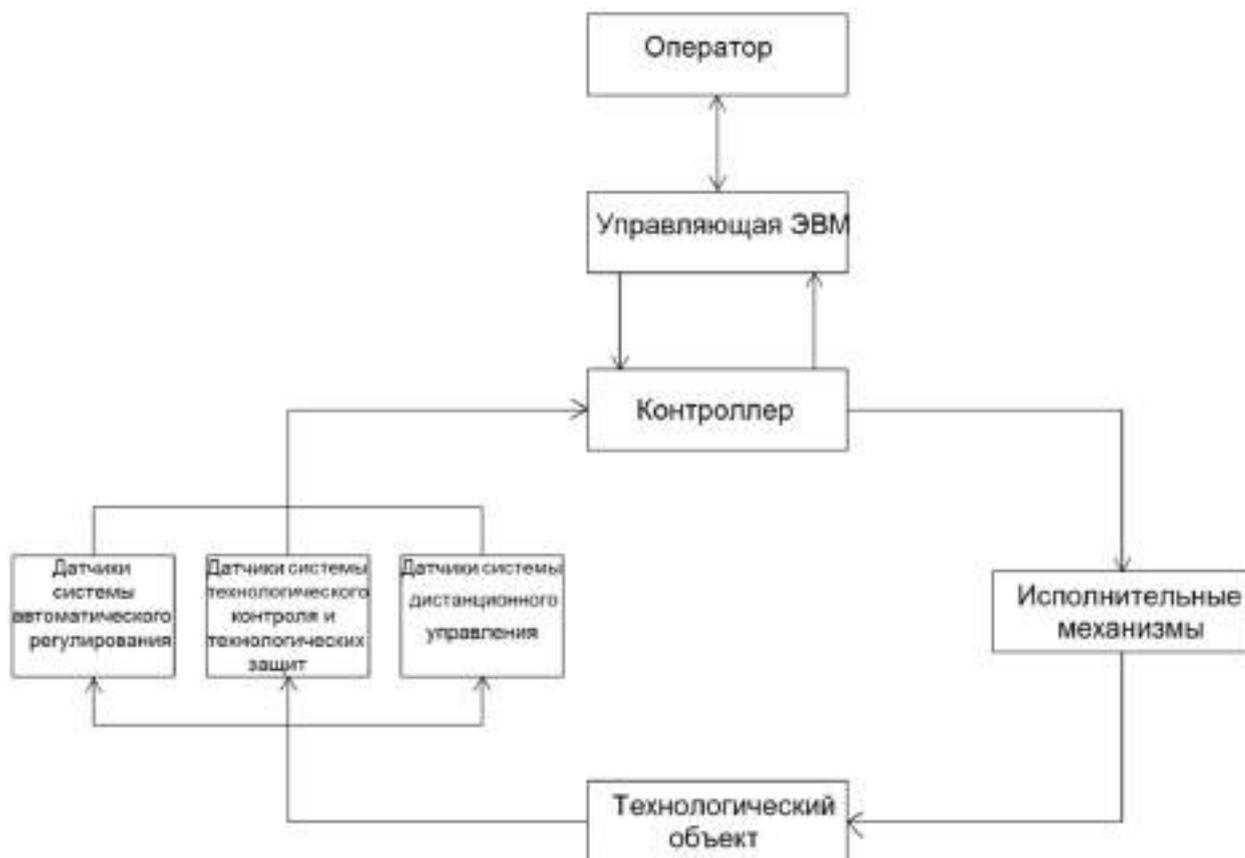


Рисунок 1.6 – Принципиальная схема АСУ ТП

В нефтегазовой промышленности основными измеряемыми величинами являются: давление, температура, уровень, расход [5].

1.2.2 Требования к составным частям АСУ ТП

Требования к выбору технических средств автоматизации и телемеханизации, автоматизированного оборудования при проектировании:

- технические средства автоматизации и автоматизированное оборудование должны соответствовать требованиям государственных и отраслевых стандартов

или технических условий, утвержденных и прошедших регистрацию в установленном порядке;

- рекомендуется применять технические средства автоматизации и телемеханизации, базирующиеся на микропроцессорной технике;

- необходимо повсеместно применять серийно выпускаемое оборудование, а в отдельных случаях допускается применение технических средств автоматизации и автоматизированного оборудования, находящихся в стадиях разработки или промышленного освоения, при условии согласования их поставки с соответствующими органами;

- технические средства сбора и передачи информации должны обеспечивать нормальное функционирование в работе по каналам связи, соответствующим общесоюзным нормам и учитывать возможность их стыковки с действующими системами телемеханики.

Применение импортных технических средств автоматизации и автоматизированного оборудования должно быть согласовано с соответствующими организациями Миннефтепрома.

Объем и порядок приема и передачи информации между уровнями управления производится по установленному регламенту в соответствии с РД 39–5–1075–84 [6].

1.3 Беспроводная передача данных

Основными функциями автоматизированной информационно-измерительной системы являются измерение характеристик объекта, сбор, обработка и визуализация информации, а также управление объектом или процессом исследований на основе анализа полученных данных. Автоматизированная информационно-измерительная система, соответственно, содержит управляющую, регистрирующую и информационную подсистемы, которые могут быть доступны оператору. Стрелками на рисунке 1.7 показаны направления потоков информации или проводимых воздействий.



Рисунок 1.7 – Схема уровней управления нефтедобывающей площадки

В некоторых случаях потоки могут быть двунаправленными, например: оператор принимает решение изменить состояние всей системы, при этом ее управляющая компонента проектируется с возможностью оповещать человека о выполненных изменениях; или: накопление объема полученных данных приводит к тому, что оператору достаточно запросить информацию и получить ответ, не запуская цикл измерений.

Современные технологии беспроводной связи постепенно вытесняют проводные способы соединения модулей в единый измерительно-управляющий комплекс как в сфере бытовых приборов, так и для организации доступа к уникальному физическому оборудованию. В качестве среды передачи используется либо оптическое излучение (например, в инфракрасном диапазоне), либо радиосигнал. Так как по сравнению с оптическими излучателями-приемниками антенны, как правило, обладают большей изотропностью, для создания территориально распределенных сетей сбора информации и управления чаще применяются технологии с использованием радиосигналов.

Чаще всего измерение физических параметров объектов ведется с использованием проводных систем (на рисунке 1.7 это действие обозначено стрелкой 3), то же наблюдается и для каналов 2 и 2'. Связано это с тем, что

подсистемы регистрации и управления обычно располагаются как можно ближе к объекту, чтобы уменьшить шумовые составляющие сигналов и избежать излишних тепловых потерь при передаче электроэнергии исполнительным механизмам.

Информационные каналы 1, 4 и 5 (а иногда и остальные) могут быть спроектированы с использованием беспроводных технологий. При этом также стоит отметить выгоду использования их именно на направлении 4, поскольку это серьезно облегчает процесс монтажа системы.

Как уже было отмечено, современные автоматизированные информационно-измерительные системы строятся по модульному принципу и носят распределенный характер. Связи 1, 4 и 5 могут быть реализованы с использованием глобальных сетей, часть сегментов в которых ориентирована на беспроводную передачу.

В настоящий момент времени для создания промышленных сетей передачи данных, в том числе измерительных, и систем промышленной автоматизации, используются различные технологии: Wi-Fi, Bluetooth, ZigBee, ISA100. Сравнительное описание свойств этих технологий представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Технологии беспроводной передачи данных в промышленной автоматизации

Преимущества	GSM	Wi-Fi	Bluetooth	ZigBee
Дальность действия	Сплошное информационное покрытие	10–100 м между slave и мастер	10–100 м между slave и мастер	90–4000 м между соседними узлами сети
Автоматическая трансляция данных между узлами сети	Не требуется	– «звезда»	– «звезда»	+ «mesh»
Поддержка сетей большого размера	Любое количество точек	До 256 точек	До 7 точек	До 65536 точек
Малое энергопотребление	–	–	+	+
Недорогое исполнение	–	–	+	+
Бесплатный трафик	–	+	+	+

Из таблицы 1 видно, что сплошное информационное покрытие, не зависящее от расстояния, что весьма актуально при передаче данных от КНС, и большое число подключаемых точек являются преимуществом стандарта GSM по сравнению с другими технологиями.

На настоящий момент на предприятиях GSM/GPRS-технологии внедряются в различные свободно программируемые контроллеры. Простота и легкость управления мобильным телефоном, делает и работу на современной автоматизированной системе управления намного проще. Теперь перед операторами появляется новый интерфейс, созданный на базе GSM/GPRS – технологий [7].

1.3.1 Архитектура стандарта GSM

Структурно сеть GSM делится на две основные системы:

- BSS (Base Station System) – система базовых станций;
- SS (Switching System) – система коммутации.

Архитектура сети GSM представлена на рисунке 1.8.

Управление сетью осуществляется центром управления NMC (Network Management center) и центром эксплуатации OMC (Operation and Maintenance Center).

Система базовых станций BSS выполняет функции управления радиоинтерфейсом между мобильными и базовыми станциями.

В состав BSS входят:

- BTS (Base Transceiver Station) – базовая приемопередающая станция;
- BSC (Base Station Controller) – контроллер базовой станции.

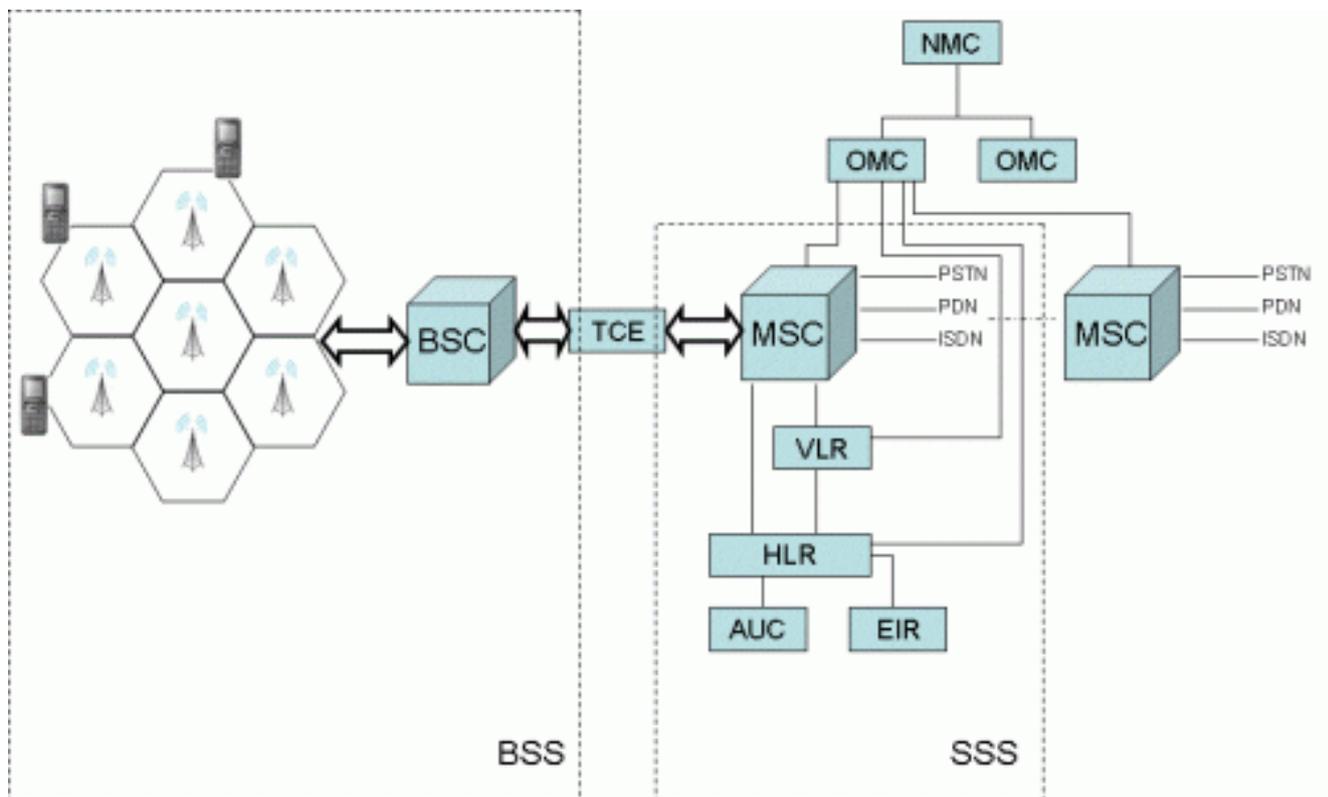


Рисунок 1.8 – Архитектура сети GSM

Контроллер BSC осуществляет конфигурацию и управление группой базовых станций. Он отвечает за распределение радиоканалов, контроль соединений, работу в режиме скачков по частоте, сбор данных о конфигурации сот, хэндовер. Естественно, что это далеко не все задачи, возлагаемые на контроллер.

Основополагающим компонентом сети GSM и системы BSS, является приемопередающая базовая станция. BTS выполняет функции управления радиоинтерфейсом с мобильной станцией (MS). Базовая станция это, комплекс приемопередатчиков и антенн, осуществляющих обслуживание определенной соты.

Система базовых станций через транскодер TCE передает информацию в систему коммутации SS.SS состоит из:

- MSC (Mobile Switching Centre) – центр коммутации подвижной связи;
- HLR (Home Location Register) – «домашний» регистр положения;
- VLR (Visit Location Register) – «гостевой» регистр положения;

- EIR (Equipment Identify Register) – идентификационный регистр оборудования;

- AUC (Authentication Centre) – центр аутентификации.

Центр коммутации MSC осуществляет управление группой сот, объединенных по географическому признаку. Так же он отвечает за управление вызовами, «эстафетную передачу» (непрерывную связь при перемещении абонента между сотами), переключение радиоканалов в соте, регистрацию местоположения мобильной станции.

HLR, собственно говоря, это распределенная база данных, содержащая информацию о постоянных абонентах данной сети: опознавательные номера; параметры подлинности абонентов; состав предоставляемых абоненту услуг; служебную информацию.

