

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»
Структурное подразделение
«Институт дополнительного профессионального образования»

Палагушкин Виктор Александрович
Мымрин Игорь Николаевич

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Учебное пособие

© В.А. Палагушкин, И.Н. Мымрин, 2022

© ССП УГНТУ «ИДПО», 2022

Уфа
ФГБОУ ВО «УГНТУ» • ССП УГНТУ «ИДПО»
2022

УДК 681.5:622.276(07)

ББК 32.965:33.361я7

М 94

М 94 Автоматизация технологических процессов в нефтегазовой промышленности [Электронный ресурс]: учебное пособие/ В.А. Палагушкин, И.Н. Мымрин – Электрон. текстовые дан. (0,98 Мб) – Уфа: УГНТУ, 2021 – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM) – Систем. требования: проц. с такт. частотой 700МГц и выше; 128 Мб опер. памяти и выше; разреш. экрана 1024x768 пикс.; ОС Windows, macOS; Программа для чтения файлов .pdf. – Загл. с титул.экрана

УДК 681.5:622.276(07)

ББК 32.965:33.361я7

© В.А. Палагушкин, И.Н. Мымрин, 2022

© ССП УГНТУ «ИДПО», 2022

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение.....	6
1.1 Основные виды (подотрасли) нефтегазового производства	6
1.2 Структура производственного процесса	6
1.3 Нормативная база автоматизации технологических процессов и производств	8
1.4 Требования к системам автоматизации и управления.....	8
1.5 Факторы, влияющие на решения по автоматизации.....	10
1.6 Цели автоматизации технологических и производственных процессов в нефтегазовом производстве	13
2 Функциональные схемы автоматизации технологических процессов.....	15
2.1 Изображение технологического оборудования и коммуникаций	16
2.2 Изображение средств автоматизации на функциональных схемах	17
2.3 Спецификация приборов и средств автоматизации.....	28
2.4 Реализация отдельных функций автоматизации	29
2.4.1 Измерение	29
2.4.2 Контроль и сигнализация	31
2.4.3 Управление.....	33
2.4.4 Регулирование	33
2.5 Примеры построения условных обозначений приборов и средств автоматизации	37
3 Автоматизация технологических процессов бурения скважин	39
3.1 Общие сведения	39
3.2 Системы автоматизации буровых установок.....	42
3.3 Автоматизация подачи долота на забой.....	45
4 Автоматизация технологических процессов в нефтедобыче	48
4.1 Общие сведения	48
4.2 Автоматизация нефтедобывающих скважин.....	50
4.3 Автоматизация скважин, оборудованных ШГНУ.....	51

4.4 Автоматизация скважин, оборудованных электроцентробежными насосными установками (УЭЦН).....	57
4.5 Автоматизация измерения продукции нефтяных скважин	60
4.5.1 Методы измерения продукции скважин	62
4.5.2 Измерительные установки для измерения продукция скважин.....	67
4.6 Автоматизация УПСВ	70
4.7 Автоматизация установки подготовки нефти.....	73
4.8 Автоматизация установок приготовления и дозирования реагентов в БРХ	77
4.9 Автоматизация теплообменников и нагревательных печей	78
4.9.1 Регулирование температуры в поверхностных кожухотрубных теплообменниках	78
4.9.2 Регулирование температуры в нагревательных печах	81
4.10 Автоматизация отстойников.....	82
4.11 Автоматизация нефтегазосепараторов	85
4.12 Автоматизация электродегидраторов.....	88
5 Автоматизация резервуарных парков	90
6 Автоматизация учета нефти	94
6.1 Требования к точности коммерческого учета нефти	95
6.2 Состав и назначение оборудования СИКН.....	96
6.3 Блок измерительных линий (БИЛ).....	98
6.4 Блок контроля качества нефти и нефтепродуктов	99
7 Автоматизация объектов поддержания пластового давления.....	101
8 Автоматизация магистрального транспорта нефти.....	106
8.1 Общие сведения	106
8.2 Архитектура системы управления технологическими и производственными процессами транспорта нефти	109
8.3 Объем автоматизации НПС	112
8.4 Автоматическое регулирование давлений НПС	112
8.5 Автоматизация насосного агрегата.....	114
8.6 Система сглаживания волн давления	120

9 Автоматизация процессов добычи и подготовки газа	124
9.1 Общие сведения о газовом промысле.....	124
9.2 Автоматизация газовых скважин	128
9.3 Общая характеристика процессов подготовки газа	129
9.4. Принципы автоматизации процессов НТС	132
9.4.1 Автоматическое регулирование дебита скважины.....	136
9.4.2 Автоматическое регулирование уровня жидкости	138
9.4.3 Автоматическое регулирование расхода ингибитора гидратообразования	139
9.4.4 Автоматическое регулирование температурного режима	141
10 Автоматизация магистрального газопровода.....	142
10.1 Устройство магистрального газопровода	142
10.2 Автоматизация компрессорной станции.....	143
10.3 Автоматизация газоперекачивающего агрегата	145
10.3.1 Принцип работы газоперекачивающего агрегата.....	145
10.3.2 Параметры, контролируемые на ГПА.....	147
10.3.3 Защиты ГПА	151
10.3.5 Антипомпажное регулирование	156
10.4 Автоматизация объектов газораспределения	160
10.4.1 Автоматизация ГРС.....	164

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Основные виды (подотрасли) нефтегазового производства

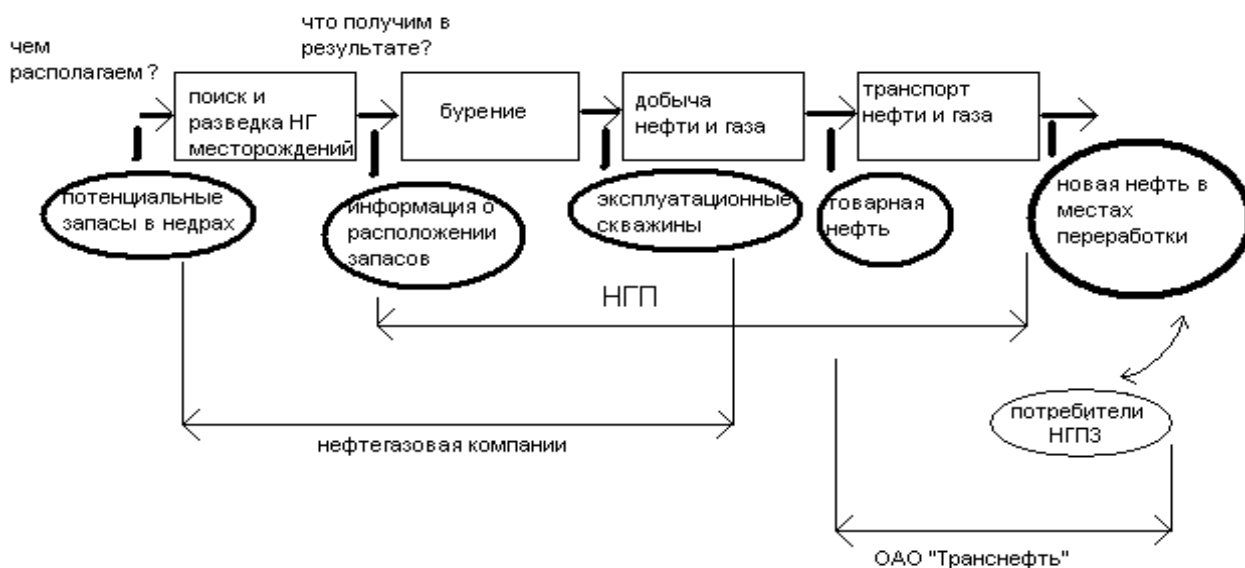


Рисунок 1.1 – Виды нефтегазового производства

Каждый вид нефтегазового производства (НГП) имеет специфические производственные процессы, отличающие его от другого, что в значительной степени определяет методы и средства автоматизации. В связи с этим в НГП развиваются такие направления, как автоматизация бурения, добычи, транспорта и хранения нефти и газа.

1.2 Структура производственного процесса

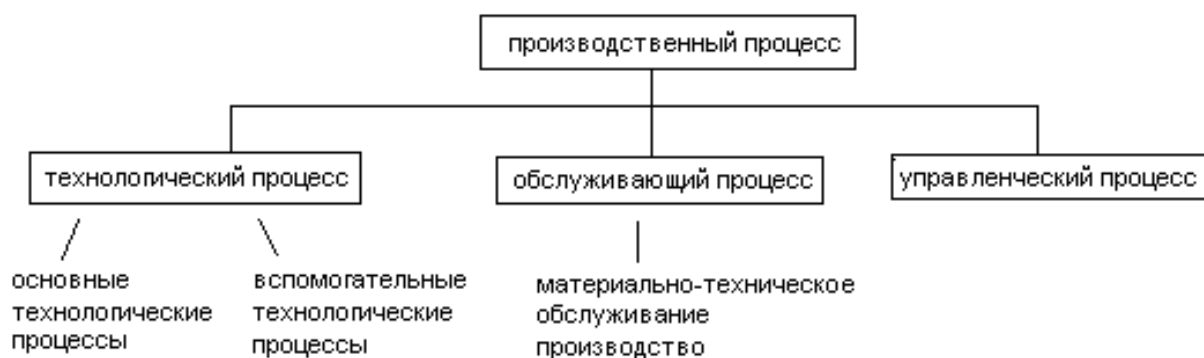


Рисунок 1.2 – Структура производственного процесса

В структуру производственного процесса входят технологические, обслуживающие и управленческие процессы (рисунок 1.2).

Основные цеха в бурении:

- вышкомонтажный цех;
- районные инженерно-технические службы;
- цеха крепления и освоения скважин, создаваемые для выполнения основных производственных процессов: бурение, крепление и испытание.

Основные цеха в добыче нефти и газа:

- цех поддержания пластового давления;
- цеха по добыче нефти и газа;
- цех комплексной подготовки и перекачки нефти;
- цех капитального подземного ремонта скважин.

Они осуществляют следующие основные производственные процессы: непосредственная добыча нефти и газа, внутрипромысловая перекачка и подготовка нефти, поддержание пластового давления, подземный ремонт скважин.

Вспомогательные цеха:

- ремонтные;
- электроцех;
- цеха пароводоснабжения;
- цеха автоматизации производства;
- инструментальное хозяйство.

Они заняты изготовлением продукции (пар, вода, энергия), выполнением работ и услуг (ремонтные работы, изготовление нестандартного оборудования и запасных частей), потребляемых внутри предприятия и отпускаемых на сторону.

Обслуживающие и побочные цеха:

- автотранспортные;
- складское хозяйство;
- энергосеть.

Они осуществляют транспортное обслуживание, энергообеспечение, материально-техническое обеспечение основных и вспомогательных цехов с целью обеспечения ритмичного производственного процесса.

Побочные цеха на предприятии могут создаваться с целью переработки отходов производства или сопутствующего сырья.