Именно в этой базе хранится все информация, указанная вами при заключении договора в салоне сотовой связи.

VLR также представляет из себя базу данных. В ней временно хранится информация об абонентах, находящихся в данный момент в зоне обслуживания конкретного MSC. То есть для каждого центра коммутации есть собственный гостевой регистр VLR.

Регистр оборудования EIR содержит централизованную БД, используемую для хранения идентификационных номеров мобильных станций. В этой базе хранится информация об IMEI вашего телефона.

AUC это центр аутентификации, с помощью чего мобильное устройство регистрируется в сети. В этой процедуре непосредственное участие принимает SIM – карта, содержащая индивидуальный ключ аутентификации.

Наиболее распространенные диапазоны GSM: 900, 1800, 1900 МГц.

1.3.2 Применение GSM в АСУ ТП

Еще один плюс, который GSM/GPRS-технологии вносят в АСУ ТП предприятия, это низкая стоимость монтажа, настройки и обслуживания данных

технологий. Они позволяют существенно экономить затраты, как материальных, так и человеческих ресурсов.

Применение АСУ ТП с использованием сетей GSM/GPRS:

- Мониторинг. Нужная информация о текущем состоянии технологического процесса, в том числе сигналы тревог, аварий, обрабатывается SCADA–программой. Далее она форматируется под SMS–сообщение и через GSM–модем передается на мобильный телефон оператора диспетчерского пункта;
- Удаленная консоль, которая представлена обычным сотовым телефоном. С помощью его клавиатуры создается сообщение–запрос на поиск нужной информации или управление ей;
- Телемеханика состоит из нескольких контроллеров или, другими словами, операторских станций. Они работают под началом внедренной на предприятии SCADA–системы. Эти контроллеры обмениваются информационными данными только посредством GSM–модемом [8].

1.4 Перспективные разработки в области АСУ ТП

1.4.1 Система DeltaV

Система DeltaV – масштабируемая система управления технологическими процессами. DeltaV помогает пользователям создавать системы автоматизированного управления технологическими процессами, отличающиеся легкостью в установке и эксплуатации, согласованностью и надежностью.

Управление в системе DeltaV основано на модулях. Модуль – это наименьшая логическая сущность в системе с точки зрения управления. Модуль содержит управляющую сущность с уникальной идентификацией.

Модуль содержит алгоритмы, условия, алармы, экраны, архивные параметры и другие характеристики, описывающие оборудование технологического процесса. Алгоритмы – это логические шаги, описывающие поведение модуля.

Алгоритмы состоят из функциональных блоков, осуществляющих управление процессом или его контроль. Библиотека DeltaV содержит шаблоны функциональных блоков для аналогового управления (отношение/смещение, опережение/запаздывание, ПИД–регулирование и др.), ввода–вывода (аналоговый и дискретный ввод и вывод) и других основных функций. Каждый функциональный блок обладает параметрами, которые можно изменить, настраивая, тем самым, алгоритм. Диапазон алгоритмов простирается от простого преобразования при вводе, до сложных стратегий управления. Функциональные блоки для создания сложных алгоритмов могут объединяться в составные функциональные блоки.

Кроме функциональных блоков, для построения алгоритмов могут использоваться диаграммы функциональных последовательностей (ДФП), предназначенные для решения таких задач управления, в которых отдельные операции чередуются по времени.

Параметры – это заданная пользователем информация, используемая в алгоритме модуля для реализации его вычислений и логических операций. Параметры могут описываться типом информации, которую они несут в себе, например, входная или выходная. Таблицы параметров и их свойств включены в интерактивную документацию.

Система DeltaV (рисунок 1.9) содержит библиотеку готовых шаблонов модулей с базовыми характеристиками. Имеется возможность модифицировать эти библиотечные модули заново. Модифицированные модули можно добавлять в библиотеку, чтобы потом их неоднократно использовать при разработке стратегии управления.

Модули, связанные между собой в ходе выполнения определенной функции управления процессом, обычно группируются по отделениям производства. Отделение – это логическое подразделение системы управления технологическим процессом. Отделениями обычно представляют производственные территории или основные агрегаты технологической установки. Логическое разбиение системы на отделения выполняет инженер, занимающийся конфигурированием.

Узлы – это физические «блоки» оборудования в сети управления, например, контроллер и рабочая станция. Вы управляете процессом путем загрузки модулей в узлы-контроллеры. Конфигурация сообщает узлу, каким образом действовать и какую информацию от процесса получать или сохранять.

Тэги устройств (далее – ТУ) представляют собой идентификаторы контрольно-измерительных приборов, клапанов и другого полевого оборудования. Тэги параметров устройств (далее – ТПУ) состоят из тэга устройства и определенного сигнала из этого устройства.

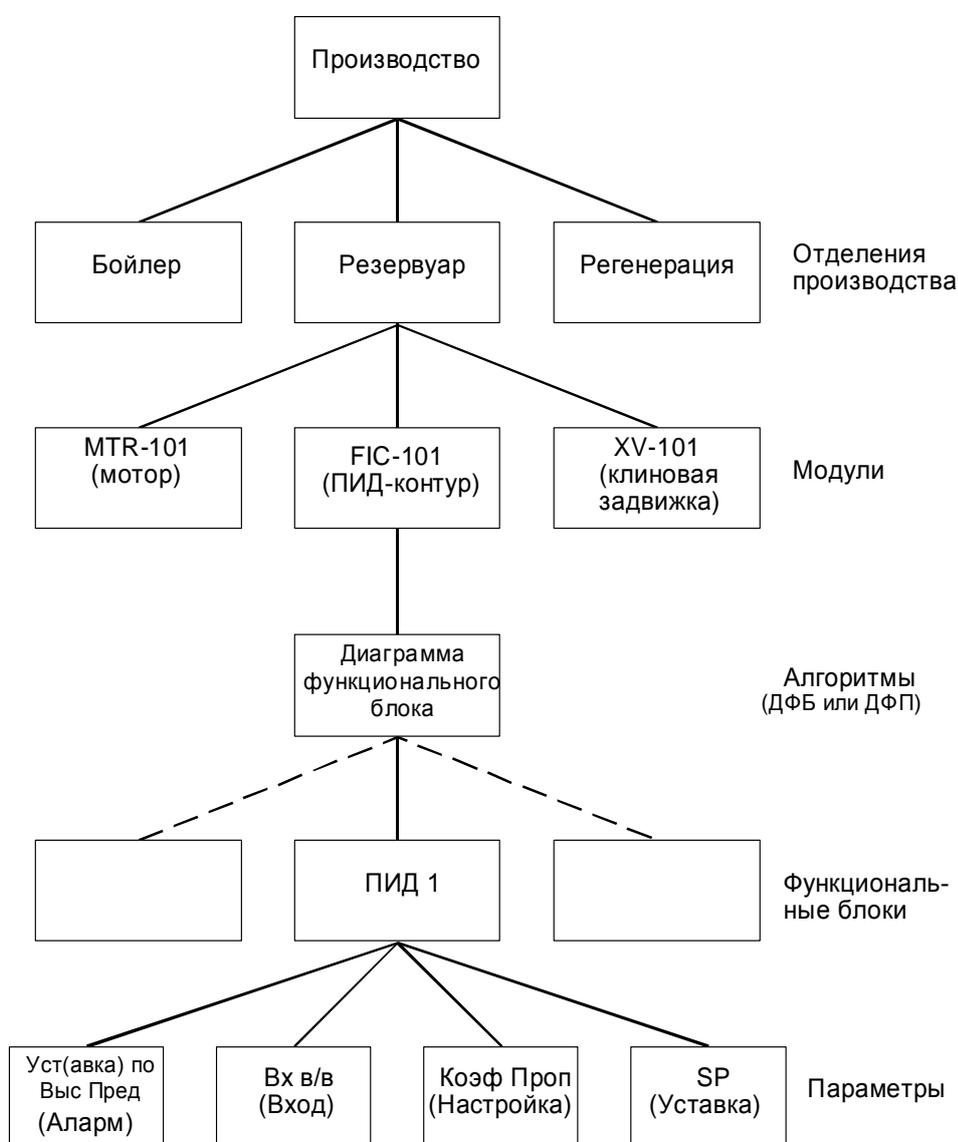


Рисунок 1.9 – Иерархическая структура системы DeltaV

Алармы – (сигналы тревоги) предупреждают оператора о наступлении определенного события (алармы связаны с модулями). Обычно необходимо, чтобы оператор выполнил определенные действия при возникновении аларма. Алармы могут отображаться и визуально, и звуком.

База данных содержит конфигурационную информацию и позволяет вносить изменения при выключенной системе без оказания влияния на технологический процесс. Можно осуществлять контроль и модификацию управляющего алгоритма и во время работы системы.

1.4.2 Система «Manufacturing Execution System»

Система MES (Manufacturing Execution System) – это система управления производством, которая связывает воедино все технологические процессы предприятия с производственными процессами, оперативно предоставляет объективную и подробную информацию руководству. Кроме того, система MES проводит анализ и определяет наиболее эффективное решение проблемы – например, для конкретного руководителя таким решением может быть переход на другие источники сырья, внедрение систем автоматизации в определенные точки технологического процесса, изменение графика поставок или сокращение ручного труда.

Выделяют 2 стандарта управления производством:

- Стандарт ISA-95 «Интеграция систем управления предприятием и технологическим процессом», который определяет единый интерфейс взаимодействия уровней управления производством и компанией и рабочие процессы производственной деятельности отдельного предприятия;
- Стандарт ISA-88 «Управление периодическим производством», который определяет технологии управления периодическим производством, иерархию рецептур, производственные данные.

Системы MES определяются как совокупность программных функций, функций систем планирования ресурсов предприятия (ERP), автоматизированного

проектирования и программирования (CAD/CAM) и автоматизированных систем управления технологическим процессом.

Основные функции MES:

1. Контроль состояния и распределение ресурсов - эта функциональность MES-систем обеспечивает управление ресурсами производства (машинами, инструментальными средствами, методиками работ, материалами, оборудованием), описывается детальная история ресурсов и гарантируется правильность настройки оборудования в производственном процессе, а также отслеживается состояние оборудования в режиме реального времени;

2. Оперативное/Детальное планирование – эта функция обеспечивает оперативное и детальное планирование работы, основанное на приоритетах, атрибутах, характеристиках и свойствах конкретного вида продукции, а также детально и оптимально вычисляет загрузку оборудования при работе конкретной смены;

3. Диспетчеризация производства – обеспечивает текущий мониторинг и диспетчеризацию процесса производства (рисунок 1.10), отслеживая выполнение операций, занятость оборудования и контролирует в реальном времени выполнение работ в соответствии с планом;

4. Управление документами – контролирует содержание и прохождение документов, которые должны сопровождать выпускаемое изделие, включая инструкции и нормативы работ, способы выполнения, чертежи, процедуры стандартных операций, программы обработки деталей, записи партий продукции, сообщения о технических изменениях, передачу информации от смены к смене, а также обеспечивает возможность вести плановую и отчетную цеховую документацию;

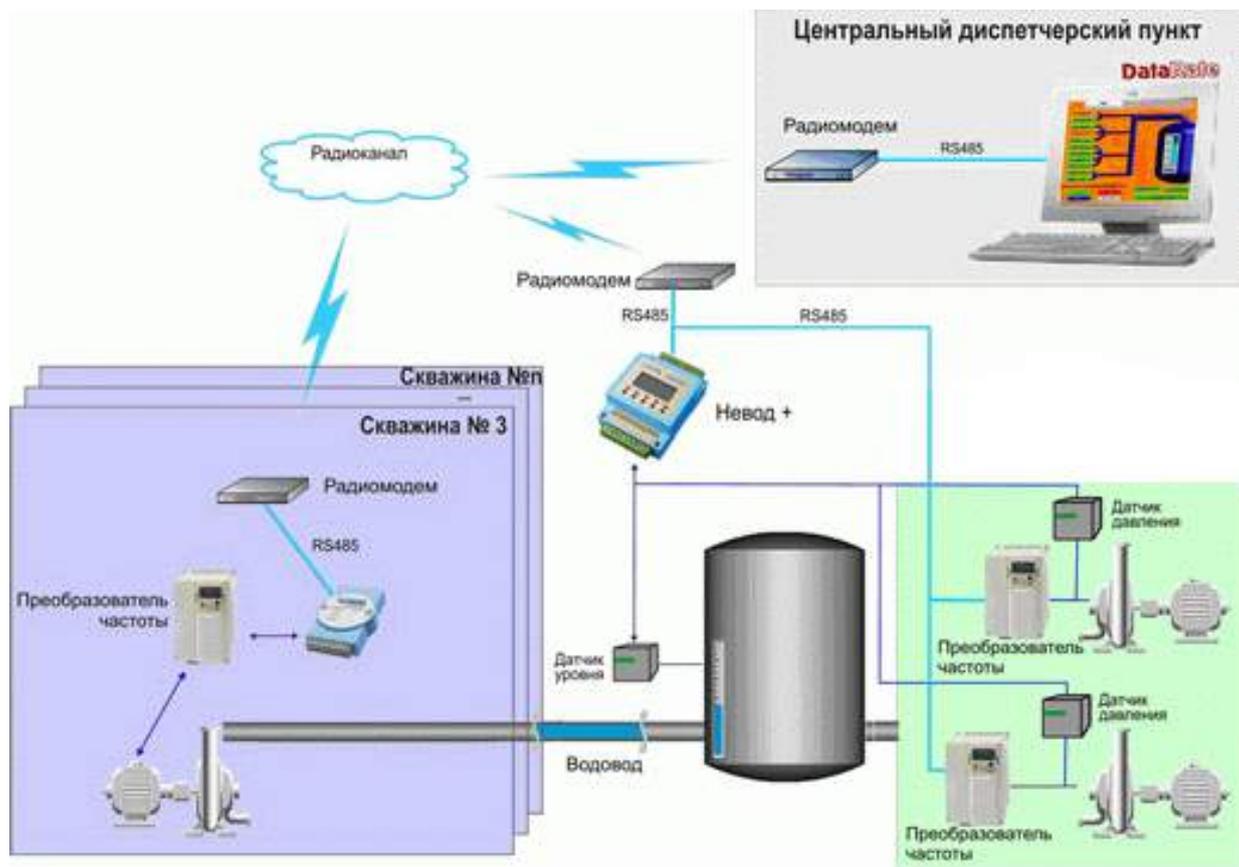


Рисунок 1.10 – Диспетчеризация технологического процесса

5. Сбор и хранение данных – эта функция обеспечивает информационное взаимодействие различных производственных подсистем для получения, накопления и передачи технологических и управляющих данных, циркулирующих в производственной среде предприятия. Данные о ходе производства могут вводиться как вручную персоналом, так и автоматически с заданной периодичностью непосредственно с производственных линий;

6. Управление производственными процессами – отслеживает заданный производственный процесс, а также автоматически вносит корректировку или предлагает соответствующее решение оператору для исправления или повышение качества текущих работ;

7. Анализ производительности – предоставляет отчеты о реальных результатах производственных операций, а также сравнивает с предыдущими и ожидаемыми результатами. Представленные отчеты могут включать в себя такие

измерения, как использование ресурсов, наличие ресурсов, время цикла производственного ресурса, соответствие плану, стандартам и другие [9].