1.3 Нормативная база автоматизации технологических процессов и производств

Федеральный закон 2003 года «О техническом регулировании» поделил все нормативные документы на два уровня:

- федеральный уровень (регламенты), в которых определяются требования промышленной, экологической и атомной безопасности, обязательные к исполнению всеми видами производств и организаций;
- стандарты, в которых формулируются требования к конкретным видам производств и его видам деятельности, и которые должны приниматься компаниями и организациями на добровольной основе.

В области автоматизации нормативную базу составляют документы:

- действующие законодательства РФ, включая регламенты и стандарты – ГОСТ'ы;
- нормативные документы, действующие в каждой компании или организации (стандарты, руководящие документы, а также общетехнические требования – ОТТ и общетехнические задания – ОТЗ).

1.4 Требования к системам автоматизации и управления

Требования к конкретным системам определяются техническими заданиями на проектирование (разработку) и нормативно-технической документацией, действующей в нефтегазовой отрасли.

Основными общими требованиями, предъявляемыми к современным системам автоматизации и управления технологическими процессами и производством, являются:

- многоуровневая (иерархическая) распределенная структура системы управления;
- инвариантность выполнения функций к количеству, типам технологического оборудования и техническим и программным средствам автоматизации (система должна быть масштабируемой по количеству входных/выходных сигналов и настраиваемой на параметры объекта и характеристики средств автоматизации);
- децентрализация функции сбора, обработки информации и выработки управляющих воздействий, максимальное их приближение к месту получения информации и ее использования (этот принцип реализуется в распределенных структурах);
- модульность построения технических и программных средств, упрощающая наращивание и модификацию систем;
- стандартизация взаимосвязей (интерфейсов) между элементами и уровнями систем управления (аппаратная, программная, функциональная и конструктивная стандартизация);
- простота и удобство интерфейсов для общения с системой при эксплуатации технических и программных средств;
- обеспечение работоспособности в жестких экстремальных условиях эксплуатации (в условиях широкого диапазона температур, загазованности, агрессивности среды и т.д.);
- быстрое восстановление работоспособности в связи с отказами оборудования и потерей информации при перерывах в электроснабжении и другими возмущениями;
- резервирование блоков и подсистем для повышения надежности работы;
- наличие встроенных или автономных специализированных средств для сервисного метрологического и технического диагностирования и обслуживания;

– функционирование без постоянного обслуживающего персонала (особенно для систем автоматизации и управления технологическими агрегатами и установками).

1.5 Факторы, влияющие на решения по автоматизации

В подавляющем большинстве случаев задачи автоматизации технологических процессов и производств в настоящее время решают эвристическими методами, опирающимися на опыт, интуицию и знания разработчика. Развиваются системы автоматизации проектирования (САПР), с помощью которых удастся автоматизировать отдельные этапы разработки и документирования проектов.

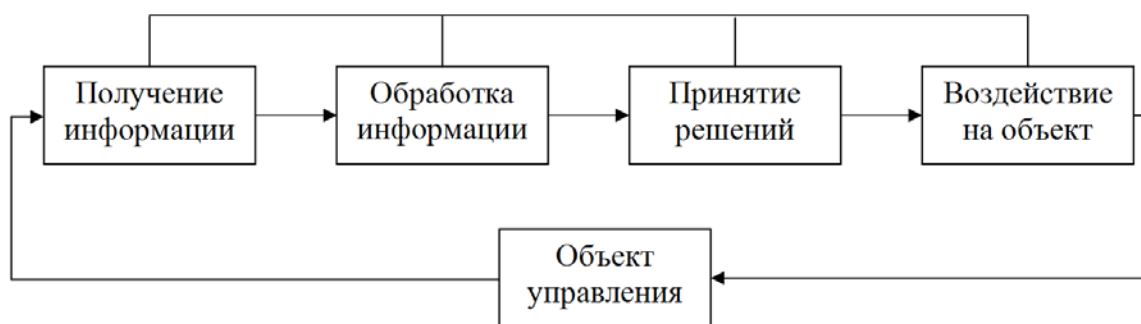


Рисунок 1.3 – Задачи автоматизации

При этом на решения по автоматизации оказывают влияние следующие основные факторы:

– характеристики объекта управления, к которым относятся, к которым относится множество других разнообразных факторов:

1. Характер протекания технологических процессов во времени, влияющий в основном на требования к надежности (готовности и т.п.) средств и систем автоматизации. Различают непрерывные, непрерывно-дискретные и дискретные технологические процессы. В НГП преобладают непрерывные и непрерывно-дискретные процессы (добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти и газа), а также в некоторых случаях дискретные (например, мойка штанг, насосно-компрессорных труб, спуско-подъемные операции при бурении и т.д.).

2. Степень территориальной распределенности или протяженности технологических объектов (оборудования), которая влияет на способы получения, сбора и передачи информации при построении различных уровней АСУТП. В частности, значительная территориальная рассредоточенность объектов нефтегазодобычи (скважин, ДНС, АГЗУ, КНС и т.д.), большая протяженность линейной части магистральных нефтегазопроводов и большое количество нефтеперекачивающих станций (НПС) и газокompрессорных станций (ГКС) приводят к необходимости использования промышленных телемеханических каналов связи (систем телемеханики) и других современных телекоммуникационных технологий.

3. Скорости протекания технологических процессов (точнее, частотный спектр изменения параметров), влияющий на периодичность получения и сбора (передачи) информации, а также на требования к динамическим характеристикам средств измерений (датчиков, преобразователей, измерительных каналов) и других средств автоматизации (каналов связи и т.д.). В НГП преобладают технологические процессы с невысокой и средней скоростью изменения параметров, когда измерение и контроль достаточно проводить с периодичностью от нескольких секунд до нескольких минут и реже.

4. Сложность и степень изученности технологических процессов, нестационарность его параметров (в том числе в нештатных ситуациях), которые влияют на возможность разработки моделей и алгоритмов контроля и управления и их использования для автоматизации управления. Для сложных и малоизученных процессов снижается возможный объем автоматизации и многие функции управления остаются за человеком, а также появляется необходимость использования более сложных систем управления с использованием методов и средств искусственного интеллекта.

По этой причине автоматизация технологических процессов, связанных непосредственно с разработкой нефтяных и газовых месторождений, во многом носит чисто информационный характер (объем автоматических воздействий на пласт все еще незначителен).

5. Наличие взрыво- и пожароопасной среды, агрессивности, широкого температурного диапазона, помех, вибрации и т.д., что предъявляет повышенные требования к взрывопожаробезопасности средств автоматизации, устойчивости к внешним воздействиям (в первую очередь, к датчикам и исполнительным механизмам, устанавливаемым непосредственно на объектах).

– специфические особенности объекта, отличающие его от других подобных объектов и затрудняющие использование типовых и других известных решений (например, сложный состав сырья, особенности технологии, особые условия эксплуатации и требования к готовому продукту);

– требования к системе автоматизации и управления, к которым относят:

- уровень иерархии в многоуровневой структуре системы управления;

- количество измеряемых и контролируемых параметров, а также требования к точности соблюдения режимных величин;

- выполняемые функции, определяемые технологическими требованиями объекта (необходимость автоматизации контроля, сигнализации, диагностики, защиты, регулирования и оптимизации режима работы);

– наличие необходимых общепромышленных средств автоматизации, возможность их установки на объекте, необходимость разработки и производства новых (отраслевых) средств;

– требования государственных, отраслевых стандартов и руководящих документов (основных положений по автоматизации объектов нефтегазового производства и другой нормативно-технической документации);

– техническая политика руководства предприятия, определяющая цели и задачи производства, а также требования к его автоматизации;

– уровень подготовки и квалификации специалистов.

1.6 Цели автоматизации технологических и производственных процессов в нефтегазовом производстве

Целью автоматизации технологических и производственных процессов нефтедобычи является:

- более полное использование потенциальных возможностей, заложенных в технологии и управлении путем наиболее полного извлечения нефти из продуктивных пластов с установленными технико-экономическими показателями;
- повышение производительности оборудования;
- сокращение обслуживающего персонала и потерь всех видов ресурсов;
- улучшение качества подготовки нефти, газа и воды, позволяющих получить экономический эффект по сравнению с базовыми вариантами автоматизированного технологического комплекса или неавтоматизированным производством.

Для конкретных нефтегазодобывающих предприятий и технологических процессов в качестве самостоятельных целей автоматизации используются один или несколько технических, технико-экономических или экономических показателей.

Для технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа это:

- свести к минимуму остановки в добыче нефти и отправке продукции с промысла, что предполагает сокращение простоев нефтяных скважин и другого оборудования;
- исключить необходимость постоянного присутствия обслуживающего персонала на удаленных объектах, что можно достичь повышением уровня автоматизации и телемеханизации объектов, тем самым сокращая обслуживающий персонал;
- повысить эффективность работы обслуживающего персонала, удаленного оборудования благодаря увеличению объема информации о причинах аварийной остановки и направлению тех специалистов, которые

могут сразу устранить причину, что сокращает транспортные расходы, трудозатраты и увеличивает текущую добычу нефти;

- повысить безопасность работы персонала путем обнаружения отклонений режимных параметров оборудования и его отключения;

- уменьшить число аварий, связанных с выходом из строя технологического оборудования путем автоматического контроля за параметрами диагностики и отключения оборудования, что сокращает ремонты, расход электроэнергии и т.д.;

- повысить эффективность работы персонала, занятого сбором, анализом информации и лиц, ответственных за принятие решений;

- уменьшить потери нефти, газа и воды путем их достоверного учета;

- уменьшить удельный расход реагентов, воды и электроэнергии на одну тонну добываемой нефти с учетом обводненности продукции скважин.

2 ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Функциональная схема автоматизации (ФСА) является одним из основных проектных документов, определяющих функциональную структуру и объем автоматизации технологических установок и отдельных агрегатов промышленного объекта. Она представляет собой чертеж, на котором схематически условными обозначениями изображены: технологическое оборудование; коммуникации; органы управления и средства автоматизации (приборы, регуляторы, вычислительные устройства) с указанием связей между технологическим оборудованием и элементами автоматики, а также связей между отдельными элементами автоматики. Вспомогательные устройства, такие, как редукторы, фильтры для воздуха, источники питания, соединительные коробки и другие монтажные элементы, на ФСА не показывают.

Этими схемами пользуются для изучения принципов работы изделия, а также при их наладке, контроле, ремонте.

На основании ФСА выполняют остальные чертежи проекта и составляют ведомости и заказные спецификации приборов и средств автоматизации.

Результатом составления функциональных схем являются:

- 1) выбор методов измерения технологических параметров;
- 2) выбор основных технических средств автоматизации, наиболее полно отвечающих предъявляемым требованиям и условиям работы автоматизируемого объекта;
- 3) определение приводов исполнительных механизмов регулирующих и запорных органов технологического оборудования, управляемого автоматически или дистанционно;
- 4) размещение средств автоматизации на щитах, пультах, технологическом оборудовании и трубопроводах и т.п. и определение способов представления информации о состоянии технологического процесса и оборудования.

Современные автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) создаются на основе программируемых логических контроллеров, промышленных сетей и интеллектуального полевого оборудования с широким спектром функциональных возможностей. Основными чертами технического обеспечения современных АСУТП являются:

- сохранение результатов измерения технологических параметров за любой период времени и вывод информации в удобном для оператора виде на экран мониторов операторских станций;
- мнемосхемы технологических процессов любой степени детализации с указанием текущих значений технологических параметров и сигнализацией состояния оборудования, выводимые на экран мониторов операторских станций.

Таким образом, исчезает необходимость в разработке и применении громоздких щитов с мнемосхемами, устройствами сигнализации состояния оборудования и самописцами; локальные аналоговые регуляторы активно вытесняются управляющими контроллерами, которые могут быть установлены как по месту, так и дистанционно в специальных помещениях.

2.1 Изображение технологического оборудования и коммуникаций

Технологическое оборудование и коммуникации на ФСА изображают упрощенно, без указания технологических аппаратов и трубопроводов вспомогательного назначения. Масштаб при этом не соблюдается. Изображенная таким образом технологическая схема должна давать ясное представление о принципе работы и взаимодействии со средствами автоматизации.

На технологических трубопроводах обычно показывают ту регулировочную и запорную арматуру, которая непосредственно участвует в контроле управления процессом.

Трубопроводы, идущие к конечным аппаратам и устройствам, в которых нет приборов и средств автоматизации, на схеме обрывают. В месте

обрыва ставят стрелку и дают пояснение. Например: «выход пара», «сырая нефть с печей», «на факел» и т.д.

У изображения технологического оборудования, отдельных его элементов и трубопроводов следует давать соответствующие поясняющие надписи (наименование технологического оборудования, его номер, если таковой имеется, и др.), а также указывать стрелками направление потоков.

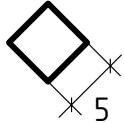
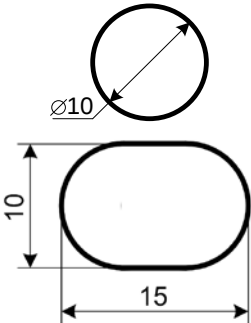
2.2 Изображение средств автоматизации на функциональных схемах

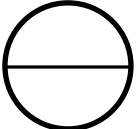
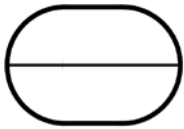
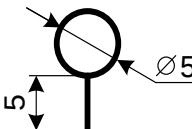
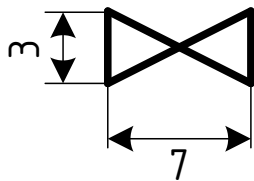
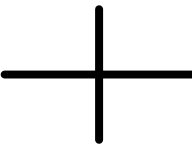
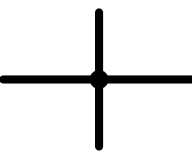
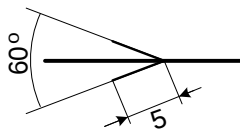
Функции контроля и управления на функциональных схемах автоматизации изображают в соответствии с ГОСТ 21.404-85 и отраслевыми нормативными документами.

Графические обозначения приборов, средств автоматизации и линий связи должны соответствовать обозначениям, приведенным в таблице 2.1.

Условные графические обозначения приборов и средств автоматизации на схемах должны выполняться линиями толщиной 0,5...0,6 мм. Горизонтальная разделительная черта внутри обозначения приборов на щите должны выполняться линиями толщиной 0,2...0,3 мм.

Таблица 2.1 – Графические обозначения приборов, средств автоматизации и линий связи

Наименование	Обозначение
Отключение по аварийным значениям технологических параметров из системы противоаварийной защиты (ПАЗ)	
Первичный измерительный преобразователь, прибор, устанавливаемый по месту (на трубопроводе, аппарате): а) основное обозначение б) допускаемое обозначение	
Прибор или средство автоматизации, устанавливаемые дистанционно на щите, пульте:	

а) основное обозначение	
б) допускаемое обозначение	
Исполнительный механизм. Общее обозначение	
Регулирующий орган	
Задвижка/клапан с исполнительным механизмом	
Линия связи. Общее обозначение	
Пересечение линий связи без соединения друг с другом	
Пересечение линий связи с соединением между собой	
Поток электрической энергии, сигнал электрический	
Поток жидкости	
Поток газа	

Условные буквенные обозначения приборов по функциональным признакам, ими выполняемым, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Основные буквенные обозначения измеряемых величин и функциональных признаков приборов

Обозначение	Измеряемая величина		Функциональный признак прибора		
	Основное обозначение измеряемой величины	Дополнительное обозначение, уточняющее измеряемую величину	Отображение информации	Формирование выходного сигнала	Дополнительное значение
A	+	-	Сигнализация	-	-
B	+	-	-	-	-
C	+	-	-	Автоматическое регулирование, управление	-
D	Плотность	Разность, перепад	-	-	-
E	Электрическая величина	-	+	-	-
F	Расход	Соотношение, доля, дробь	-	-	-
G	Размер, положение, перемещение	-	+	-	-
H	Ручное воздействие	-	-	-	Верхний предел измеряемой величины
I	+	-	Показание	-	-
J	+	Автоматическое переключение, обегание	-	-	-
K	Время, временная программа	-	-	+	-
L	Уровень	-	-	-	Нижний предел измеряемой

					величины
M	Влажность	-	-	-	-
N	+	-	-	-	-
O	+	-	-	-	-
P	Давление, вакуум	-	-	-	-
Q	Величина, характеризующая качество: состав, концентрация и т.п.	Интегрирование, суммирование по времени	-	+	-
R	Радиоактивность	-	Регистрация	-	-
S	Скорость, частота	-	-	Включение, отключение, переключение, блокировка	-
T	Температура	-	-	+	-
U	Несколько разнородных измеряемых величин	-	-	-	-
V	Вязкость	-	+	-	-
W	Масса	-	-	-	-
X	Нерекомендуемая резервная буква	-	-	-	-
Y	+	-	-	+	-
Z	+	-	-	+	-

Примечание. Буквенные обозначения, отмеченные знаком “+”, являются резервными, а отмеченные знаком “—” не используются.

В стандарте установлены два способа построения условных обозначений:

1) упрощенный способ

При использовании этого способа на схеме изображают основные функции контуров контроля и управления (без выделения входящих в них отдельных технических средств автоматизации и указания места расположения).

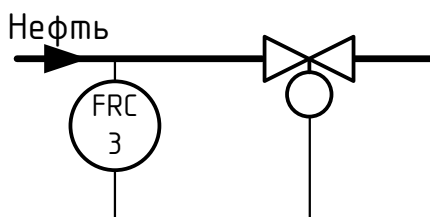


Рисунок 2.1 – Схема построения обозначений

При упрощенном способе первичный измерительный преобразователь (диафрагма или сопло) не показан. Место установки первичного преобразователя обозначено пересечением линий технологического трубопровода с линией, связывающей этот преобразователь с условным обозначением прибора, осуществляющего сложные функции. Исполнительный механизм обозначения не имеет.

Для упрощенного способа построения достаточно основных условных обозначений, приведенных в таблице 2.1, и буквенных обозначений, приведенных в таблице 2.2.

2) развернутый способ

При использовании этого способа на схеме изображают состав и место расположения технических средств автоматизации каждого контура контроля и управления.

Достоинством упрощенного способа является меньшая трудоемкость составления схем автоматизации и простота чтения функциональности схемы из-за ее совмещения со схемой технологического процесса.

Преимуществом развернутого способа является большая наглядность и возможность легкой и быстрой ориентации в распределении аппаратуры по

пунктам управления. Разработка развернутой схемы требует уже в процессе постановки задачи принять технические решения как определения структуры размещения оборудования, использования контроллеров и компьютеров. Также сразу закладывается потребность в контрольном и силовом кабеле. Определяется способ реализации систем сигнализации и защиты.

При использовании развернутого способа технологическое оборудование изображают в верхней части схемы.

Приборы, встраиваемые в технологические коммуникации, показывают в разрыве линий изображения коммуникаций в соответствии с рисунком 2.1 (а), устанавливаемые на технологическом оборудовании (с помощью закладных устройств) показывают рядом - в соответствии с рисунком 2.1 (б).

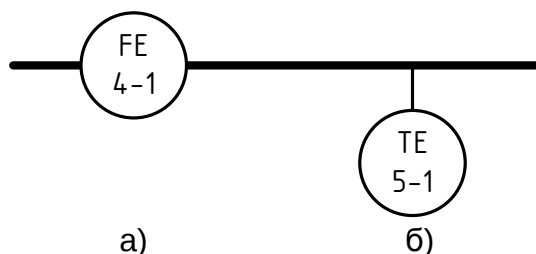


Рисунок 2.2 – Изображение первичных измерительных преобразователей относительно технологических коммуникаций

Обозначение условных графических обозначений средств автоматизации при использовании развернутого способа может быть выполнено путем комбинированного применения основных (таблицы 2.1 и 2.2) и дополнительных обозначений, приведенных в таблицах 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Дополнительные буквенные обозначения, отражающие функциональные признаки приборов

Наименование	Обозначение	Назначение
Чувствительный элемент	Е	Устройства, выполняющие первичное преобразование: преобразователи термоэлектрические, термопреобразователи сопротивления, датчики пирометров, сужающие устройства расходомеров и т.п.
Дистанционная	Т	Приборы бесшкальные с дистанционной

передача		передачей сигнала: манометры, дифманометры, манометрические термометры
Станция управления	К	Приборы, имеющие переключатель для выбора вида управления и устройство для дистанционного управления
Преобразование, вычислительные функции	У	Для построения обозначений преобразователей сигналов и вычислительных устройств

Таблица 2.4 – Дополнительные обозначения, отражающие функциональные признаки преобразователей сигналов

Наименование	Обозначение
1. Род энергии сигнала: электрический пневматический гидравлический	 Е Р G
2. Виды форм сигнала: аналоговый дискретный	 А D
Операции, выполняемые вычислительным устройством:	
суммирование	Σ
умножение сигнала на постоянный коэффициент k	k
перемножение двух и более сигналов друг на друга	$\times$
деление сигналов друг на друга	$:$
возведение величины сигнала f в степень n	f^n
извлечение из величины сигнала корня степени n	$\sqrt[n]{}$
логарифмирование	lg
дифференцирование	dx/dt
интегрирование	$\int$
изменение знака сигнала	$x(-1)$
ограничение верхнего значения сигнала	max
ограничение нижнего значения сигнала	min

При указании приборов в верхней части окружности наносятся буквенные обозначения измеряемой величины и функционального признака прибора.