Выводы по разделу один:

Добыча нефти на данный момент и на ближайшие 10–15 лет является актуальной.

Внедрение автоматизированных систем управления, приводит к увеличению количества продукции и улучшению его качества.

Внедрение беспроводной связи GSM существенно сокращает время подготовки объекта к проведению работ, сокращению используемого материала, монтажа и наладки.

2 РЕАЛИЗАЦИЯ МИКРОКОНТРОЛЛЕРНОЙ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ

2.1 Описание системы автоматизации

Станция управления погружными насосами (рисунок 2.1) – состоит из встроенного контроллера, производит обработку поступающих данных от:

- погружного насоса (выходная частота в двигателе, значение напряжения и тока в каждой фазе двигателя, дисбаланс токов, коэффициент загрузки, давление на приеме, окружающая температура, температура масла в двигателе, количество оборотов двигателя);
- датчиков давления в скважине;
- датчиков расхода добытой нефти;



Рисунок 2.1 – Станция управления погружного насоса

После сбора и обработки поступивших данных, станция управления передает данные по сети RS–485 на контроллер в блок автоматики нефтяной кустовой площадки.

Автоматизация технологических процессов протекающих на кустовой площадке заключается в контроле, управлении и передаче информации. Так же автоматизация контролирует некоторые значения – при отклонениях происходит

корректировка данных управляющими механизмами контроллером установленным в блоке автоматики нефтяной кустовой площадки [10].

К контроллеру в блоке автоматики подключены:

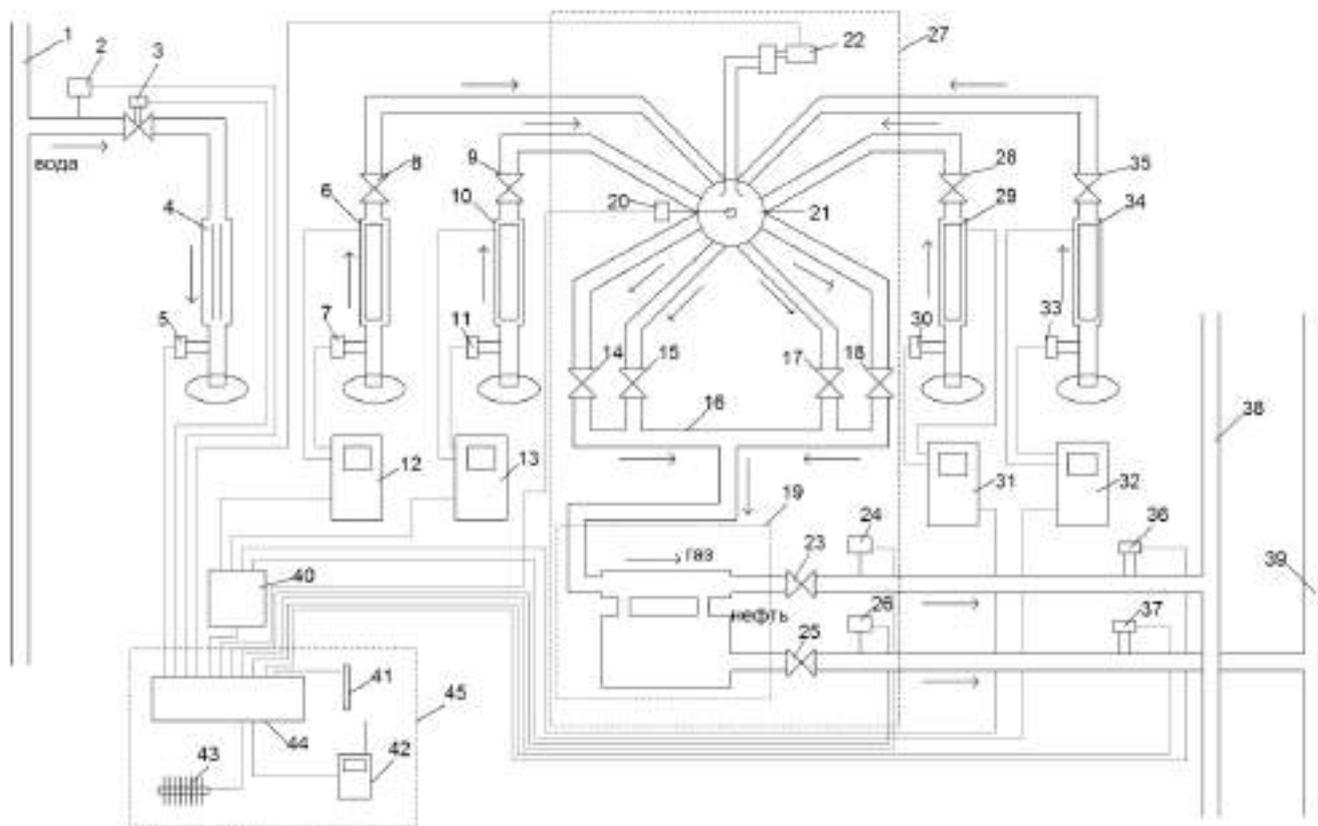
- станции управления погружными насосами;
- от датчиков температуры помещения блока автоматики - корректировка температуры в холодное время года;
- датчиков давления газа в сепараторе – в случае аварии происходит закрытие задвижки в газопроводе, перевод переключателя скважин в нейтральное (полностью закрытое) положение;
- датчика давления нефти в сепараторе – в случае аварии происходит закрытие задвижки в нефтепроводе, перевод переключателя скважин в нейтральное положение;
- расходомера газа в газопроводе;
- расходомера нефти в нефтепроводе;
- задвижки в нефтепроводе;
- задвижки в газопроводе;
- датчика температуры помещения групповых замерных установок;
- датчика положения переключателя скважин – на каждую скважину определено количество времени для выпуска нефти в сепаратор (пример вида датчика положения из диспетчерского пункта представлен на рисунке 2.2);



Рисунок 2.2 – Датчик положения переключателя скважин

- счетчика расхода воды закачиваемой в пласт – данные ни с чем не сравниваются, просто передаются на контроллер блока автоматики для дальнейшей передачи данных;
- датчика давления в водопроводе непосредственно перед нагнетающей скважиной – при аварии происходит закрытие задвижки в водопроводе
- задвижки с приводом в водопроводе.

Схема автоматизации нефтедобывающей кустовой площадки [11] представлена на рисунке 2.3.



1 – водопровод; 2 – датчик давления; 3 – задвижка с приводом; 4 – нагнетающая скважина; 5, 7, 11, 30, 33, 36, 37 – расходомеры; 6, 10, 29, 34 – добывающие скважины; 8, 9, 14, 15, 17, 18, 23, 25, 28, 35 – задвижки; 12, 13, 31, 32 – станции управления погружными насосами; 16 – собирающий коллектор; 19 – сепаратор; 20 – датчик положения переключателя скважин; 21 – переключатель скважин; 22 – компрессор переключателя скважин; 27 – групповая замерная установка; 38 – газопровод; 39 – нефтепровод; 40 – клеммная коробка; 41 – датчик температуры в помещении блока автоматики; 42 – модуль беспроводной связи; 43 – обогреватель блока автоматики; 44 – контроллер кустовой площадки; 45 – блок автоматики.

Рисунок 2.3 – Структурная схема автоматизации кустовой площадки

2.1.1 Описание и обоснование выбора контроллера

Программируемые логические контроллеры ПЛК 160 (рисунок 2.4) предназначены для измерения температуры, давления, расхода и других физических параметров, значение которых первичными преобразователями (датчиками) может быть преобразовано в напряжение постоянного тока или унифицированный электрический сигнал постоянного тока, с последующей передачей управляющих сигналов.



Рисунок 2.4 – Внешний вид контроллера

Контроллер может применяться для создания систем автоматизированного управления технологическим оборудованием в энергетике, на транспорте, в т.ч. железнодорожном, в различных областях промышленности, жилищно-коммунального и сельского хозяйства.

Контроллер может быть применен на промышленных объектах, подконтрольных Ростехнадзору.

Логика работы контроллера определяется потребителем в процессе программирования контроллера. Программирование осуществляется с помощью

программного обеспечения CoDeSys 2.3 (версии 2.3.9.9). При этом поддерживаются все языки программирования, указанные в МЭК 61131–3.

Принцип действия контроллеров основан на измерении аналоговых входных сигналов, отображения информации входных сигналов на экране ПК при помощи специальной программы, обработке поступающих цифровых сигналов и последующей передаче, по предварительно заданной пользователем программе, хранящейся в памяти контроллера, управляющих сигналов на выходные устройства контроллера.

Конструктивно контроллер выполнен в корпусе для монтажа на DIN-рейку. На передней панели контроллера под прозрачными откидными крышками расположены съемные клеммные колодки, служащие для подключения дискретных датчиков, исполнительных механизмов, интерфейсов RS–485 и клеммы встроенного источника постоянного напряжения 24 В.

Контроллер может быть использован как:

- специализированное устройство управления выделенным локализованным объектом;
- устройство мониторинга локализованного объекта в составе комплексной информационной сети;
- специализированное устройство управления и мониторинга группой локализованных объектов в составе комплексной информационной сети.

Отличительные характеристики данного контроллера:

- мощные вычислительные ресурсы и большой объем памяти;
- наличие дискретных и аналоговых входов/выходов контроллера;
- наличие последовательных портов (RS–232, RS–485) на борту контроллера;
- наличие порта Ethernet для включения в локальные или глобальные сети верхнего уровня;
- поддержка протоколов обмена Modbus (RTU, ASCII), OВЕН, DCON;
- контроллер имеет встроенные часы, что позволяет создавать системы управления с учетом реального времени;

- встроенный аккумулятор, позволяющий организовать ряд дополнительных сервисных функций: возможность кратковременного пережидания пропадания питания, перевод выходных элементов в безопасное состояние.

Программирование контроллеров осуществляется в профессиональной, распространенной среде CODESYS v.2.3.x, максимально соответствующей стандарту МЭК 61131:

- поддержка 5 языков программирования, для специалистов любой отрасли;
- мощное средство разработки и отладки комплексных проектов автоматизации на базе контроллеров;
- функции документирования проектов;
- количество логических операций ограничивается только количеством свободной памяти контроллера;
- практически неограниченное количество используемых в проекте счетчиков, триггеров, генераторов.

Интерфейсы для программирования и отладки: Ethernet, USB, RS-232 (Debug).

Контроллер предназначен для:

- измерения аналоговых сигналов тока или напряжения и преобразования их к выбранной пользователем физической величине;
- измерения дискретных входных сигналов;
- управление дискретными (релейными) выходами;
- управление аналоговыми выходами;
- прием и передачу данных по интерфейсам RS-485, RS-232, Ethernet;
- выполнение пользовательской программы по анализу результатов измерения дискретных и аналоговых входов, управления дискретными входами и выходами, передачи и приему данных по интерфейсам RS-485, RS-232, Ethernet.

Схема подключения приведена на рисунке 2.5.

Диапазон измерений контроллеров при работе с соответствующими первичными преобразователями, пределы допускаемых основных приведенных

погрешностей измерений и значение единицы младшего разряда приведены в таблице 2.

Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерения входных параметров контроллера, вызванной изменением температуры окружающего воздуха от $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ (нормальные условия) до минус 10°C или от $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ до плюс 55°C , на каждые 10°C изменения температуры не должны превышать 0,5 предела допускаемой основной приведенной погрешности.