Порядок расположения букв в буквенном обозначении прибора принимают следующим (слева направо):

- основное обозначение измеряемой величины (таблица 2.2);
- дополнительное обозначение измеряемой величины, при необходимости (таблица 2.2);
- обозначение функционального признака прибора (таблица 2.3).

Для обозначения дополнительных значений прописные буквы D, F, Q допускается заменять строчными d, f, q;

Функциональные признаки (если их несколько в одном приборе) также располагаются в определенном порядке (I, R, C, S, A).

При необходимости конкретизации измеряемой величины справа от графического обозначения прибора допускается указывать наименование или символ этой величины.

Для обозначения величин, не предусмотренных данным стандартом, допускается использовать резервные буквы. Применение резервных букв должно быть расшифровано на схеме.

При построении буквенных обозначений указывают не все функциональные признаки прибора, а лишь те, которые используют в данной схеме.

Остальные технические средства автоматизации показывают условными графическими обозначениями в прямоугольниках, расположенных в нижней части схемы. Каждому прямоугольнику присваивают заголовки, соответствующие показанным в них техническим средствам.

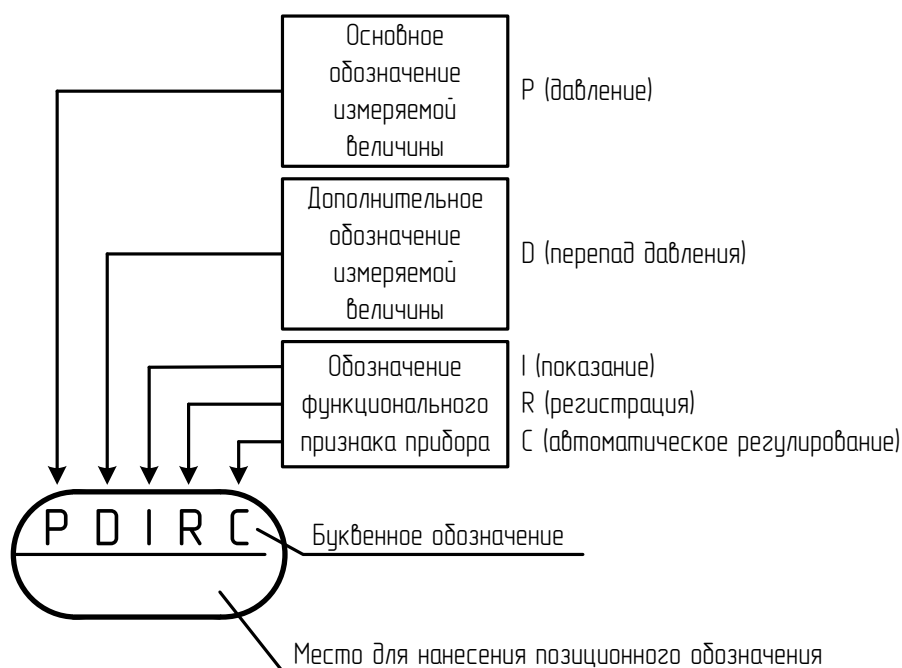


Рисунок 2.3 – Построение условного обозначения прибора для измерения, регистрации и автоматического регулирования перепада давления

Первым располагают прямоугольник, в котором показаны внешитовые приборы, конструктивно не связанные с технологическим оборудованием, с заголовком «Приборы местные», ниже – прямоугольники, в которых показаны щиты и пульты, комплексы технических средств, программируемые логические контроллеры. Заголовки прямоугольников, предназначенных для изображения щитов и пультов, указывают в соответствии с наименованиями, принятыми в эскизных чертежах общих видов. Для комплексов технических средств – в соответствии с их записью в спецификации оборудования.

Отдельные функции АСУ ТП (измерение, контроль, управление и т.д.) также могут указываться в нижней части схемы (рисунок 2.3). Необходимость реализации этих функций для каждого технологического параметра указывается точкой на пересечении линии функции и линии связи.

Линии связи между верхней и нижней частью ФСА допускается изображать с разрывом при большой протяженности и/или при сложном их расположении (рисунок 2.4). Места разрывов линий связи нумеруют арабскими цифрами в порядке их расположения в прямоугольнике с заголовком «Приборы

местные». Допускается пересечение линий связи с изображениями технологического оборудования. Пересечение линий связи с обозначениями приборов не допускается.

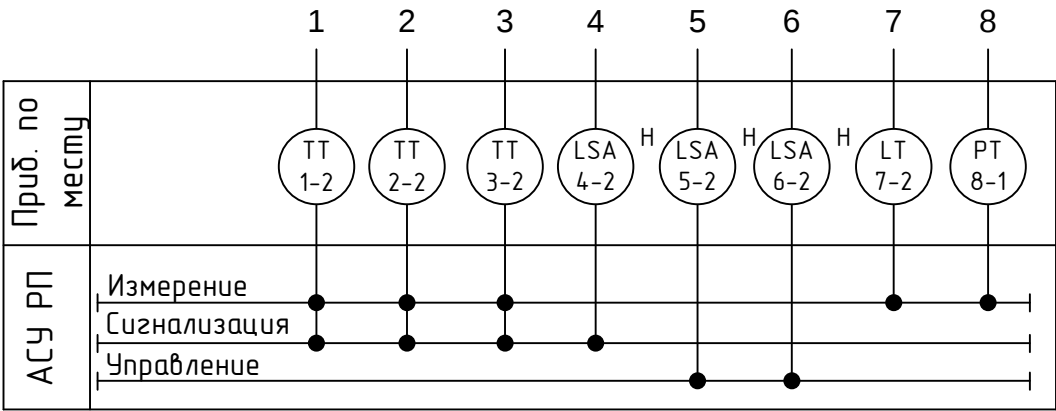


Рисунок 2.4 – Пример изображения нижней части функциональной схемы автоматизации

Линии связи должны выполняться линиями толщиной 0,2...0,3 мм.

Подвод линий связи к прибору изображают в любой точке графического обозначения (сверху, снизу, сбоку).

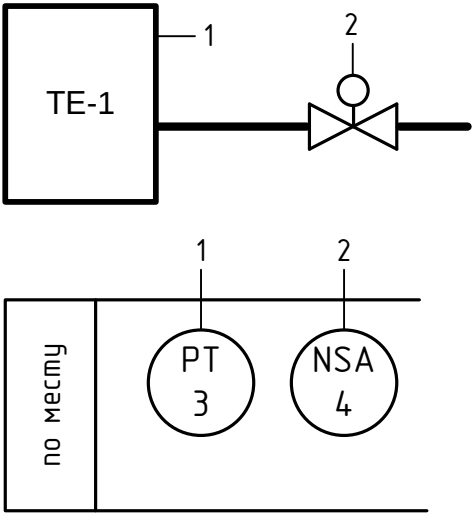


Рисунок 2.5 – Пример разрыва линий связи

На линиях связи допускается указывать предельные (максимальные или минимальные) рабочие значения измеряемых (регулируемых) величин по ГОСТ 8.417 или в единицах шкалы выбираемого прибора (рисунок 2.6, а). Для

обозначения разрежения (вакуума) ставят «минус». Для приборов, встраиваемых непосредственно в технологическое оборудование и не имеющих линий связи с другими приборами, предельные значения величин указывают рядом с обозначением приборов (рисунок 2.6, б).

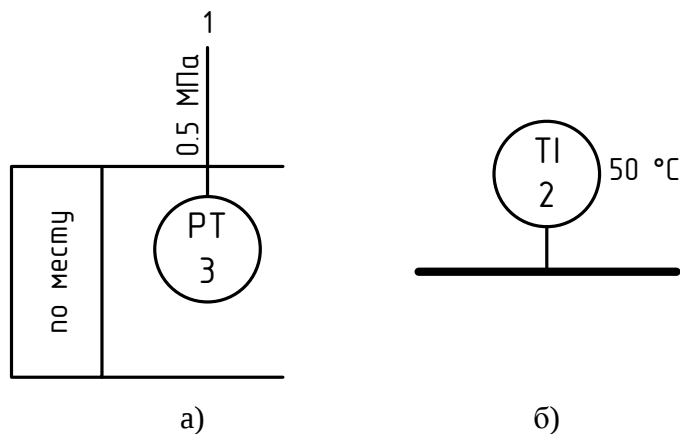


Рисунок 2.6 – Пример указания значений измеряемых величин
на линиях связи

В нижней части окружности обозначения прибора наносится цифровое позиционное обозначение прибора. В случае если отдельная функция системы автоматизации реализуется конструктивно одним прибором с двумя функциональными признаками (например, первичное преобразование ТЕ и дистанционная передача сигнала ТТ), то для обозначения отдельного функционального признака прибора может использоваться нумерация из двух цифр (4-1, 4-2 и т.д.).

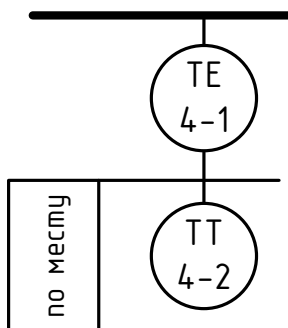


Рисунок 2.7 – Пример позиционного обозначения приборов

2.3 Спецификация приборов и средств автоматизации

На схеме допускается приводить перечень приборов и средств автоматизации по определенной форме.

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1 ... 3	Датчик температуры ИП 101 ГРАНАТ	3	
4 ... 6	Сигнализатор уровня жидкости СУЖ-12-ПИ-3	3	
7	Уровнемер поплавковый РЧПТ-М	1	
8	Датчик давления-разряжения Метран 150 GP	1	
9 ... 11	Сигнализатор уровня гидростат. Метран 150 TG	3	

Рисунок 2.8 – Форма таблицы для перечня приборов

Высота «шапки» таблицы равна 15 мм, каждой строки – минимум 8 мм. Ширина колонок: позиционное обозначение – 20 мм, наименование – 110 мм, количество – 10 мм, примечание – 45 мм.

Колонка примечание должна присутствовать обязательно, даже если она пуста.

В случае если количество однотипных приборов значительно и позиционные обозначения этих приборов требуют размещения в несколько строках, то наименование прибора и их количество указывается только в первой строке.