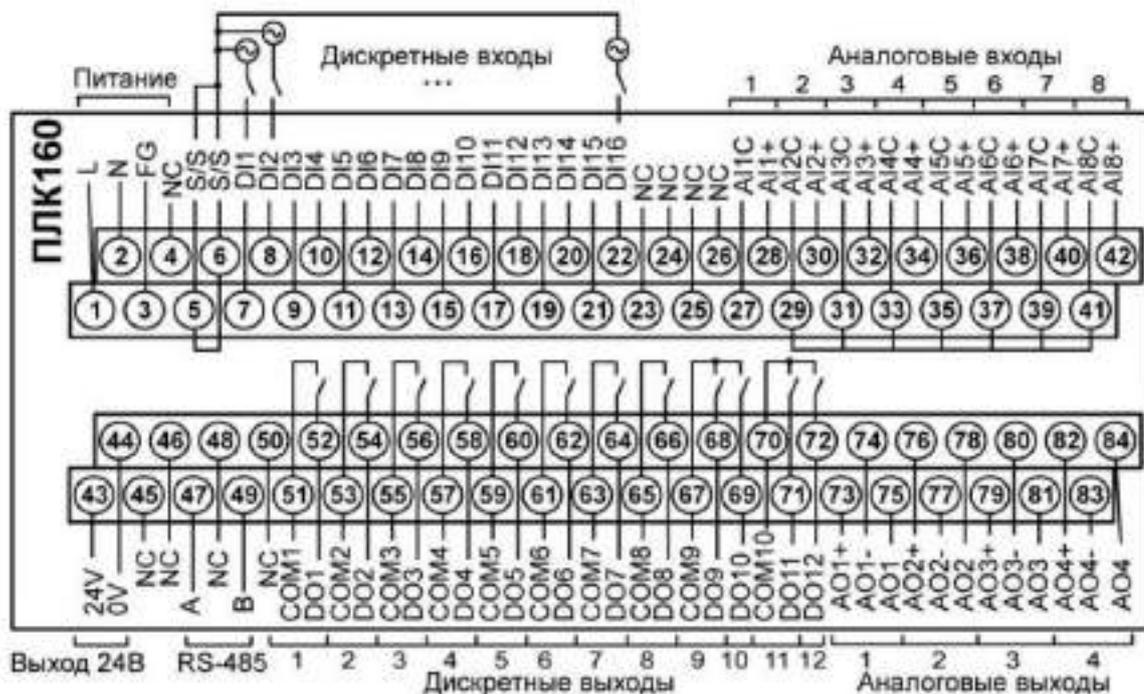


Рисунок 2.5 – Схема подключения контроллера ПЛК 160

Таблица 2 – Пределы допускаемых основных приведенных погрешностей измерений и значение единицы младшего разряда

Диапазон выходного значения датчика	Диапазон измерений	Значение единицы младшего разряда	Пределы основной приведенной погрешности, %
Унифицированные сигналы по ГОСТ 26.011-80			
Напряжение постоянного тока 0...10 В	0...100%	0,1%	±0,25
Постоянный ток 0...5 мА	0...100%	0,1%	
Постоянный ток 0...20 мА	0...100%	0,1%	
Постоянный ток 4...20 мА	0...100%	0,1%	

Пределы основной приведенной погрешности выходных сигналов цифро-аналогового преобразователя «параметр – ток» или «параметр – напряжение», $\pm 5\%$.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к ПЛК 160:

- ГОСТ Р 52931–2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия;
- ГОСТ Р 51841–2001 (МЭК 61131–2–92) Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний;
- ГОСТ 26.011–80 Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные;
- ТУ 4252 – 003046526536 – 2008 «Контроллеры логические программируемые ПЛК. Технические условия». [11]

2.1.2 Описание и обоснование выбора модуля беспроводной связи

Модуль «АэроТрек-GPRS» (рисунок 2.6) предназначен для обеспечения беспроводного канала связи стандарта GSM между устройствами в составе распределенных сетей телеметрии, управления и автоматизации технологических процессов. Модуль связи представляет собой программно-управляемое приемопередающее устройство, преобразующее сигналы стандартных проводных интерфейсов в радиочастотные посылки и обратно. Модуль может использоваться как в качестве модема под управлением внешнего контроллера (через AT-команды), так и в качестве самостоятельного беспроводного контроллера, в соответствии с заложенным в него ПО. Модуль реализован на базе беспроводных процессоров фирмы Sierra Wireless, обеспечивающих возможность работы в четырех радиочастотных диапазонах: EGSM 900/GSM 850 (2 Ватта), DCS1800/PCS1900 (1 Ватт). Технические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики

Параметр	Значение
Диапазон напряжения питания	10 – 29
Максимальная потребляемая мощность не более, ВА	10
Рабочий частотный диапазон	GSM 850/EGSM 900/DCS1800/PCS1900
GPRS мультислот, класс	10
Скорость обмена GPRS, Кбит/с	прием – до 85,6 передача – до 42,8
Поддержка SIM-карт	3В, 1,8В
Интерфейсы	RS-232, RS-485, USB
Скорости обмена по последовательным интерфейсам, бит/с	1200 - 115200
Дополнительные интерфейсы	Плата расширения (3 цифровых входа, 2 цифровых выхода)
Дополнительные функции	Часы реального времени
Класс защиты	IP20
Масса не более, кг	0,3
Габариты (длина, ширина, высота), мм	100x70x57
Срок службы не менее, лет	7



Рисунок 2.6 – Внешний вид модуля

Основные возможности:

- пакетный обмен данными GPRS класс 10;

- три независимых канала: RS–485, RS–232, USB; возможность подключения дополнительного канала с использованием платы расширения;

- возможность установки нескольких беспроводных соединений одновременно для каждого канала;

- 4 режима работы для каждого канала плюс режим модема;

- автоматическая установка и поддержка соединения, кроме режима модема;

- встроенные часы реального времени с независимым питанием;

- индикация состояния модуля.

Модуль должен эксплуатироваться при следующих условиях:

- закрытые взрывобезопасные помещения без агрессивных сред;

- температура окружающего воздуха – от минус 20 до плюс 50;

- относительная влажность воздуха – не более 80%;

- атмосферное давление – от 84 до 106,7 кПа.

По устойчивости к климатическим и механическим воздействиям при эксплуатации модуль соответствует требованиям правил применения абонентских станций сетей подвижной радиотелефонной связи стандарта GSM900/1800.

В состав модуля входят: беспроводной процессор Sierra Wireless, блок питания, интерфейсы RS–232 и RS–485, интерфейс USB, держатель SIM–карты, разъем для подключения внешней антенны. В модуле, также, предусмотрен 20–контактный разъем расширения, к которому опционально можно подстыковать плату расширения с дополнительными интерфейсами, либо другими функциональными устройствами. Структурная схема модуля связи приведена на рисунке 2.7.

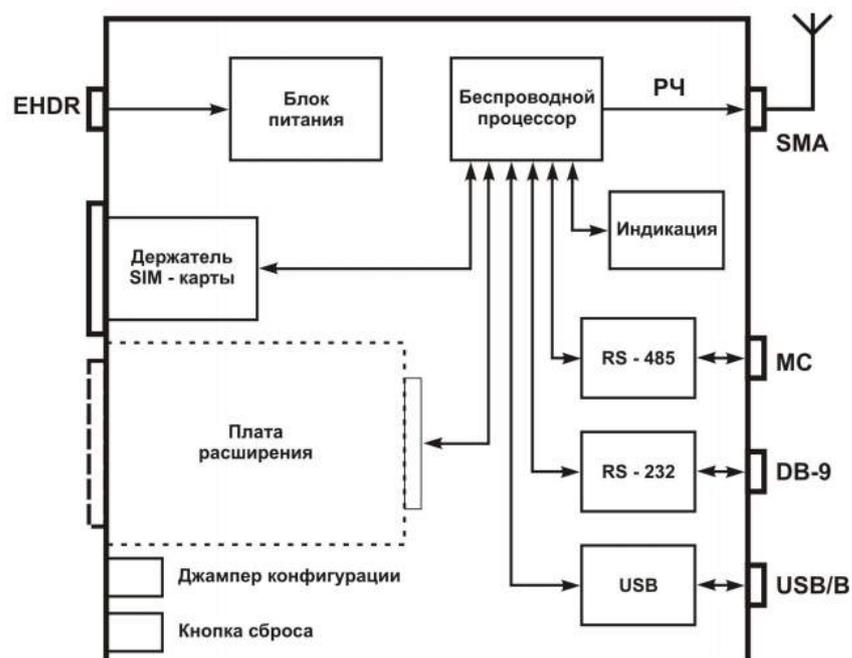


Рисунок 2.7 – Структурная схема модуля

В базовом исполнении модуль связи содержит три коммуникационных канала: RS–232, RS–485 и USB. Каждый из них является самостоятельным приложением и может вести обмен по своему беспроводному соединению, в соответствии с выбранным режимом работы.

Алгоритм установки и поддержания GPRS–соединения представлен на рисунке 2.8. Количество попыток соединения N , предшествующих системному сбросу, можно задать.

Так как данный модуль имеет интерфейс RS–485, возможность передачи данных по глобальным сетям GSM/3G/4G на неограниченные расстояния, так как имеет невысокую себестоимость и удобное управление, этот модуль взят за основу как дополнительного оборудования к контроллерам для передачи данных в местах где отсутствует проводная связь [12].

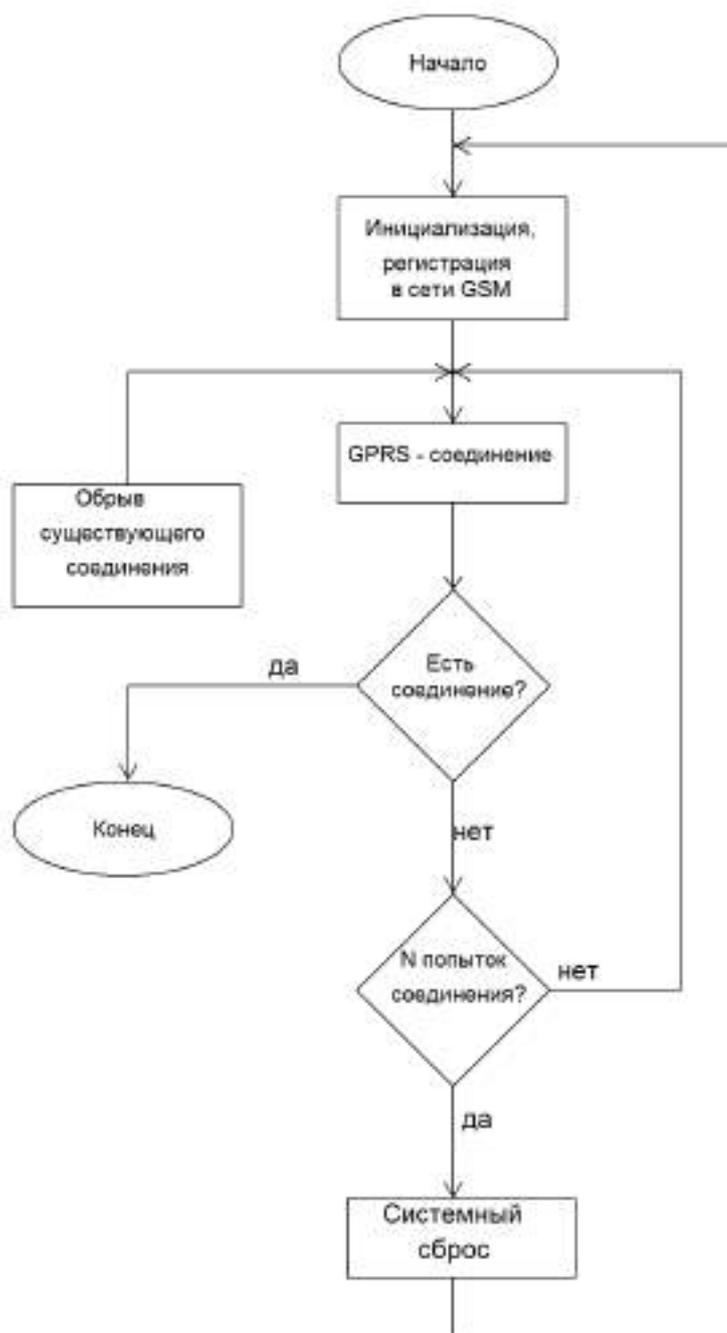


Рисунок 2.8 – Алгоритм установки и поддержания связи

2.1.3 Описание и обоснование выбора датчиков давления воды на кустовой насосной станции и на скважине

Т.к. в нашей стране для нагнетания жидкости в пласт применяются центробежные многоступенчатые секционные насосы с подачей до $1000 \text{ м}^3/\text{ч}^{-1}$,

при давлении 0,4 – 20 МПа возьмем датчик давления жидкости Метран 55ДИ 517 МП–Т10–050–25,0 МПа–42–С.

Эти датчики предназначены для работы в различных отраслях промышленности, системах автоматического контроля, регулирование и управления технологическими процессами и обеспечивает непрерывное преобразование измеряемых величин избыточного (ДИ), абсолютного (ДА) давления, разрежения (ДВ), давления разрежения (ДИВ) нейтральных и агрессивных сред в унифицированный токовый выходной сигнал.

Степень защиты от воздействия пыли и воды по ГОСТ 14254-96: IP65.

Датчики выдерживают воздействие перегрузки испытательным давлением в 1,25 раз большем верхнего предела измерений без изменения характеристик после воздействия.

Подключающие кабеля должны быть от 8 до 10 мм в диаметре.

Выходные сигналы: от 0 до 5 и от 4 до 20 мА.

Электропотребление: если выходной сигнал от 0 до 5 мА, то напряжение питания от 22 до 42 В; если выходной сигнал от 4 до 20 мА, то напряжение питания от 12 до 42 В.

Предел допускаемой основной приведенной погрешности – 0,5%.

Дополнительная погрешность:

- изменение температуры окружающего воздуха на каждые 10 градусов Цельсия сопровождается дополнительной погрешностью (формула 1):

$$\pm (0,1 + 0,05 \times \frac{P_{\text{макс}}}{P_{\text{в}}})\% \quad (1)$$

- вибрация вызывает $\pm 0,5\%$ от диапазона изменения выходного сигнала (формула 2):

$$\pm (0,1 \times \frac{P_{\text{макс}}}{P_{\text{в}}})\% \quad (2)$$

Особенность датчиков:

- самодиагностика;
- встроенный фильтр радиопомех;
- микропроцессорная электроника;
- возможность простой и удобной настройки значений выходного сигнала, соответствующих нижнему и верхнему значениям измеряемого давления, кнопчными переключателями;
- простота конструкции, надежность.

Средний срок службы датчика – 12 лет. Средняя наработка датчиков на отказ с учетом технического обслуживания – 150000 часов.

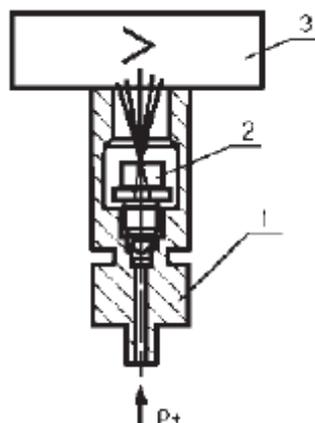
Межповерочный интервал – 3 года. Методика поверки – в соответствии с МИ 4212 012 2001.

Датчик давления Метран – 55 (рисунок 2.9) состоит из преобразователя давления – измерительного блока и электронного преобразователя. Измеряемое давление подается в рабочую полость датчика и воздействует непосредственно на измерительную мембрану тензопреобразователя, вызывая ее прогиб. Чувствительный элемент – пластина монокристаллического сапфира с кремниевыми пленочными тензорезисторами, соединенная с металлической мембраной тензопреобразователя.

Тензорезисторы соединены в мостовую схему. Деформация измерительной мембраны (деформация мембраны тензопреобразователя) приводит к пропорциональному изменению сопротивления тензорезисторов и разбалансу мостовой схемы. Электрический сигнал с выхода мостовой схемы датчиков поступает в электронный блок, где преобразуется в унифицированный токовый сигнал.

Микропроцессорные датчики имеют два режима работы: – режим измерения давления; – режим установки и контроля параметров измерения. В режиме измерения давления датчики обеспечивают постоянный контроль своей работы и,

в случае неисправности, формируют сообщение в виде уменьшения выходного сигнала ниже предельного.



1 – измерительный блок; 2 – тензопреобразователь; 3 – электронный преобразователь

Рисунок 2.9 – Устройство датчика давления

Микропроцессорные датчики имеют 2 кнопочных переключателя, расположенные под крышкой электронного преобразователя, позволяющие устанавливать значение выходного сигнала, соответствующее нижнему (кнопка 1) и верхнему (кнопка 2) предельным значениям измеряемого параметра, а также имеет встроенный в корпус светодиод, позволяющий визуально контролировать настройку датчика.

Микропроцессорные датчики являются много предельными и могут быть перенастроены на любой стандартный или нестандартный диапазон измерений в пределах данной модели, а также обеспечивают возможность настройки на смещенный диапазон измерений.

Микропроцессорные датчики имеют встроенный в электронном преобразователе фильтр радиопомех.

Выходной аналоговый сигнал от датчика давления воды на КНС поступает в контроллер установленный в блоке автоматики, а затем переданный на верхний уровень. Датчик давления воды непосредственно перед нагнетающей скважиной так же подключен к контроллеру установленному в блоке автоматики на кустовой нефтедобывающей площадке, который передает данные на верхний уровень [13].

2.1.4 Электронная задвижка водопровода

Задвижка с электроприводом – современное запорное устройство, которое успешно применяется в системах горячего и холодного водоснабжения, а так же и в других. Позволяет настроить работы в ручном и автоматическом режимах, зачастую даже с дистанционным управлением, что, несомненно, удобно и безопасно.

По сути, задвижка с электроприводом работает по известному и простому принципу поворотного диска, в задачи которого вменяется своевременное и надежное сдерживание потока воды или другой жидкости. Так, диск занимает строго перпендикулярное положение относительно оси потока, причем делает это после получения соответствующего сигнала.

Основное место применения – это системы водопроводов, кондиционирования, отопления и прочие, где в обязательном порядке необходимо автоматизировать процесс, а также добавить к этому возможность удаленного управления. Зачастую автоматический режим необходим и там, где задвижки устанавливаются в сложных в обслуживании труднодоступных местах.

Электропривод в задвижке отвечает за следующие действия:

- своевременно открыть или закрыть задвижку, удерживать ее в промежуточных положениях, если это требует технологический процесс;
- автоматически отключать задвижку в случае аварийных ситуаций, а так же при достижении крайних положений запорного устройства задвижки;
- сигнал на пульте оповещающий о крайнем положении запорного устройства задвижки.

Технические характеристики задвижки представлены в таблице 4 [14].

Таблица 4 – Технические характеристики задвижки

Наименование параметра	Значение параметров
Тип задвижки	30ч906бр ДУ 200
Диапазон настройки крутящего момента на выходном валу, Н.м.	100 – 300
Число оборотов выходного вала, об мин. макс.	6-45
Частота вращения выходного вала об/мин	50
Напряжение и частота питания	380 В, 50 Гц
Мощность электродвигателя	110 Вт
Масса электропривода, кг, не более	41
Степень защиты	IP 55

2.2 Вычисление потерь давления в магистрали водопровода

Нам даны значения для вычисления потери напора, а именно: $L = 535$ м; $d = 219$ мм (внешний диаметр трубы); толщина стенки трубы = 9 мм (согласно ГОСТ 10704-91); $Q = 120$ м³/сут⁻¹, Δ – эквивалент шероховатости труб = 0,2 мм (таблица 5); κ – вязкость воды при 10 градусах Цельсия = $1,30969 \times 10^{-6}$ м²/сек (таблица 6).

Потеря напора по длине трубопровода вычисляется формулой 3:

$$h = \lambda \times \frac{L}{d} \times \frac{v^2}{2g}, \quad (3)$$

где h – потеря напора (м);

λ – коэффициент гидравлического трения;

L – длина трубопровода (м);

d – внутренний диаметр трубы, то есть диаметр потока жидкости;

v – скорость потока жидкости (м/с);

g – ускорение свободного падения, равно 9,81 (м/с²).

Таблица 5 – Соотношения шероховатости труб

Характеристика поверхности труб	Δ , мм
1 Цельнотянутые трубы:	
новые стальные;	0,02–0,05
стальные, после нескольких лет эксплуатации, битумизированные, умеренно корродированные;	0,15–0,3
стальные водопроводные, находящиеся в эксплуатации;	1,0–1,2
2 Сварные стальные трубы:	
новые и в хорошем состоянии;	0,04–0,1
после нескольких лет эксплуатации;	0,1–0,2
новые битумизированные;	~0,05
находящиеся в продолжительной эксплуатации;	0,1–1,5

Таблица 6 – Зависимость вязкости воды от температуры

Температура °С	Динамическая вязкость (Н×с/м ²)×10 ⁻³	Кинематическая вязкость (м ² /с)×10 ⁻⁶
0	1,787	1,787
5	1,519	1,519
10	1,307	1,307
20	1,002	1,004
30	0,798	0,801
40	0,653	0,658
50	0,547	0,658
60	0,467	0,475
70	0,404	0,413
80	0,355	0,365
90	0,315	0,326
100	0,282	0,294

Как видно из графика (рисунок 2.10), что при повышении температуры кинематическая вязкость уменьшается, а это значит, что и сопротивление движению воды уменьшается. Это значит, что при потоке горячей воды потери напора будут меньше чем при потоке холодной воды. Так же при закачке горячей

воды в пласт резко возрастает дебит нефтедобывающих скважин. Но нагревать воду для увеличения дебита нефтедобывающей скважины и уменьшения потерь при передаче воды по трубопроводам экономически не выгодно.

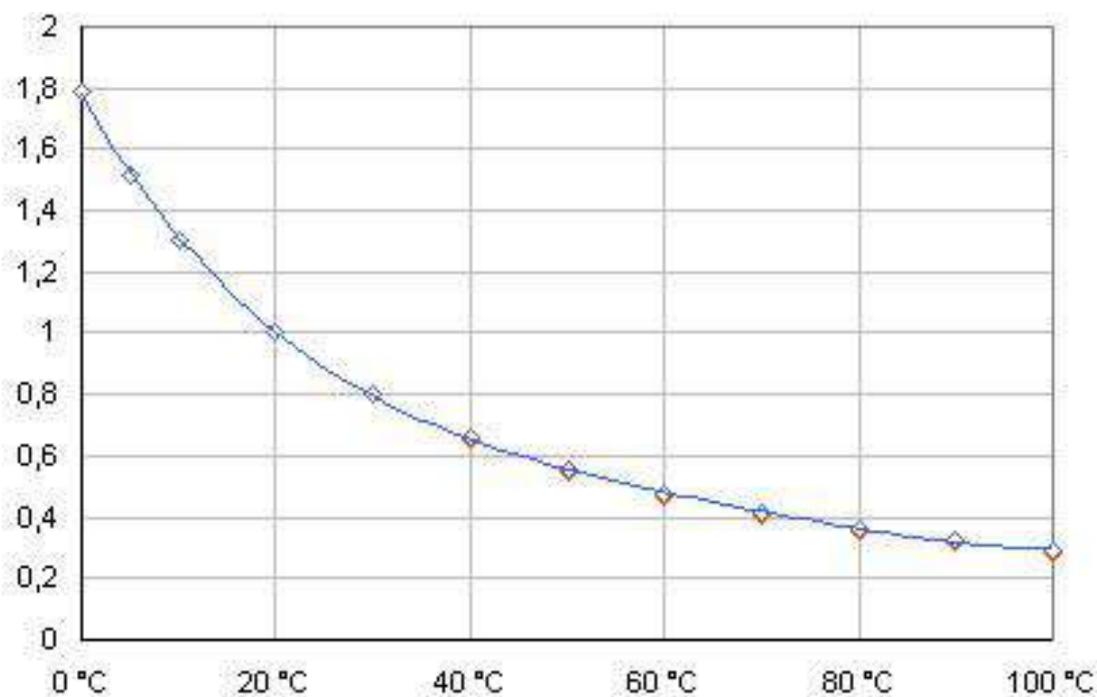


Рисунок 2.10 – Зависимость вязкости воды от температуры

Вычисление скорости потока жидкости в трубе:

$$S = \pi r^2 = \pi \times \frac{d^2}{4} \quad (4)$$

$$Q = v \times S \quad (5)$$

$$v = \frac{Q}{S} \quad (6)$$

$$v = \frac{4Q}{\pi d^2} \quad (7)$$

$$Q = \frac{120 \text{ м}^3}{24 \text{ ч}} = 5 \text{ м}^3 / \text{ч} = \frac{5 \text{ м}^3}{60 \text{ мин}} = 0,8333333 \text{ м}^3 / \text{мин} = \frac{0,8333333 \text{ м}^3}{60 \text{ сек}} = 0,013888889 \text{ м}^3 / \text{сек.}$$

$$v = \frac{4 \times 0,013888889 \text{ м}^3 / \text{с}}{3,14 \times 0,201^2 \text{ м}} = \frac{0,05555555 \text{ м}^3 / \text{с}}{0,12689941 \text{ м}^2} = 0,437792565 \text{ м} / \text{с.}$$

Для того чтобы определить по какой формуле высчитывать коэффициент гидравлического трения необходимо вычислить число Рейнольдса:

$$Re = \frac{v \times d}{\kappa} = \frac{0,0437792565 \text{ м/с} \times 0,201 \text{ м}}{1,30969 \times 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{сек}} = 6718,8652$$

Согласно таблице 7 режим движения воды в трубопроводе будет турбулентным, определение коэффициента гидравлического трения будет происходить по формуле Блазиуса из 1-ой области [15], потому что полученное число Рейнольдса больше 4000:

Таблица 7 – Зависимость выбора формул от числа Рейнольдса

Режим движения		Число Рейнольдса	Определение
Ламинарный		$Re < 2300$	$\lambda = \frac{64}{Re}$ или $\lambda = \frac{75}{Re}$
Переходный		$2300 < Re < 4000$	Проектирование трубопроводов не рекомендуется
Турбулентный	Область 1	$4000 < Re < 10 \frac{d}{\Delta_s}$	$\lambda_T = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$ $\lambda_T = \frac{1}{(1,8 \lg Re - 1,5)^2}$
	Область 2	$10 \frac{d}{\Delta_s} < Re < 560 \frac{d}{\Delta_s}$	$\lambda_T = 0,11 \left(\frac{\Delta_s}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}$ (Фолрмула Альтшуля)
	Область 3	$Re < 560 \frac{d}{\Delta_s}$	$\lambda_T = 0,11 \left(\frac{\Delta_s}{d} \right)^{0,25}$ (Фолрмула Альтшуля) $\frac{1}{\lambda_T} = -2 \lg \left(\frac{\Delta_s}{3,7ld} \right)$ (Формула Никурадзе)

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{6718,8652^{0,25}} = \frac{0,3164}{9,0536558508} = 0,034947086$$

$$h = \lambda \times \frac{L}{d} \times \frac{v^2}{2g} = 0,034947086 \times \frac{535}{0,201} \times \frac{0,0437792565^2}{2 \times 9,81} = 0,0090867374 \text{ м.}$$

$$1 \text{ метр} = 0,10197 \text{ бар}$$

$$1 \text{ бар} = 0,1 \text{ МПа}$$

Соответственно

$$\frac{0,0090867374}{0,10197} = 0,0891118702 \text{ бар}$$

$$\frac{0,0891118702}{0,1} = 0,891118702 \text{ МПа}$$

Таким образом, потери на 535 метрах трубопровода до нагнетательной скважины воды в пласт составляют 0,891118702 МПа от 25 МПа в начале трубопровода.

2.3 Система сравнения и управления технологическим узлом

Схема алгоритма контроля и управления расхода воды в скважине представлена на рисунке 2.11.