Поз. обозн.	Наименование	Кол.	Примечание
4-1, 5-1	Датчик температуры ИП 101 ГРАНАТ	3	
6-1			
7	Уровнемер поплавковый РЧПТ-М	1	

Рисунок 2.9 – Форма таблицы для перечня приборов

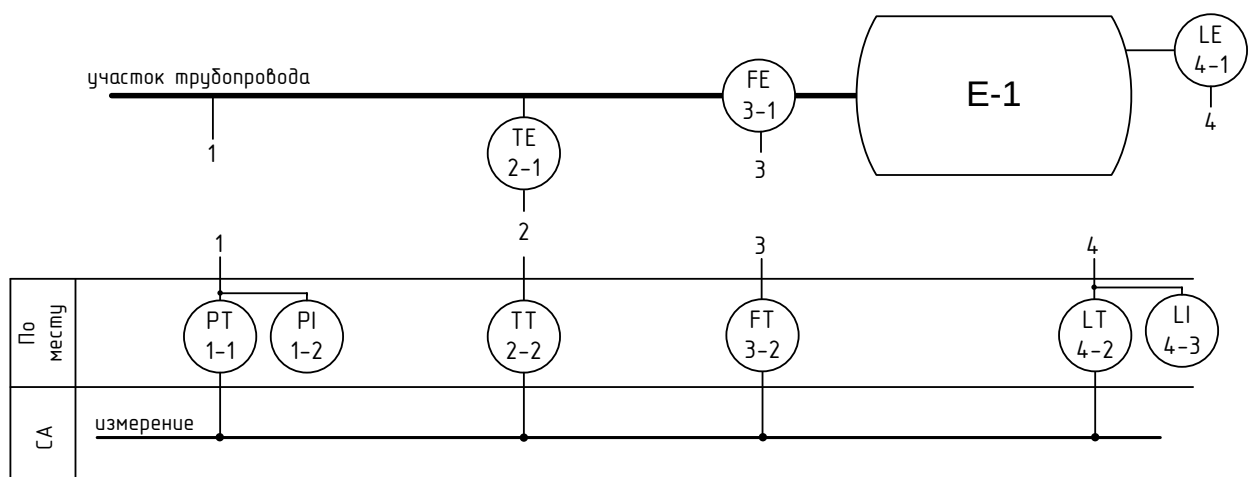
2.4 Реализация отдельных функций автоматизации

2.4.1 Измерение

Измерение технологического параметра обычно возлагается на один прибор, конструктивно состоящий из первичного преобразователя (ТЕ, ФЕ и др.) и вторичного преобразователя (ТТ, ФТ и др.). Первичный преобразователь измеряет технологический параметр, преобразует его в какой-либо сигнал, удобный для дальнейшей передачи (напряжение, ток, давление и т.д.) и передает его вторичному преобразователю. Вторичный преобразователь усиливает этот сигнал, преобразует его в один из унифицированных сигналов и передает далее.

Каждый из компонентов прибора на функциональной схеме имеет позиционное обозначение из 2-х цифр: позиционное обозначение для спецификации и номер отдельного компонента.

В соответствие с ГОСТ 21.404-85 первичный преобразователь давления (РЕ) на функциональной схеме не показывается.



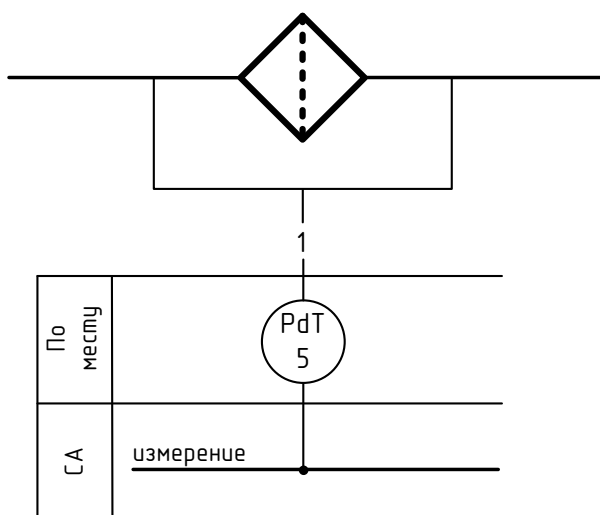


Рисунок 2.10 – Функциональная схема прибора

Опционально (при наличии данной функции у прибора), в нижней части схемы может отображаться показывающий компонент прибора (PI).

Линия связи соответствующего прибора в нижней части схемы присоединяется к линии «измерение».

Измерение некоторых параметров (например, расхода газа) может потребовать более сложных схем.

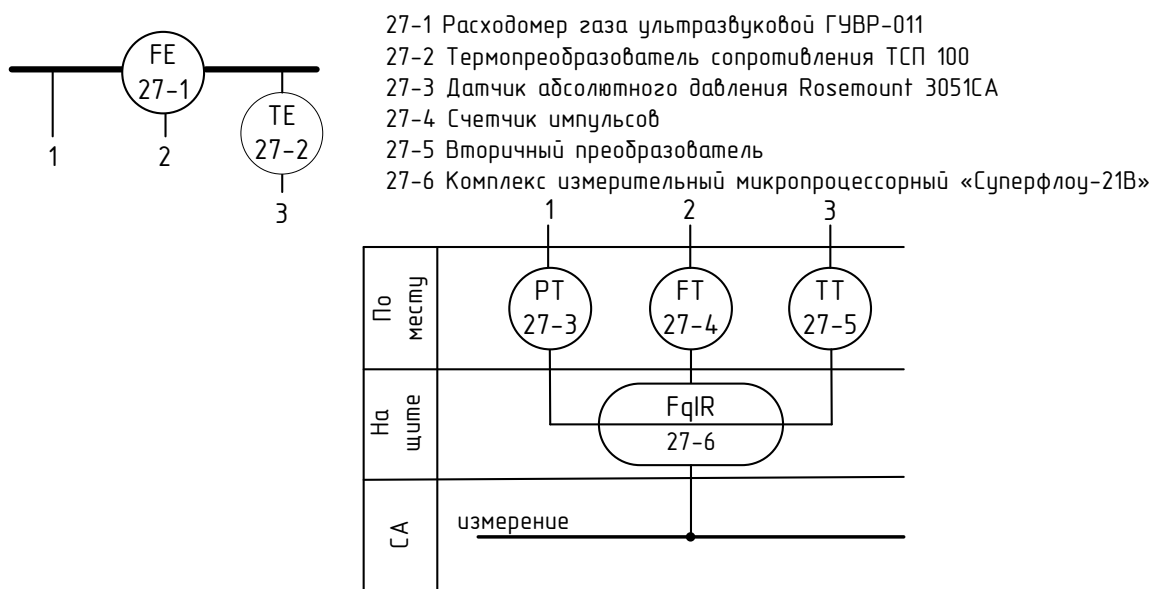


Рисунок 2.11 – Функциональная схема расхода газа

На этой схеме показано измерение расхода газа с приведением к нормальным условиям. Непосредственное измерение расхода газа выполняется

первичным (27-1) и вторичным преобразователем (27-3). Одновременно происходит измерение давления (27-2) и температуры (27-6, 27-4). Вычислением расхода газа и приведением его к нормальным условиям занимается измерительный комплекс 27-6, установленный на щите, и который выполняет функции интегрирования (q), индикации (I) и регистрации (R).

В процессе измерения технологического параметра может происходить преобразование измеряемого параметра из одной формы сигнала в другую (пневматический в электрический, электрический в электрический и т.д.). В современных средствах автоматизации одним из таких преобразователей может служить искрозащитный барьер. Пример его отображения на функциональной схеме приведен на рисунке 2.12.

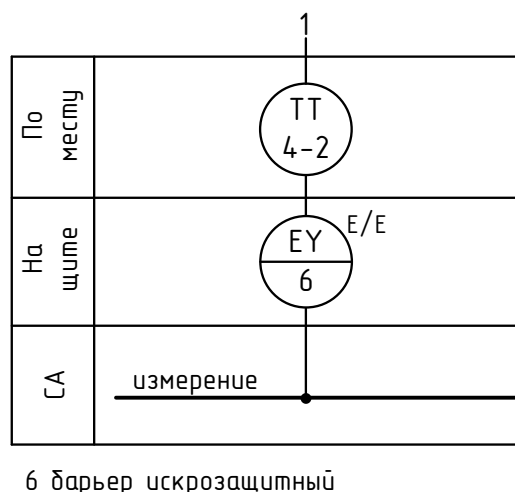


Рисунок 2.12 – Пример отображения искрозащитного барьера

2.4.2 Контроль и сигнализация

Сигнализация технологического параметра выполняется с помощью сигнализаторов уровня, давления и т.д., которые показываются на ФСА в соответствии с примером на рисунке 2.13.

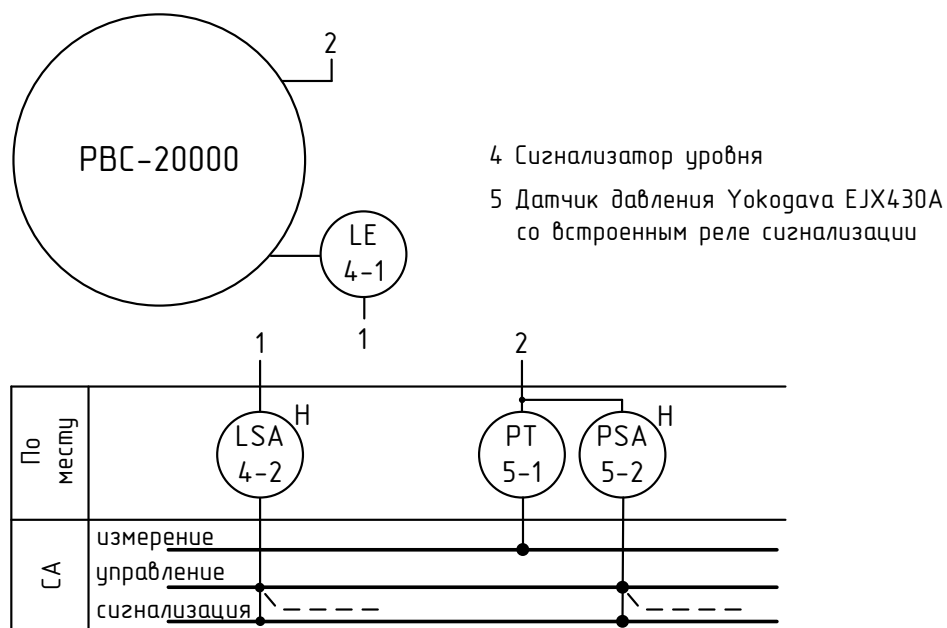


Рисунок 2.13 – Функциональная схема прибора

Букву А применяют для обозначения функции «сигнализация» независимо от того, вынесена ли сигнальная аппаратура на какой-либо щит или для сигнализации используются лампы, встроенные в сам прибор.

Букву S применяют для обозначения контактного устройства прибора, используемого только для включения, отключения, переключения, блокировки.

При применении контактного устройства прибора, для включения, отключения и одновременно для сигнализации в обозначении прибора используют обе буквы: S и А.

Предельные значения измеряемых величин, по которым осуществляется, например, включение, отключение, блокировка, сигнализация, допускается конкретизировать добавлением букв Н и L. Эти буквы наносят справа от графического обозначения.

Современные технические средства автоматизации могут иметь расширенную функциональность, и кроме функции измерения (5-1 на рисунке 2.12) могут обладать контактными выходами для сигнализации и управления технологическим процессом (5-2).

При необходимости конкретизировать исполнительное устройство, реализующее функцию включения, отключения, блокировки, к нему может

быть проведена пунктирная линия от соответствующего контролируемого параметра.