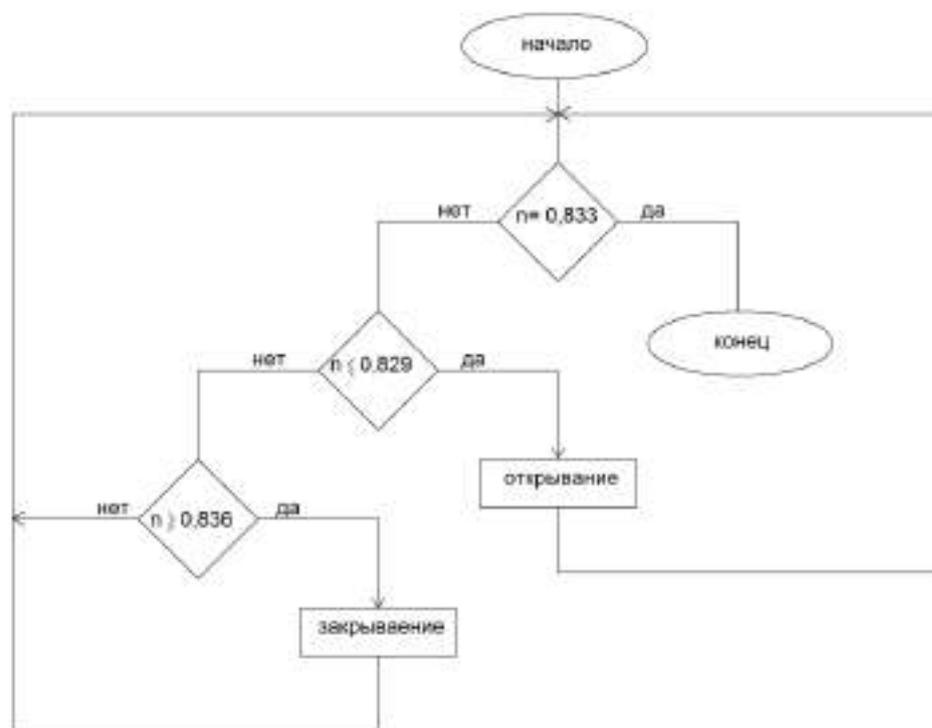


Рисунок 2.11 – Схема алгоритма контроля расхода воды

Данные поступающие от датчика давления воды (n) передаются на верхний уровень, где сравниваются с данными поступающими от кустовой насосной станции с учетом потерь при передаче до кустовой площадки.

Данные поступающие от расходомера сравниваются с загруженными значениями расхода, и в случае отклонения корректируются задвижкой с электроприводом, открывая или закрывая поток воды. Средний расход воды в минуту равен $0,833 \text{ м}^3/\text{минуту}^{-1}$. Если значение уменьшится до 0,829 и ниже (увеличится до 0,836 и выше), то контроллер подает сигнал на задвижку, чтобы та начала открываться (закрываться) до тех пор, пока значение не дойдет до 0,833.

Написание программы на языке программирования контроллера не представляется возможным, из-за неимения самого контроллера. Чтобы написать и протестировать программу, написанную на языке контроллера необходимо подключить непосредственно сам контроллер к ПК, на котором установлена среда программирования контроллера. Поэтому было принято составить схему алгоритма системы контроля и управления, по которой в дальнейшем не составит труда написать программу на языке программирования для контроллера. Каждый вход и выход ПЛК 160 свободно программируется под определенные значения, и могут работать независимо от других значений поступающих в контроллер.

Выводы по разделу два:

Модернизация участка нагнетания воды в скважину приводит к точному контролю за давлением воды в трубопроводе и автоматизированным контролем за расходом подачи воды в скважину. При аварии уменьшается время нахождения места и причины аварии, тем самым упрощается работа.

3 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

3.1 Проведение сравнительной оценки эффективности возможных направлений исследований

В настоящее время актуальной задачей является создание автоматизированных систем управления технологическими процессами, обеспечивающих строгий учёт расходов, контроль за процессами протекающими на производственных площадках, а также контроль и управление электрическими сетями в режиме реального времени. Разработки в области совершенствования автоматизированных систем привели к созданию качественно новых способов учета давления текучих материалов, которые позволяют перейти на полностью цифровую передачу на аппаратуру диспетчерских пунктов, входящую в автоматизированные системы передачи и контроля. Кроме того, использование цифровых приборов учета давления воды, выполненных на основе современных технологий, повышает точность учета давления передачи воды на нефтяном месторождении.

Цифровые данные поступающие от датчиков давления воды на контроллер кустовой автоматики и диспетчерский пункт месторождения окажут положительное влияние на систему нефтедобычи:

- повысит надёжность передачи данных;
- повысит безопасность технологического процесса;
- позволит произвести автоматизацию сбора и управления датчиками, базирующихся на современном электротехническом оборудовании;
- позволит проводить диагностику, мониторинг и управление на основе информационных и компьютерных технологий;
- обеспечит внедрение распределенных систем автоматики и защиты на современной микропроцессорной основе с использованием новых информационных, компьютерных и Интернет - технологий;

- позволит организовать цифровое регулирование параметров давления воды;
- позволит оснастить системы управления групповых потребителей высокоинтеллектуальными системами коммерческого и технического учета и контроля передачи воды;

- обеспечит подключение новых устройств к выходам цифровых измерительных преобразователей напряжения неограниченного количества получателей данных.

Таким образом, речь идет не только об экономической составляющей оценки потенциала результата проекта, но совершенно иной, качественной оценке, трудно поддающейся аналитическому расчету в связи с инновационной составляющей, позволяющей переход на качественно новый тип оборудования.

Расчет оценки потенциала цифровых датчиков давления проведен на основе анализа ряда положений, обосновывающих передачу воды под большим давлением на большие расстояния.

Экономическая оценка эффективности инвестиционных проектов занимает центральное место в процессе обоснования и выбора возможных вариантов вложения денежных средств и других капиталов с целью их увеличения. При всех прочих благоприятных характеристиках проектов (увеличение числа рабочих мест и занятости населения, повышение степени освоенности территории, улучшение экономической обстановки и др.) они не будут приняты к реализации, если не обеспечат:

- возмещение вложенных сумм денежных средств и других капиталов в результате создания новых предприятий, производств или их модернизации, технического переоснащения и реализации производимых на них товаров, продукции или услуг; получение прибыли, обеспечивающей рентабельность инвестиций не ниже желательного для инвесторов уровня;

- окупаемость инвестиций в пределах срока, приемлемого для инвестора.

По объектам вложения инвестиции делятся на реальные и финансовые. Реальные инвестиции – это вложение средств в обновление имеющейся

материально – технической базы предприятия; наращивание его производственной мощности; освоение новых видов продукции или технологий; инновационные нематериальные активы; строительство жилья, объектов соцкультбыта, расходы на экологию.

Финансовые инвестиции – это долгосрочные финансовые вложения в ценные бумаги, корпоративные совместные предприятия, обеспечивающие гарантированные источники доходов или поставок сырья, сбыта продукции.

Инвестиции имеют большое значение не только для будущего положения предприятия, но и для экономики страны в целом. С их помощью осуществляется расширенное воспроизводство основных средств, как производственного так и не производственного характера, укрепляется материально – техническая база субъектов хозяйствования. Это позволяет предприятиям увеличивать объёмы производства продукции, прибыли, улучшать условия труда и быта работников. От них зависят себестоимость, ассортимент, качество, новизна и привлекательность продукции, её конкурентоспособность.

Определяющее значение для экономической системы имеют производственные инвестиции, обеспечивающие, во-первых, воспроизводство и прирост индивидуального и общественного капитала. Во-вторых, получение результатов от инвестирования в связи с длительностью сроков осуществления инвестиционных проектов реального инвестирования (как правило, год и более) имеет относительно вероятностный характер и растянуто по времени. В третьих, в связи с длительностью сроков реализации проектов реального инвестирования в процессе их осуществления весьма вероятны изменения внешней среды осуществления экономической деятельности (изменение налоговой системы, финансово-кредитной политики государства, условий землепользования и т.п.). В итоге указанные обстоятельства могут привести к существенным отклонениям фактических результатов инвестирования от расчётных.

Согласно СНБ 1.02.03 – 97 необходимо разрабатывать раздел «Эффективность инвестиций». Поскольку инвестиции представляют собой долгосрочное вложение экономических ресурсов с целью создания и получения чистых выгод в будущем,

для оценки инвестиций необходимо все требуемые вложения и отдачу по проектам оценить с учетом временной ценности денег, т.е. с учетом того обстоятельства, что сумма денег, находящаяся в распоряжении в настоящее время, обладает большей ценностью, чем такая же сумма в будущем. Поэтому при оценке эффективности вариантов целесообразно использовать концепцию дисконтирования потока реальных денег. Основными показателями эффективности использования инвестиционных ресурсов являются: чистый дисконтированный доход (NPV), внутренняя норма рентабельности (IRR) и динамический срок окупаемости проекта. Критериями принятия решения являются: 1) $NPV > 0$; 2) $IRR >$ ставки дисконтирования; 3) Срок окупаемости проекта $<$ срока службы основного оборудования [16].

3.2 Расчет затрат на реализацию модернизации на предприятии

Общие затраты на модернизацию на предприятии представляют собой сумму элементов добавленной стоимости и косвенных налогов, образующей потоки доходов отдельных экономических агентов - населения, предприятий, государства: оплаты труда (W), начислений на заработную плату (S), чистой прибыли экономики (R), потребления основного капитала (A), косвенных налогов на производство и продукты (T_{VA}):

$$Y = W + S + R + A + T_{VA} \quad (8)$$

Оплата труда – вознаграждение в денежной или натуральной форме, выплачиваемое работодателем наемному работнику за работу.

Рассчитаем количество участников в проектировании таблица 8.

Заработная плата основных производственных специалистов. Для проектирования и реализации проекта потребуется работа четырех специалистов.

Таблица 8 – Расчет количество человек участвующих в проектировании и реализации

№ п/п	Содержание работы	Исполнители		Продолжительность работ, в часах		
		исполнитель	чел	мин	мак.	ожд
1	получение технического задания	Инженер проектировщик	1	1	3	2
2	анализ существующей системы	Инженер проектировщик	1	1	2	1.5
3	разработка структурной, функциональной схемы	Инженер проектировщик	1	1	1.5	1.25
4	разработка схемы алгоритма	Инженер проектировщик	1	0.5	1.5	1
5	оформление и утверждение проекта	Инженер проектировщик	1	1	3	2
6	Реализация проекта	Слесарь КИПа	4	7,5	12	9,75

Общее число часов, потраченное на проектирование, производство и внедрение составило 17,5 часов.

Установим заработную плату каждому специалисту:

Инженер проектировщик: 60 000 рублей \ месяц.

Слесарь КИПа: 45000 рублей \ месяц.

Рассчитаем заработную плату для каждого работника с учетом количества часов, которое они потратят на выполнение своей работы. Для этого воспользуемся Формулой 9:

$$З = \frac{Зп}{Д * Ч} * Др * К, \quad (9)$$

где З – заработная плата с учетом количества часов потраченных работником на выполнение своей работы;

Зп – заработная плата работника за месяц;

Д – количество рабочих дней в месяце;

Ч – количество часов в рабочем дне;

Др – количество часов потраченных работником на выполнение своей работы;

К – количество задействованных работников.

Для инженера проектировщика:

$$З = \frac{60000}{22 \times 8} \times 7,75 \times 1 = 2642,04$$

Для слесаря:

$$З = \frac{45000}{22 \times 8} \times 9,75 \times 4 = 9971,59$$

Затраты на заработную плату всем рабочим получим суммированием:

$$2642,04 + 9971,59 = 12613,63$$

Для выплаты заработной платы пятерым специалистам понадобится 12613,63 рублей.

Начисления на заработную плату – платежи юридических (а в отдельных случаях и физических) лиц, размер которых устанавливается в процентах от суммы заработной платы. Такими платежами являются: отчисления в пенсионный фонд; отчисления в фонд социального страхования; отчисления в фонд занятости населения; отчисления на медицинское страхование рабочих и служащих.

Страховой взнос в Федеральную службу социального страхования составляет на 2016 год 2,9 %, от общей суммы начисленной заработной платы. В результате произведения процентной ставки на общую сумму заработной платы получаем результат: 365,8 рублей.

Отчисления в пенсионный фонд составляют 22% от полученной заработной платы и после произведения друг на друга составят от общей суммы 2775,01 рублей.

Обязательное медицинское социальное страхование составляет на данный момент 5,1% и страхование от несчастных случаев 0,2% от общей суммы. При

умножении каждой из процентной ставки на общую сумму заработной платы и суммировании показателей, получается сумма: 668,53 рублей [17].

Общая сумма налогов составит 3809,34 рублей (таблица 9).

Таблица 9 – Начисления от заработной платы

Начисления	Процентная ставка, %	Сумма, руб
Страховой взнос в ФС соц.страхования	2,9	365,8
Отчисления в пенсионный фонд	22	2775,01
Обязательное медицинское страхование	5,1 + 0,2	668,53
Итого		3809,34

Управление стоимостью проекта на основе изменения инвестиционной стоимости проекта включает в себя процессы планирования, организации, координации, нацеленные на увеличение инвестиционной стоимости проекта.

Основными этапами при этом являются:

- 1) Оценка инвестиционной стоимости проекта на текущую дату.
- 2) Прогноз инвестиционной стоимости проекта в течение жизненного цикла проекта до момента завершения проекта.
- 3) Контроль и управление инвестиционной стоимостью проекта по мере развития проекта – контроль и управление изменениями проекта на основе инвестиционной стоимости проекта.

Далее в соответствии с вышеприведенными данными приводится таблица расчета экономики предприятия по реализации проекта контроля давления воды в трубопроводе таблица 10 и таблица 11.

К планируемой реализации системы контроля и учета водоснабжения кустовой площадки является датчик давления и контроллер для снятия показаний и автоматического управления.

Рассчитаем затраты для реализации проекта на одной нефтедобывающей площадке, данные приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Одноразовые затраты на материалы

Наименование	Количество, шт.	Стоимость, руб. на одно изделие шт.
Контроллер ОВЕН ПЛК 160	1	26 196
Датчик давления Метран 55ДИ 517	1	5 500
Кабель питания датчика давления	1	1 880
Кабель связи датчика давления с контроллером	1	2 500
Модуль беспроводной связи	1	5 000
SIM - карта	1	100
Задвижка с электроприводом	1	53 003
Кабель питания задвижки	1	4 500
Кабель связи с задвижкой	1	2800
Итого, руб.:		101 479

В месяц планируется реализовывать 12 систем, будем принимать это за 100%, рассчитываем, умножая скорость выпуска (n=12 изделий) на стоимость продукта (с=101 479 рублей), к этому добавляем стоимость работ на проектирование и производство, налоги и добавочную стоимость. Получаем сумму 1 217 748 рублей.

Рассчитаем себестоимость одного проекта:

$$Спроект = 101479 + 3809,34 + 12613,63 = 117901,97$$

Рассчитаем амортизационные отчисления так, чтобы через 10 лет оборудование можно было полностью заменить. Для этого используем формулу 10.

$$A = \frac{Ст}{Л * М}, \quad (10)$$

где Ст – стоимость проекта;

Л – количество лет рассматриваемого периода;

М – число месяцев в году.

В числовом выражении получили:

$$A = \frac{117901,97}{10 \times 12} = 982,52$$

Амортизационные расходы составили: А = 982,52 рублей / месяц.

Расходы на беспроводную связь - 630 рублей / месяц.

Расходы на топливо для реализации 12 проектов - 6600 рубле й.
Общие расходы за месяц (12 проектов) приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расходы за месяц для реализации

Наименование затрат	Стоимость, руб.
Заработная плата	151 363,56
Начисления	45 712,08
Материалы	1 217 748
Амортизация	982,52
Беспроводная связь	630
Топливо	6600
Итого	1 423 036,16

3.3 Окупаемость проекта

Для расчетов экономической эффективности проекта необходимо определить сроки окупаемости проделанной работы.

Срок окупаемости – период времени, необходимый для того, чтобы доходы, генерируемые инвестициями, покрыли затраты на инвестиции.

Рассмотрим затраты которые несла фирма до внедрения системы контроля давления на нефтяной кустовой площадке:

- зарплата сотрудников;
- транспортные расходы;
- расходные материалы.

1) затраты на выплату зарплаты сотрудникам.

До внедрение данной системы требовалось минимум 6 специалистов которые выполняли следующие функции:

- контроль работоспособности оборудования;
- диагностика элементов технологического процесса;
- обслуживание механических датчиков, в частности контроль за техническим состоянием всех измерительных устройств;
- контроль за утечкой воды.

После внедрения данной системы на кустовую площадку, часть функции выполняются в автоматическом режиме, остальные вовсе отсутствуют. Но не стоит забывать, что любое техническое средство может выйти из строя, и тогда именно люди должны будут устранить неполадку. Именно поэтому нельзя полностью отказаться от персонала обслуживающих систему. Обслуживание рассматриваемой системы может производить двое специалистов.

Средняя заработная плата инженера КИПиА с необходимым допуском на обслуживание кустовых площадок составляет 45 000 рублей [18]. Снижение затрат на оплату труда приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Снижение затрат на оплату труда

Количество работников, чел	Зарботная плата, руб.	
	За месяц	За год
6 (до внедрения системы)	270 000	3 240 000
2 (после внедрения системы)	90 000	1 080 000
Экономия	180 000	2 160 000

Таким образом, видно, что внедрение автоматизированной системы на подстанцию позволяет сэкономить 2 160 000 рублей только на оплате труда работников.

2) транспортные расходы

До внедрения системы управления на кустовую площадку специалистам приходилось объезжать каждый куст и производить осмотр на предмет утечки, а так же производить осмотр механических датчиков. Рассчитаем затраты на топливо за год по формуле 11:

$$Z = Цб \times \frac{Cp \times n}{100} \times 12, \quad (11)$$

$$D$$

где Z – затраты на топливо;

$Цб$ – цена бензина за 1 литр;

$Ср$ – средний расход одной машины за месяц;

n – количество машин;

D – расход бензина одной машины в литрах на каждые 100 км.

$$Z = 40 \times \frac{660 \times 2}{\frac{100}{15}} \times 12 = 95040$$

$$Z = 40 \times \frac{330 \times 2}{\frac{100}{15}} \times 12 = 47520$$

После внедрения удаленного контроля давления воды на кустовой площадке количество выездов на объекты существенно сократилось, что позволило сократить затраты на топливо примерно на 50 процентов. Экономия на топливные расходы составила 47520 рублей.

Расходы на электроэнергию не учитываются, так как потребление всей системы в целом не превышает и 40 Вт, отличия потребления электроэнергии от предыдущей системы контроля не существенна.

При появлении утечек в среднем от начала протечки и до ее устранения проходит 2 часа. При новой системе контроля это время сокращается до 30 минут. Следовательно затраты в следствии утечек уменьшаются в 4 раза, воспользуемся формулой 12:

$$P = V \times c, \quad (12)$$

где P - затраты по утечке;

V - объем утекшей воды;

c - цена за куб.метр

$$P = 26 \text{ куб.м} \times 100 \text{ руб} = 2600 \text{ руб}$$

Средний дебит одной скважины в сутки составляет 9700 кг нефти. На одной кустовой площадке в среднем установлено по 5 скважин, следовательно суточный дебит площадки 48500 кг, а в час 2020,833 кг. При обрыве водопровода нагнетающей скважины (аварии, утечки) добыча приостанавливается, так как объем добытой нефти прямо пропорционален закаченной воды в пласт. Так как работа по нахождению причины обрыва при новой системе сокращена на 1,5 часа, соответственно и время устранения аварии сокращается на 1,5 часа, в связи с этим кустовую площадку запустят на 1,5 часа раньше. Отсюда:

$$2020,833 \text{ кг}^{-1}/\text{ч}^{-1} \times 1,5 \text{ ч}^{-1} = 3031,25 \text{ кг}^{-1}$$

$$1 \text{ кг} = 0,85 \text{ литра}$$

$$3031,25 \text{ кг} = 2576,5625 \text{ литра}$$

$$1 \text{ баррель} = 158,988 \text{ литров}$$

$$2576,5625 / 158,988 = 16,21 \text{ баррелей}$$

$$1 \text{ баррель} = 45,89 \text{ \$ США}$$

$$16,21 \times 45,89 = 743,8769 \text{ \$ США}$$

$$1 \text{ \$ США} = 66,19 \text{ рублей}$$

$$743,8769 \times 66,19 = 49 \text{ 237,22 рублей}$$

Экономическая эффективность при запуске нефтяной скважины на 1,5 часа раньше составляет 49 237,22 рубля с одной площадки.

В среднем в месяц происходят 2 утечки на все месторождение, следовательно, $49 \text{ 237,22} \times 2 = 98 \text{ 474,44}$ рубля в месяц и 1 181 693,28 в год.

Разность затрат на старую и новую системы (экономическая эффективность) приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Экономическая эффективность за год

Затраты	Предыдущая система, руб	Новая система, руб
Заработная плата обслуживающего персонала	3 240 000	1 080 000
Затраты на обслуживание (транспортные расходы)	95 040	47520
Затраты на утечки воды	2 600	650
Итого	3 337 040	1 128 020

$$3\ 337\ 040 - 1\ 128\ 020 = 2\ 209\ 020 \text{ рублей.}$$

Экономическая эффективность за год равна:

$$2\ 209\ 020 + 1\ 181\ 693,28 = 3\ 390\ 713,28 \text{ рублей.}$$

Возьмем за основу Северо–Покурское месторождение для подсчета окупаемости. На месторождении 85 кустовых площадок, так как полная стоимость установки проекта на одной кустовой площадке стоит 118 586,35 рублей, соответственно $85 \times 118\ 586,35 = 10\ 079\ 839,75$ рублей. Следовательно, модернизация месторождения окупится за 3 года.

3.4 Экономический риск проекта

Анализ проектных рисков начинается с их классификации и идентификации, то есть с их качественного описания и определения – какие виды рисков свойственны конкретному проекту в данном окружении при существующих экономических, политических, правовых условиях.

Под классификацией рисков будем понимать распределение рисков на конкретные группы для достижения поставленных целей в соответствии с определенным признаком, положенным в основу данной классификации.

Научно обоснованная классификация риска содействует четкому определению места каждого риска в ходе анализа проекта и создает потенциальные возможности для эффективного применения соответствующих методов, приемов управления

риском. Сложность систематизации проектных рисков заключается в их многообразии, следствием этого является невозможность разработать единую, стройную систему их классификации.

Можно предложить обобщающую классификацию, базирующуюся на реальной практике проектной деятельности, которая учитывает ряд следующих типичных, наиболее часто встречающихся рисков, обращающих на себя внимание участников проекта:

- риск, связанный с нестабильностью экономического законодательства и текущей экономической ситуации, условий инвестирования и использования прибыли;
- внешнеэкономический риск (возможность введения ограничений на торговлю и поставки, закрытие границ и т.п.);
- неопределенность политической ситуации, риск неблагоприятных социально-политических изменений в стране и регионе;
- неполнота или неточность информации о динамике технико-экономических показателей, параметрах новой техники и технологии;
- колебания рыночной конъюнктуры, цен, валютных курсов и т.п.;
- неопределенность природно-климатических условий, возможность стихийных бедствий;
- производственно-технологический риск (аварии и отказы оборудования, производственный брак и т.п.);
- неопределенность целей, интересов и поведения участников;
- неполнота или неточность информации о финансовом положении и деловой репутации предприятий-участников (возможность неплатежей, банкротств, срывов договорных обязательств).

Можно также разделить риски на:

1) систематические, под которыми понимаются риски:

- а) общие для всех проектов;

б) риски, связанные с общерыночными колебаниями цен на ресурсы и доходности финансовых инструментов, а следовательно, приводящие как к позитивным, так и негативным изменениям запланированной проектной эффективности.

2) несистематические, рассматриваемые как воздействие на доходность конкретного проекта рисков, свойственных только данному проекту.

Во временном аспекте некоторые аналитики подразделяют риски на ретроспективные, текущие и перспективные, а по уровню воздействия предлагают выделять низкие, умеренные и полные риски.

В теории бизнеса встречаются термины «высокий риск» и «слабый риск», что связано с различными уровнями риска. Уровень риска при этом определяют как отношение масштаба ожидаемых потерь к объему имущества проекта и фирмы, и он также связывается с вероятностью наступления этих потерь.

При равных возможных условиях реализации проекта рассматриваются и такие виды рисков, как:

- производственный – риск невыполнения планируемых объемов работ и/или увеличения затрат, недостатки производственного планирования и, как следствие, увеличение текущих расходов предприятия;
- инвестиционный – риск возможного обесценивания инвестиционно-финансового портфеля, состоящего как из собственных, так и приобретенных ценных бумаг;
- рыночный – риск, связанный с возможным колебанием рыночных процентных ставок, как собственной национальной единицы, так и зарубежных курсов валют;
- политический – риск понесения убытков или снижения прибыли вследствие изменений государственной политики;
- финансовый – риск, связанный с осуществлением операции с финансовыми активами. Включает процентный, кредитный и валютный риски;

- процентный риск возникает обычно при заключении долгосрочных соглашений о займе на основе плавающей процентной ставки;
- кредитный риск возникает при невозможности выполнения банком кредитного договора вследствие финансового краха;
- валютный риск представляет собой риск потенциальных убытков, которые может понести фирма вследствие изменений в валютных курсах.

Экономический риск стратегической программы (проекта) – риск потери конкурентной позиции предприятия вследствие непредвиденных изменений в экономическом окружении фирмы, например сильное падение цены нефти, роста цен на энергоносители, роста процентных ставок за кредиты под финансирование оборотных средств, повышения таможенных тарифов и других аналогичных факторов.

При оценке проектов можно также учитывать внешние и внутренние виды рисков.

К внешним относятся:

- риски, связанные с нестабильностью экономического законодательства и текущей экономической ситуации, условий инвестирования и использования прибыли;
- внешнеэкономические риски (возможность введения ограничений на торговлю и поставки, закрытия границ и т.п.);
- возможность ухудшения политической ситуации, риск неблагоприятных социально-политических изменений в стране или регионе;
- возможность изменения природно-климатических условий, стихийные бедствия;
- неправильная оценка спроса, конкурентов и цен на продукцию проекта[19].

Вывод по разделу три:

В данном разделе была рассчитана экономическая часть дипломного проекта, а именно рассчитаны затраты на производство автоматизированной

системы контроля давления воды в трубопроводе, рассчитано количество часов требуемых для проектирования и реализации данного проекта, посчитана заработная плата сотрудникам, рассчитаны налоги, а так же себестоимость и окупаемость проекта.

Рассчитанные сроки окупаемости оказались достаточно малыми, что говорит о высокой экономической эффективности разработки данного проекта.

4 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

4.1 Основные положения

В современном мире большое внимание уделяется защите человека при работе с технологическими процессами которые связаны с вредными и опасными факторами. Для защиты человека разработаны правила поведения, организация рабочего места и средства индивидуальной защиты человека. Соблюдение правил безопасности, организации рабочего места и использования средств индивидуальной защиты приводит к минимальному риску получения травмы при проведении работ с технологическими процессами.

К опасным производственным факторам следует отнести:

- электрический ток определенной силы;
- раскаленные тела;
- возможность падения с высоты самого работающего либо различных деталей и предметов;
- оборудование, работающее под давлением выше атмосферного.

К вредным производственным факторам относятся:

- неблагоприятные метеорологические условия;
- запыленность и загазованность воздушной среды;
- воздействие шума, инфра – и ультразвука, вибрации.

Все опасные и вредные производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003–74 подразделяются на физические, химические, биологические и психофизиологические.

К физическим факторам относят электрический ток, кинетическую энергию движущихся машин и оборудования или их частей, повышенное давление паров или газов в сосудах, недопустимые уровни шума, вибрации, инфра- и ультразвука, недостаточную освещенность, электромагнитные поля, ионизирующие излучения и др.

Химические факторы представляют собой вредные для организма человека вещества в различных состояниях.

Биологические факторы – это воздействия различных микроорганизмов, а также растений и животных.

Психофизиологические факторы – это физические и эмоциональные перегрузки, умственное перенапряжение, монотонность труда.

4.2 Опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте

На рабочем месте слесаря контрольно-измерительных приборов и автоматизации могут присутствовать следующие физические опасные производственные факторы:

- напряжение от нескольких мВольт до нескольких кВольт;
- оборудование работающее под большим давлением.

Так же могут присутствовать и вредные производственные факторы:

- неблагоприятная погода (снег, дождь, отрицательные температуры, сильный ветер);
- запыленность помещений с электрооборудованием.

На рабочем месте инженера–проектировщика могут присутствовать следующие физические факторы:

- напряжение;
- запыленность помещений;
- слабая освещенность рабочего места;
- умственное напряжение, монотонность труда.