2.4.3 Управление

Пусковая аппаратура для управления электродвигателем (включение, выключение насоса; открытие, закрытие задвижки и т.д.) на функциональной схеме обозначается как NSA. Примером такого оборудования являются магнитный пускатель, контактор, блок управления задвижкой и т.д.

Применение резервной буквы N может быть оговорено на поле схемы.

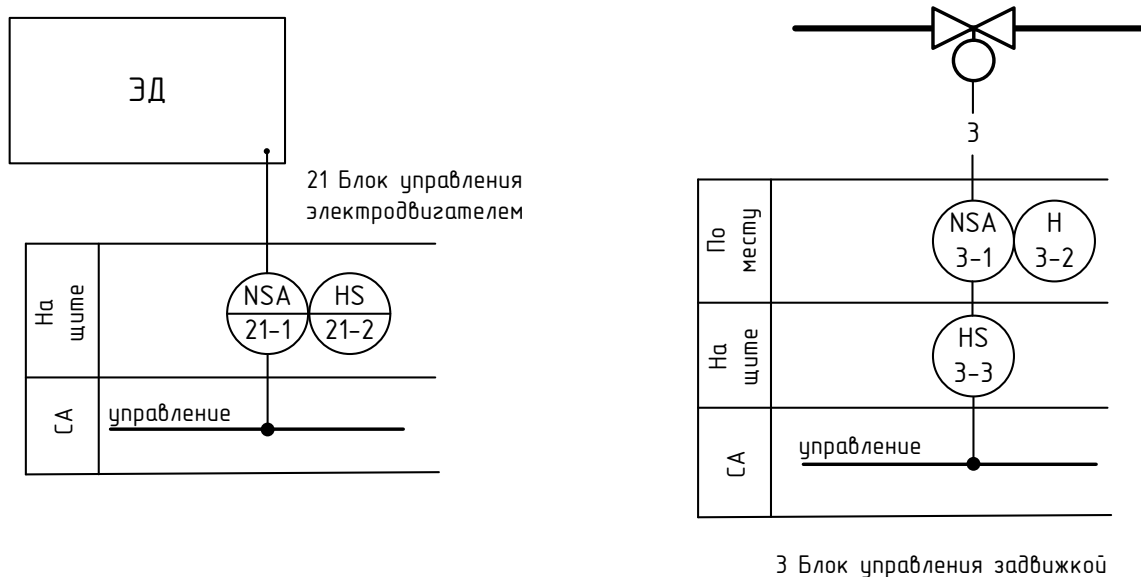


Рисунок 2.14 – Функциональная схема прибора

Если для исполнительного устройства предусматривается ручное или дистанционное управление по месту или со щита (кнопка, ключ управления), то на функциональную схему могут быть добавлены соответствующие элементы (Н – по месту, HS – дистанционно со щита).

2.4.4 Регулирование

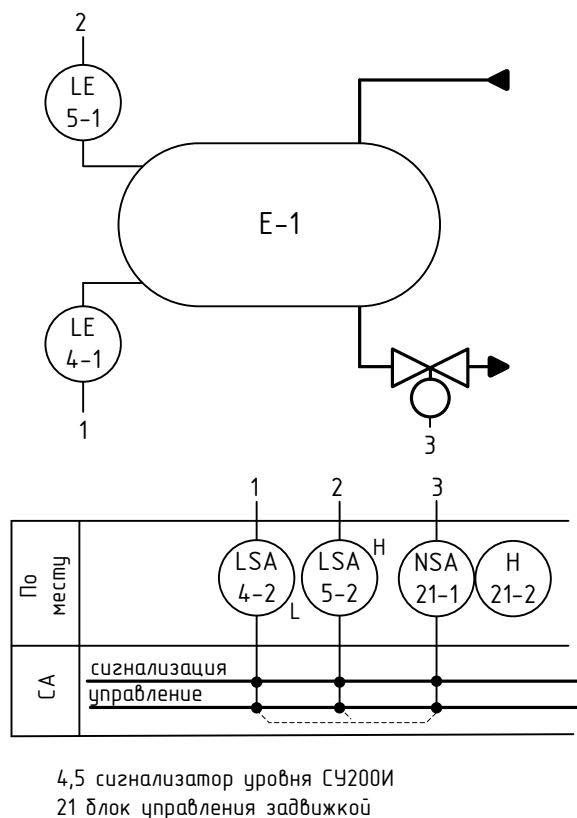
Регулирование подразумевает наличие регулятора и управляющего воздействия на объект. На предприятиях нефтеперерабатывающей, газовой и химической промышленности для реализации управляющих воздействий на

объект управления в основном используются задвижки, клапаны и другие устройства дроссельного типа.

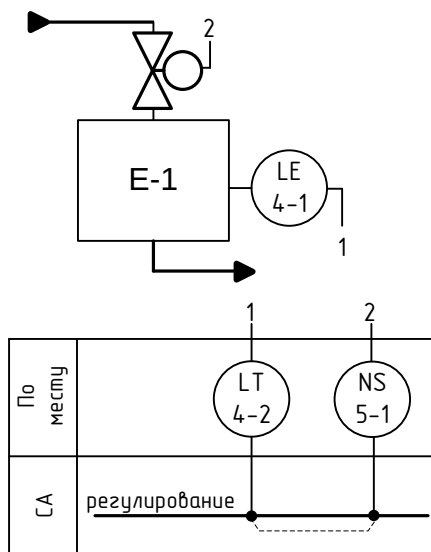
Регулирование уровня

Может выполняться с помощью 3-х схем:

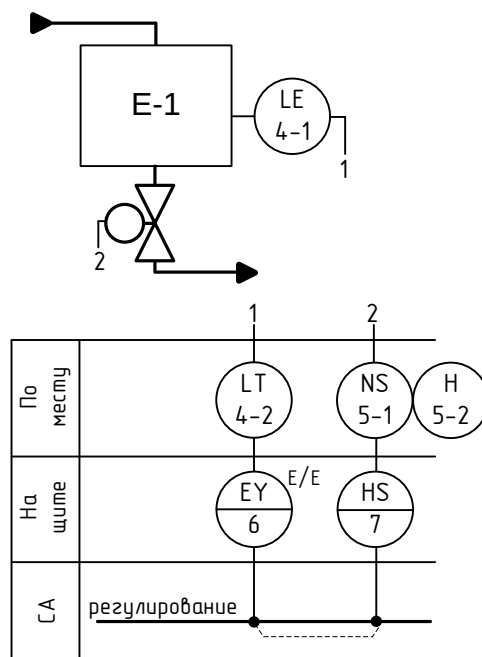
1) позиционное регулирование



2) непрерывное регулирование на притоке (а) и на стоке (б)



а)



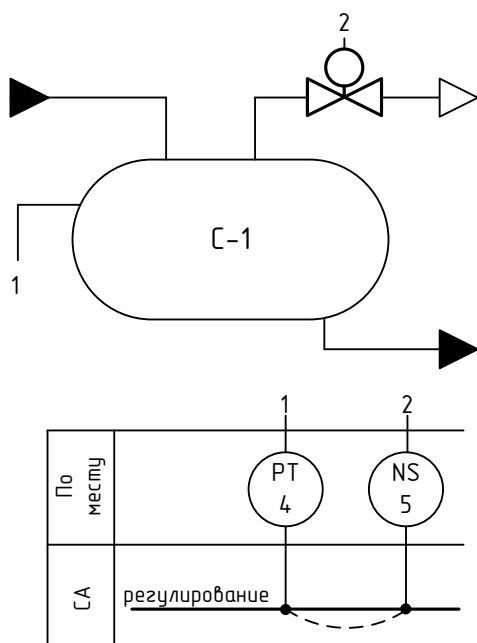
б)

5 клапан-регулятор с позиционером Sipart PS2
6 барьер искрозащитный
7 кнопка дистанционного управления

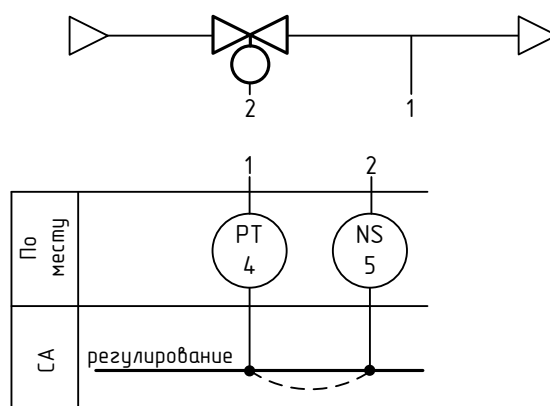
Регулирование давления

Выполняется двумя основными схемами, определяемыми положением датчика относительно исполнительного механизма:

1) до себя (а) и после себя (б)



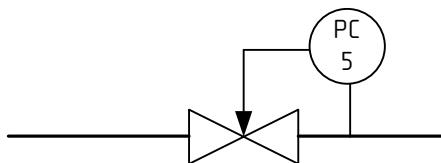
а)



б)

4 датчик давления Rosemount 3051
5 клапан регулирующий РК-3 с электроприводом

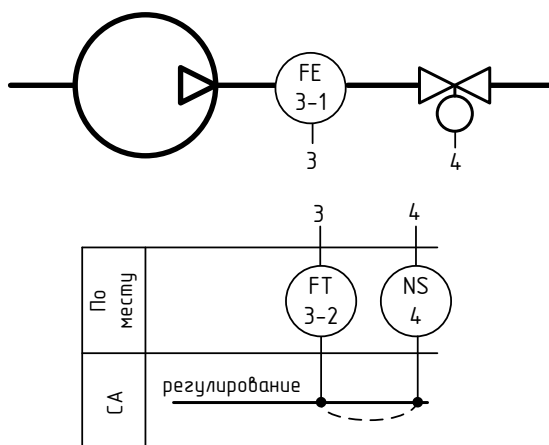
- 2) регуляторы давления прямого действия выполняются по месту расположения на технологическом оборудовании



Регулирование расхода

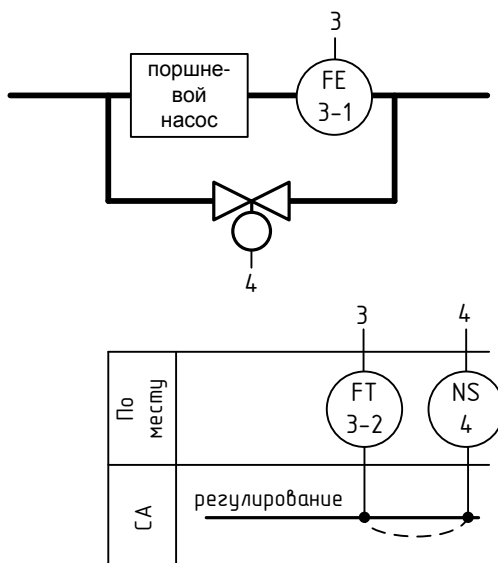
В зависимости от используемого технологического оборудования и используемых средств управления привода насосов различают:

- 1) регулирование методом дросселирования



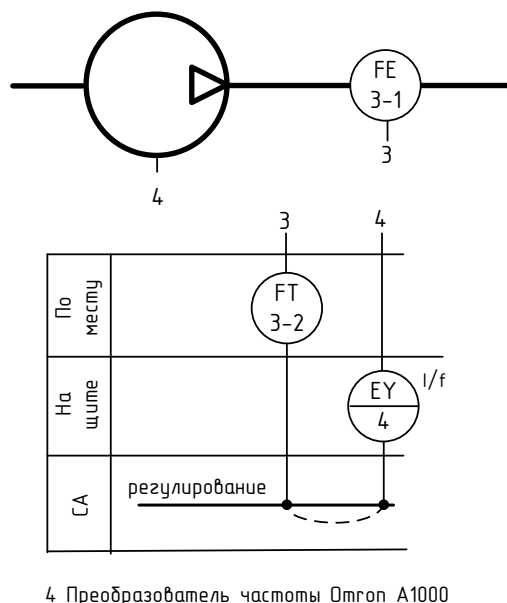
4 Блок управления клапаном регулирующим Fisher

- 2) регулирование методом байпасирования



4 Блок управления клапаном регулирующим Fisher

3) регулирования изменением частоты вращения насоса



2.5 Примеры построения условных обозначений приборов и средств автоматизации

Таблица 2.5 – Условные обозначения приборов и средств автоматизации

	Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения температуры, установленный по месту. Например: преобразователь термоэлектрический, термопреобразователь сопротивления, датчик пирометра и т.п.
	Прибор для измерения температуры регистрирующий, регулирующий, установленный на щите. Например: любой самопишущий регулятор температуры (термометр манометрический, милливольтметр, логометр, потенциометр, мост автоматический и т.п.)
	Прибор для измерения перепада давления показывающий, установленный по месту. Например: дифманометр показывающий
	Прибор для измерения давления (разрежения) бесшкальный с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Например: манометр (дифманометр) бесшкальный с

	пневмо- или электропередачей
	Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения расхода, установленный по месту. Например: диафрагма, сопло, труба Вентури, датчик индукционного расходомера и т.п.
	Прибор для измерения расхода бесшкальный с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Например: дифманометр (ротаметр), бесшкальный с пневмо- или электропередачей
	Прибор для измерения расхода интегрирующий, установленный по месту. Например: любой бесшкальный счетчик-расходомер с интегратором
	Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения уровня, установленный по месту. Например: датчик электрического или емкостного уровнемера
	Прибор для измерения уровня бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Например: уровнемер бесшкальный с пневмо- или электропередачей
	Прибор для измерения уровня с контактным устройством, установленный по месту. Например: реле уровня, используемое для блокировки и сигнализации верхнего уровня
	Преобразователь сигнала, установленный на щите. Входной сигнал электрический, выходной сигнал – электрический. Например: преобразователь измерительный, служащий для преобразования термо-эдс термометра термоэлектрического в сигнал постоянного тока

3 АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

3.1 Общие сведения

Бурение скважин — это процесс сооружения направленной цилиндрической горной выработки в земле, диаметр которой мал по сравнению с её длиной по стволу, без доступа человека на забой. Начало скважины на поверхности земли называют устьем, дно — забоем, а стенки скважины образуют ее ствол.

По назначению скважины делятся на:

- геологоразведочные для изучения геологического строения, для измерения параметров геофизических свойств и температуры пород в условиях их естественного залегания;

- опорно-технологические сопровождается полным комплексным геологическим и геофизическим исследованием вскрываемых отложений: послойным описанием геологического разреза, определением возраста, литологии, коллекторских свойств горных пород, наличия в разрезе природных резервуаров, а также рассеянного органического вещества, углеводородов и др.;

- эксплуатационные бурят для добычи нефти и газа;

- нагнетательные — для поддержания пластового давления

В технологическом процессе бурения скважины выделяют следующие основные и вспомогательные процессы:

- механическое бурение (непосредственное разрушение горных пород на забое);

- промывка скважины (удаление разрушенной породы (шлама) с забоя на поверхность);

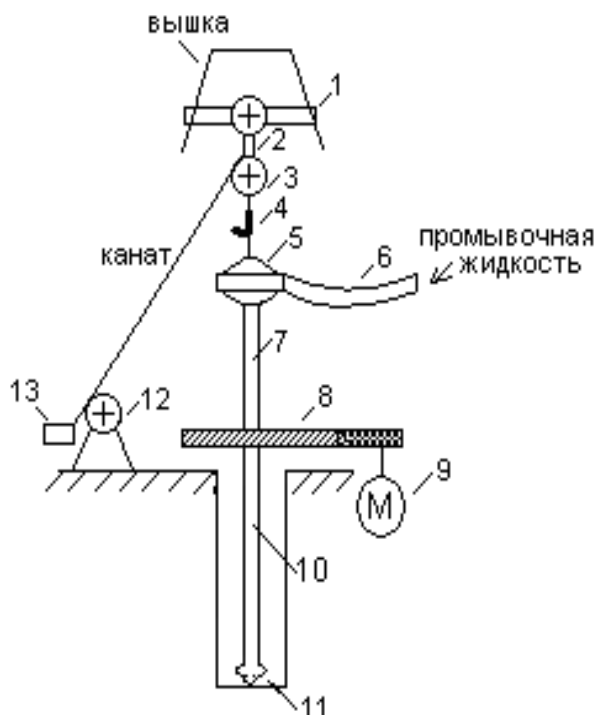
- спускоподъемные операции (для смены долота);

- закачивание скважин (цементирование стенок скважины и т.д.).

Бурят обычно механическим способом различными породоразрушающими инструментами. При этом под воздействием статических и динамических нагрузок породоразрушающий инструмент сминает, раздавливает, режет, скалывает, дробит, истирает, уплотняет породы. Разрушение породы может проис-

ходить по всему забою или по кольцу с образованием ненарушенного столбика породы (керн).

Существуют несколько способов удаления частиц разрушенной породы. Основным из них является гидравлический, при котором продукты разрушения выносятся потоком промывочной жидкости (вода, глинистый раствор, специальные промывочные жидкости на основе нефти, полимеров и др.).



1 – крон-блок; 2 – талевые канаты; 3 – талевый блок; 4 – буровой крюк для подвески бурильной колонны; 5 – вертлюг, соединяющий талевую систему и буровой крюк с вращающимися буровыми трубами, а также обеспечивает ввод промывочной жидкости через гибкий рукав 6 под давлением в скважину; 7 – бурильная или ведущая труба; 8 – ротор; 9 – силовой привод, вращающий ротор; 10 – буровая колонна; 11 – долото; 12 – буровая лебедка; 13 – тормоз лебедки

Рисунок 3.1 – Схема роторного способа бурения скважин

Объем средств автоматизации на буровой определяется:

– назначением скважины;

- проектной глубиной;
- технологическими особенностями процесса бурения (отличаются для роторного и турбинного способа бурения).

С ростом глубины эксплуатационных, а также в разведочных и наклонно-направленных скважинах объем средств автоматизации увеличивается.

Технико-экономические цели автоматизации технологических процессов бурения скважин:

- увеличение скорости бурения;
- минимизация отклонений траектории ствола скважин от проектной;
- повышение безопасности при обнаружении газовых проявлений;
- увеличение надежности крепления скважин;
- уменьшение затрат на сооружения скважин.

Основные требования, которые предъявляют к средствам и системам автоматизации определяются специфическими условиями бурения:

- климатическими;
- нестабильностью энергопитания;
- параметрами среды (например, промывочные жидкости бывают агрессивные, абразивные, могут иметь ферромагнитные включения до 5% объема).

В современных условиях интенсифицированного производства, возросших скоростей бурения, резко повысилась физическая нагрузка на буровой персонал. Учитывая также и тенденцию к росту глубин бурения разведочных поисковых скважин, можно утверждать, что возросли психологическая нагрузка и ответственность за решения, принимаемые бурильщиком в процессе бурения. Уже сейчас время простоев из-за неправильных технологических решений в процессе бурения составляет 5-7% общего баланса рабочего времени.

В связи с этим для бурения скважин используют как общепромышленные средства автоматизации, так и специально созданные для процесса бурения

(отраслевые) и обеспечивающие надежность в работе и удобство в эксплуатации.

3.2 Системы автоматизации буровых установок

Система предназначена для сбора, оперативной обработки, регистрации, отображения технологической информации, а также выдачи управляющих сигналов в процессе бурения.

В основу работы системы заложен принцип прямого или косвенного измерения параметров датчиками, установленными на наземном оборудовании буровой установки, их обработки, вычисления вторичных и производных параметров с последующим отображением и регистрацией.

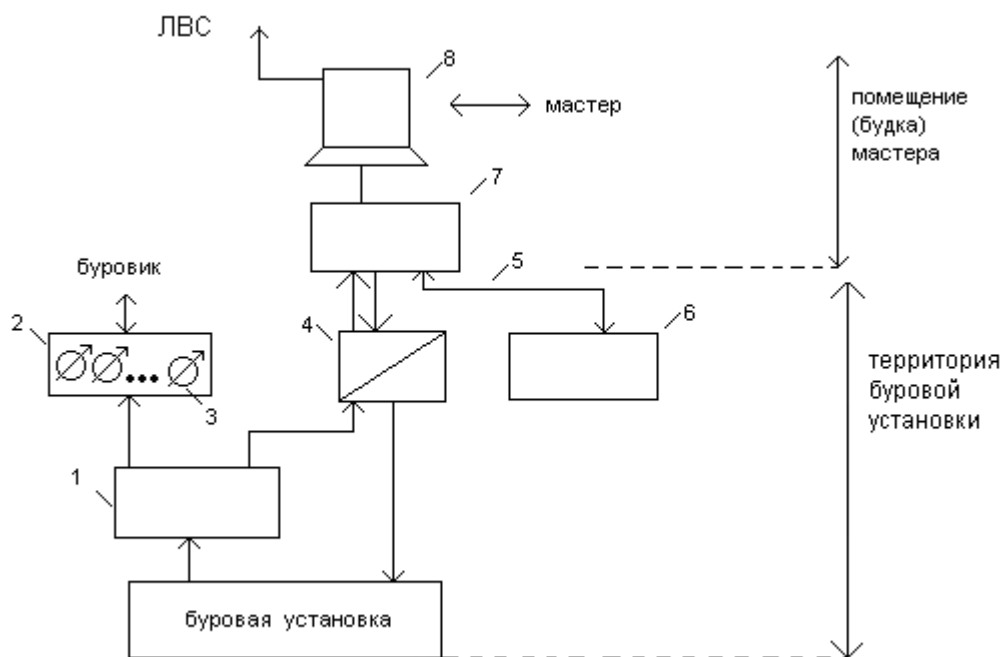
Составные части комплексов размещаются:

- на технологическом оборудовании буровой (датчики, преобразователи);
- на площадке буровой (пульт контроля и оперативного управления);
- в помещении бурового мастера (контроллеры, ЭВМ).