4.3 Описание воздействия опасных и вредных производственных факторов

Так, для переменного тока частотой 50 Гц (промышленная частота) при продолжительности воздействия на организм человека свыше 1 с эти значения

составят: напряжение (V) – 36В, ток (I) – 6 мА ($1 \text{ мА} = 10^{-3} \text{ А}$). Действие на организм человека электрического тока с параметрами, превышающими указанные значения, опасно. Значения предельно допустимых уровней напряжения и токов устанавливаются ГОСТ 12.1.038–82 [20].

При проведении работ с трубопроводом и оборудованием под давлением выше 10 МПа следует соблюдать правила устройства и безопасной эксплуатации. Конструкция трубопровода должна обеспечивать безопасность при эксплуатации и предусматривать возможность его полного опорожнения, очистки, промывки, продувки, наружного и внутреннего осмотра, контроля и ремонта, удаления из него воздуха при гидравлическом испытании и воды после его проведения.

Технологические трубопроводы, работающие в водородосодержащих средах, необходимо периодически обследовать с целью оценки технического состояния.

На трубопроводы распространяются соответствующие их применению требования нормативно-технической документации по промышленной безопасности и в установленном порядке оформляются разрешения на применение руководство по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27 декабря 2012 г. N 784.

Воздействие пыли при работе в запыленном помещении может негативно сказаться на самочувствие человека, для того чтобы пыль не влияла на человека следует с начала проветрить помещение или применить средства индивидуальной защиты.

Устранение образования пыли на рабочих местах путем изменения технологии производства и увлажнения воздуха - основной путь профилактики пылевых заболеваний. Внедрение непрерывных технологий, автоматизация и механизация производственных процессов, устраняющих ручной труд, дистанционное управление значительно облегчают и улучшают условия труда. Широкое применение автоматических видов сварки с дистанционным управлением, роботом-

манипуляторов на операциях загрузки, пересыпки, упаковки сыпучих материалов уменьшает контакт работников с источниками пылевыделения.

К индивидуальным средствам защиты относятся противопылевые респираторы, защитные очки, специальная противопылевая одежда. Средства защиты органов дыхания выбирают в зависимости от вида вредных веществ, их концентрации. Органы дыхания защищают фильтрующими и изолирующими приборами, например, респиратором типа "Лепесток". При контакте с порошкообразными материалами, неблагоприятно воздействующими на кожу, используют защитные пасты и мази.

При работе в открытой среде на человека могут воздействовать природные факторы, например, такие как снег, дождь, ветер. Для того чтобы избежать негативного воздействия природных факторов на человека следует использовать средства индивидуальной защиты, например:

- комплекты средства индивидуальной защиты, рукавицы, обувь, головные уборы, при температуре ниже -40 градусов Цельсия следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей;
- доставка к месту работы в обогреваемом транспорте, время доставки не должно превышать одного часа;
- в обеденный перерыв работник должен быть обеспечен горячим питанием.

Правила приведены в СанПиН 2.2.2.540–96.

При работе в помещении за компьютером помещения, их размеры (площадь, объем) должны в первую очередь соответствовать количеству работающих и размещаемому в них комплекту технических средств. В них предусматриваются соответствующие параметры температуры, освещения, чистоты воздуха, обеспечивают изоляцию, от производственных шумов и т.п. Для обеспечения нормальных условий труда санитарные нормы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 и СНиП 2.04.05-86 устанавливают на одного работающего, объем производственного помещения не менее 15м^3 , площадь помещения выгороженного стенами или глухими перегородками не менее $4,5\text{м}^2$.

Основные помещения располагаются в непосредственной близости друг от друга. Их оборудуют общеобменной вентиляцией и искусственным освещением. К помещению машинного зала и хранения магнитных носителей информации предъявляются особые требования.

В вычислительных центрах, как правило, применяется боковое естественное освещение. Рабочие комнаты и кабинеты должны иметь естественное освещение. В остальных помещениях допускается искусственное освещение. В тех случаях, когда одного естественного освещения не хватает, устанавливается совмещенное освещение. При этом дополнительное искусственное освещение применяется не только в темное, но и в светлое время суток.

Искусственное освещение по характеру выполняемых задач делится на рабочее, аварийное, эвакуационное.

Рациональное цветовое оформление помещения направленно на улучшение санитарно-гигиенических условий труда, повышение его производительности и безопасности. Окраска помещений влияет на нервную систему человека, его настроение и, в конечном счете, на производительность труда. Основные производственные помещения целесообразно окрашивать в соответствии с цветом технических средств. Освещение помещения и оборудования должно быть мягким, без блеска.

Снижение шума, создаваемого на рабочих местах внутренними источниками, а также шума проникающего извне, является очень важной задачей. Снижение шума в источнике излучения можно обеспечить применением упругих прокладок между основанием машины, прибора и опорной поверхностью. В качестве прокладок используются резина, войлок, пробка, различной конструкции амортизаторы. Под настольные шумящие аппараты можно подкладывать мягкие коврики из синтетических материалов, а под ножки столов, на которых они установлены, прокладки из мягкой резины, войлока, толщиной 6–8мм. Крепление прокладок возможно путем приклейки их к опорным частям. Возможно также применение звукоизолирующих кожухов, которые не мешают технологическому процессу. Не менее важным для снижения шума в процессе эксплуатации является

вопрос правильной и своевременной регулировки, смазывания и замены механических узлов шумящего оборудования.

Рациональная планировка помещения, размещения оборудования является важным фактором, позволяющим снизить шум при существующем оборудовании рабочего места инженера–проектировщика. При планировке машинный зал и помещение для сервисной аппаратуры необходимо располагать вдали от шумящего и вибрирующего оборудования. Снижение уровня шума, проникающего в производственное помещение извне, может быть достигнуто увеличением звукоизоляции ограждающих конструкций, уплотнением по периметру притворов окон, дверей. Таким образом, для снижения шума создаваемого на рабочих местах внутренними источниками, а также шума, проникающего извне следует:

- ослабить шум самих источников (применение экранов, звукоизолирующих кожухов);
- снизить эффект суммарного воздействия отраженных звуковых волн (звукопоглощающие поверхности конструкций);
- применять рациональное расположение оборудования;
- использовать архитектурно – планировочные и технологические решения изоляций источников шума [21].

Согласно санитарным правилам и нормам – РД 153–34.0–03.298–2001.

4.4 Противопожарная защита

Пожары представляют особую опасность, так как сопряжены с большими материальными потерями. Характерная особенность вычислительного центра – небольшие площади помещений. Как известно пожар может возникнуть при взаимодействии горючих веществ, окисления и источников зажигания. В помещениях присутствуют все три основных фактора, необходимые для возникновения пожара.

При подходе к обеспечению пожарной безопасности особое внимание следует уделять наличию токоведущей проводки в помещении. Данная проводка должна быть выполнена согласно требований ГОСТ 9098-78.

Противопожарная защита – это комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, на предотвращение пожара, ограничение его распространения, а также на создание условий для успешного тушения пожара. Источниками зажигания могут быть электронные схемы от ЭВМ, приборы, применяемые для технического обслуживания, устройства электропитания, кондиционирования воздуха, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов.

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, внутренние пожарные водопроводы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла и т. п. В зданиях вычислительного центра пожарные краны устанавливаются в коридорах, на площадках лестничных клеток и входов.

Для тушения пожаров на начальных стадиях широко применяются огнетушители. По виду используемого огнетушащего вещества огнетушители подразделяются, на следующие основные группы.

Пенные огнетушители, применяются для тушения горящих жидкостей, различных материалов, конструктивных элементов и оборудования, кроме электрооборудования, находящегося под напряжением.

Газовые огнетушители применяются для тушения жидких и твердых веществ, а также электроустановок, находящихся под напряжением. В производственных помещениях вычислительного центра применяются главным образом углекислотные огнетушители, достоинством которых является высокая эффективность тушения пожара, сохранность электронного оборудования, диэлектрические свойства углекислого газа, что позволяет использовать эти огнетушители даже в том случае, когда не удастся обесточить электроустановку сразу. ГОСТ 12.1.004–91 Пожарная безопасность. Общие требования.

Для обнаружения начальной стадии загорания и оповещения службу пожарной охраны используют системы автоматической пожарной сигнализации (далее – АПС). Кроме того, они могут самостоятельно приводить в действие установки пожаротушения, когда пожар еще не достиг больших размеров. Системы АПС состоят из пожарных извещателей, линий связи и приемных пультов (станций).

Согласно «НПБ 110–03 Перечень зданий, сооружений и помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и обнаружения пожара» эффективность применения систем АПС определяется правильным выбором типа извещателей и мест их установки. При выборе пожарных извещателей необходимо учитывать конкретные условия их эксплуатации: особенности помещения и воздушной среды, наличие пожарных материалов, характер возможного горения, специфику технологического процесса и т.п. В соответствии с «Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий» залы ЭВМ, помещения для внешних запоминающих устройств, подготовки данных, сервисной аппаратуры, архивов, копировально–множительного оборудования и т.п. необходимо оборудовать дымовыми пожарными извещателями. В этих помещениях в начале пожара при горении различных пластмассовых, изоляционных материалов и бумажных изделий выделяется значительное количество дыма и мало теплоты.

Объекты вычислительного центра необходимо оборудовать установками стационарного автоматического пожаротушения. Наиболее целесообразно применять в вычислительном центре установки газового тушения пожара, действие которых основано на быстром заполнении помещения огне тушащим газовым веществом с резким снижением содержания в воздухе кислорода [22].

Вывод по разделу четыре:

Рассматривались опасные и вредные факторы влияющие на человека, методы их устранения или защиты, нормативные документы нормирующие работу и поведение человека для избежания вредных и опасных факторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы по теме «Реализация микроконтроллерной обработки данных по добыче нефти на кустовой площадке» были рассмотрены существующие системы автоматизации.

Для модернизации существующей автоматизированной системы контроля и управления за технологическим процессом протекающий в нагнетательной скважине нефтяной кустовой площадки необходимо использовать дополнительное оборудование для слежения и управления работы нагнетательной скважины.

Так же была модернизирована система контроля давления воды в трубопроводе, которая реализована в данное время, автоматизированное управление и контроль в автономном режиме.

Также рассчитана стоимость модернизации системы контроля и управления с помощью введенного нового оборудования слежения и управления подачей воды в нагнетающую скважину.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Уразаков, К. Р. Справочник по добыче нефти / К. Р. Уразаков, С. Г. Дашевский. – 2-е изд. – Санкт-Петербург: Изд-во Недра, 2012. – 671с.
2. Тетельмин, В. В. Нефтегазовое дело / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – 2-е изд. – Долгопрудный: Изд-во Интеллект, 2014. – 800с.
3. Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа / Е. Б. Андреев, А. И. Ключников, А.В. Кротов и др. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2008. – 399 с.
4. Козлов, А. С. Автоматизированные средства добычи нефти / А.С. Козлов. – Нижневартовск: Изд-во ННТ, 2016. – 22 с.
5. Шаймарданов, В.Х. Программы и методические рекомендации по организации практик студентов / В. Х. Шаймарданов, А.Я. Волков, В. К. Жуков. – Ижевск: Изд-во Тайме, 2002. – 22 с.
6. ГОСТ 24.104-85. Межгосударственный стандарт Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2009. – 11 с.
7. Гейнер Д. Беспроводные сети: первый шаг / Д. Гейнер. – Москва: Изд-во Вильямс, 2005. – 192 с.
8. Руководство по технологиям объединенных сетей. – 4-е изд. – Москва: Изд-во Вильямс. 2005. – 64 с.
9. Макаренко С.И. Интеллектуальные информационные системы / С.И. Макаренко. – Севастополь: Изд-во СФ МГГУ им. М.А. Шолохова, 2009. – 206 с.
10. Китабов А.Н. Информационно измерительные системы диагностики погружного электродвигателя / А.Н. Китабов, В.П. Токарев. – Уфа: Вестник УГАТУ, 2011. – 43 с.
11. Руководство по эксплуатации контроллера ПЛК 160 ОВЕН. – Москва: Изд-во ОВЕН центральный офис, 2014. – 28 с.
12. Руководство по эксплуатации модуля беспроводной связи АэроТрек GPRS. – Екатеринбург: Изд-во Интротест, 2011. – 30 с.

13. Руководство по эксплуатации датчика давления Метран 55 серии. – Челябинск: Изд-во Метран, 2009. – 24 с.
14. Руководство по эксплуатации задвижки с электроприводом 30ч906бр ДУ 200. – Пенза: Изд-во ПЗЭМ, 2012. – 16 с.
15. Инфобос. Энциклопедия – портал знаний. – <http://infobos.ru/str/556.html>. [Дата обращения 05.05.16]
16. Теплова Т.В. Инвестиции – учебник для вузов. // Юрайт – 2011. – С. 46–56.
17. Никитин В. Ю. Заработная плата // Гросс Медиа, РОСБУХ. – 2012. – С. 63–92.
18. Кадровые агентства России. Справочник кадровых агентств России. – <https://person-agency.ru/salary.html>. [Дата обращения 10.05.16]
19. Шапкин А.С. Экономические и финансовые риски / А.С. Шапкин. – Москва: Изд-во Дашков и Ко, 2003. – 544 с.
20. Охрана труда. Информационный ресурс. – http://ohrana-bgd.ru/bgdobsh/bgdobsh1_18.html. [Дата обращения 16.05.16]
21. Охрана, БЖД, Народ. Охрана труда и БЖД. – http://ohrana-bgd.narod.ru/travmisl_03.html. [Дата обращения 20.05.16]
22. Типовая инструкция. Типовая инструкция по содержанию первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли. – Санкт-Петербург: Изд-во Энергия, 2014, – 30 с.
23. СТО ЮУрГУ 21–2008 Стандарт организации. Система управления качеством образовательных процессов. Курсовая и выпускная квалификационная работа. Требования к содержанию и оформлению / Т.И. Парубочая, [и др.]; под ред. Т.И. Парубочая. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 55 с.