Система автоматизации буровой установки обеспечивает:

- централизованный контроль за параметрами работы установки;
- контроль и сигнализацию выхода значений параметров за установленные пределы;
- контроль содержания горючих газов в воздухе рабочего помещения циркуляционной системы со звуковой и световой сигнализацией достижения концентрации газа 20% НКПРП (нижнего концентрационного предела распространения пламени);
- выдачу сигналов управления для блокировки работы бурового оборудования при достижении концентрации горючих газов значения 50% НКПРП.
- выдачу сигналов управления для блокировки работы бурового оборудования при превышении параметрами (нагрузки на крюк, давления в нагнетательной линии буровых насосов, верхнего положения талевого блока)

аварийных пределов, установленных буровым мастером, с одновременной аварийно-звуковой сигнализацией.



1 – датчики, установленные на технологическом оборудовании; 2 – пульт бурильщика для отображения параметров бурения, установленный на площадке бурильщика; 3 – показывающие приборы пульта бурильщика для контроля основных параметров бурения; 4 – блок преобразователей сигналов; 5 – линии связи; 6 – пульт управления системой технологического контроля, установленный на стенке площадки бурильщика; 7 – контроллер для сбора и обработки информации; 8 – АРМ бурового мастера; ЛВС – локальная вычислительная сеть

Рисунок 3.2 – Структурная схема системы технологического контроля и управления буровой установки

Основной частью таких комплексов являются каналы измерения, сформированные по основным технологическим параметрам.

Каналы измерения делятся на две группы:

1) средства наземного контроля технологических процессов бурения (показывающие приборы, расположенные на рабочих местах бурильщика и помбура);

2) забойные информационно-измерительные системы, включающие в себя преобразователи параметров в электрический сигнал для передачи и обработки информации с целью контроля, защиты, диагностики и оптимизации процесса бурения.

Указанные каналы делятся на основные и вспомогательные. Основные имеют максимальную точность и предназначаются для оптимизации процессов бурения. Вспомогательные служат для представления информации в удобной для восприятия форме с целью оперативной оценки сложившейся ситуации.

В процессе бурения контролируются следующие основные параметры:

1. Нагрузка на долото, которая в значительной степени определяет механическую скорость бурения. Уменьшение нагрузки приводит к уменьшению скорости бурения, чрезмерное увеличение – к поломке бурильного долота, искривлению ствола скважины и т.д.

2. Крутящий момент на роторе, который определяет степень напряженного состояния бурильной колонны. Превышение установленного значения может привести к сложным авариям.

3. Подача инструмента на забой, которая необходима для определения проходки, механической скорости бурения и других целей.

4. Давление бурового раствора в нагнетательных линиях, которое позволяет судить о работе бурового насоса и всей циркуляционной системы.

5. Расход бурового раствора в нагнетательной линии и на выходе из скважины, что позволяет установить возникновение поглощений бурового раствора или нефтегазопроявлений.

6. Угол и азимут искривления скважины и др.

На практике нашли применение следующие системы технологического контроля и управления буровой установки: СКУБ, СКУБ-М, Б-7, Б-7М, АМТ-100, СГТ-микро и другие.

3.3 Автоматизация подачи долота на забой

При ручном управлении процессом бурения нагрузка на долото регулируется изменением подачи бурильного инструмента при помощи тормозного устройства лебедки. Подача инструмента осуществляется уменьшением усилия на лентах тормозного барабана. При этом бурильные трубы (бурильный инструмент) под действием силы тяжести опускается вниз (подача бурильного инструмента) до тех пор, пока бурильщик не затормозит барабан лебедки. При подаче бурильного инструмента осевая нагрузка ступенчато увеличивается. По мере разбуривания горных пород и соответственно углубления долота осевая нагрузка уменьшается. Отпуская тормоз лебедки, бурильщик снова осуществляет подачу. При этом, очевидно, подача осуществляется не плавно, а ступенчато.

Автоматическое регулирование подачи инструмента обеспечивает регулирование нагрузки на долото, что приводит к соответствующей скорости проходки и углубления скважины. Рассмотрим характер изменения проходки, как функции изменения нагрузки на долото (рисунок 3.3).

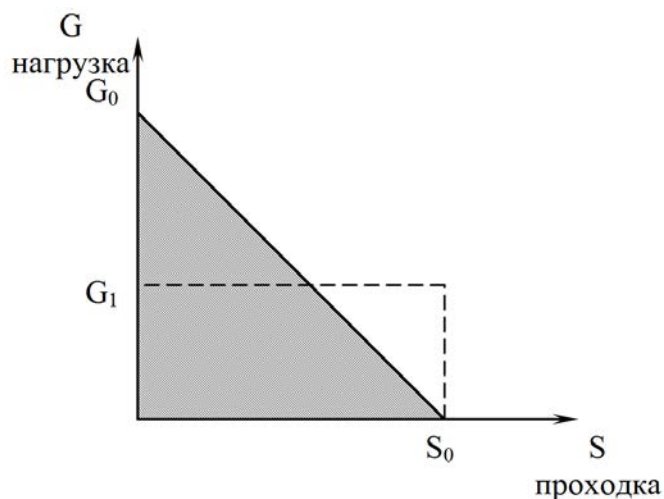


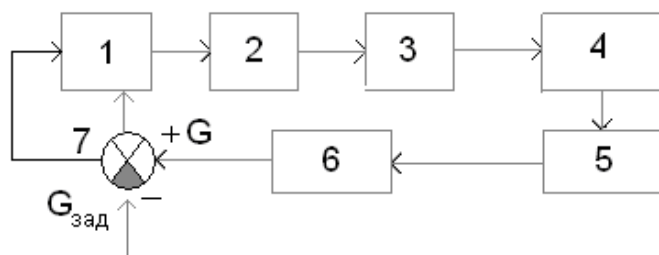
Рисунок 3.3 – Сравнение ручного и автоматического способа регулирования подачи

Работа, выполняемая долотом за 1 цикл подачи, пропорциональна произведению нагрузки G_0 и проходки S_0 и геометрически равна площади

треугольника. Максимальная нагрузка на долото G_0 создается частью веса бурильной колонны в момент отпускания тормоза барабана. По мере срезания породы долотом нагрузка на него уменьшается до 0. Площадь треугольника пропорциональна работе, выполненной долотом за цикл бурения. Ту же работу долото может совершить при меньшей максимальной нагрузке, например $G_1 = G_0 / 2$, если эту нагрузку поддерживать постоянной в течение всего времени цикла. Автоматическая подача бурильного инструмента с постоянной нагрузкой на долото обеспечивает уменьшение износа всего оборудования, повышение механической скорости бурения, относительное снижение крутящего момента в бурильных трубах и уменьшение износа долота.

Для управления нагрузкой на долото можно воздействовать на перемещение верхнего и нижнего конца бурильной колонны. В первом случае устройства подачи долота УПД располагаются на поверхности и обычно называются наземными устройствами подачи долота, во втором случае УПД устанавливаются в скважине, вблизи забоя, и они называются забойными устройствами подачи долота.

Обобщенная схема автоматического регулирования подачи долота для наземного устройства показана на рисунке 3.4.



1 – регулятор; 2 – привод тормоза лебедки; 3 – тормоз; 4 – лебедка с талевой системой; 5 – буровая колонна; 6 – датчик нагрузки на долото; 7 – блок сравнения

Рисунок 3.4 – Схема автоматического регулирования подачи долота

Обратная связь в этой замкнутой системе осуществляется первичным преобразователем, в качестве которого применяется трансформатор давления гидравлического индикатора веса или первичный преобразователь электрического индикатора веса. Входной величиной для управления приводом служит значение нагрузки на долото.

- установки подготовки нефти и газа (УПН);
- резервуарные парки (РП);
- системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН);
- объекты поддержания пластового давления (кустовые насосные станции (КНС) и др.);
- внутрипромысловые трубопроводы.

Поднятая на поверхность различными способами (фонтанным, насосным, газлифтным) нефть от скважин по скважинным коллекторам направляется на групповую замерную установку (ГЗУ). Скважины поочередно подключаются к замерной установке для определения их дебита по жидкой и газовой фазам.

После замера нефть попадает в промысловый коллектор. Чтобы её «протолкнуть» до центрального пункта сбора (ЦПС) или установки подготовки нефти (УПН), используют дожимные насосные станции (ДНС). На этих установках из нефти частично отделяют газ и воду (в сепараторах и отстойниках), а затем с помощью насосов повышают напор и транспортируют до ЦПС или УПН.

Установки предварительного сброса пластовых вод (УПСВ) могут включать в свой состав отстойники и технологические резервуары, где нефть отстаивается, и из нее частично выделяются вода и газ.

Частично обезвоженная нефть попадает на УПН, в состав которых включены сепарационные установки (СУ), предназначенные для дегазации нефти, установки обезвоживания и обессоливания (УОО), установки стабилизации (УС) для выделения из нефти легких углеводородных фракций. Метан/этан/пропан/бутановые фракции имеют достаточно низкую температуру кипения и могут быть потеряны в процессе транспорта нефти по магистральным нефтепроводам.

Подготовленная (товарная) нефть направляется в товарный парк (резервуары), откуда её насосами через узлы коммерческого учёта готовой продукции (УУ) подают в магистральный нефтепровод.

Пластовая вода, выделенная из нефтяной эмульсии на установках предварительного сброса вод, установках подготовки нефти, поступает на установку очистки пластовых вод (УОПВ), после чего её снова закачивают в пласт через водораспределительные блоки (ВРБ) и нагнетательные скважины с помощью кустовой насосной станции (КНС) для улучшения притока нефти к забоям эксплуатационных скважин.

Газ, выделенный на технологических аппаратах УПСВ и УПН, направляется на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Часть этого газа подаётся компрессорной станцией (КС) на газораспределительную установку (ГРУ), а затем - в затрубное пространство нефтяных скважин, эксплуатируемых газлифтным методом.

4.2 Автоматизация нефтедобывающих скважин

На нефтяных промыслах в зависимости от пластового давления и принятой технологической схемы сбора нефти и попутного газа добыча нефти из скважин ведется фонтанным, газлифтным способами либо глубинными насосами, штанговыми или электроцентробежными. При всех способах добычи оборудование, установленное на скважине, работает без постоянного участия оперативного обслуживающего персонала. Задачей автоматизации является автоматическая защита от аварийных режимов и обеспечение средствами контроля технологического режима и состояния оборудования. Независимо от способов добычи все скважины оснащаются средствами местного контроля давления на буфере или на выкидной линии и в затрубном пространстве.

Основная сложность автоматизации скважин связана со следующими факторами:

- сложный состав продукции скважин;
- многочисленность скважин;
- значительная удаленность и распределенность по площади;
- сложность установки стационарных датчиков в работающих скважинах;

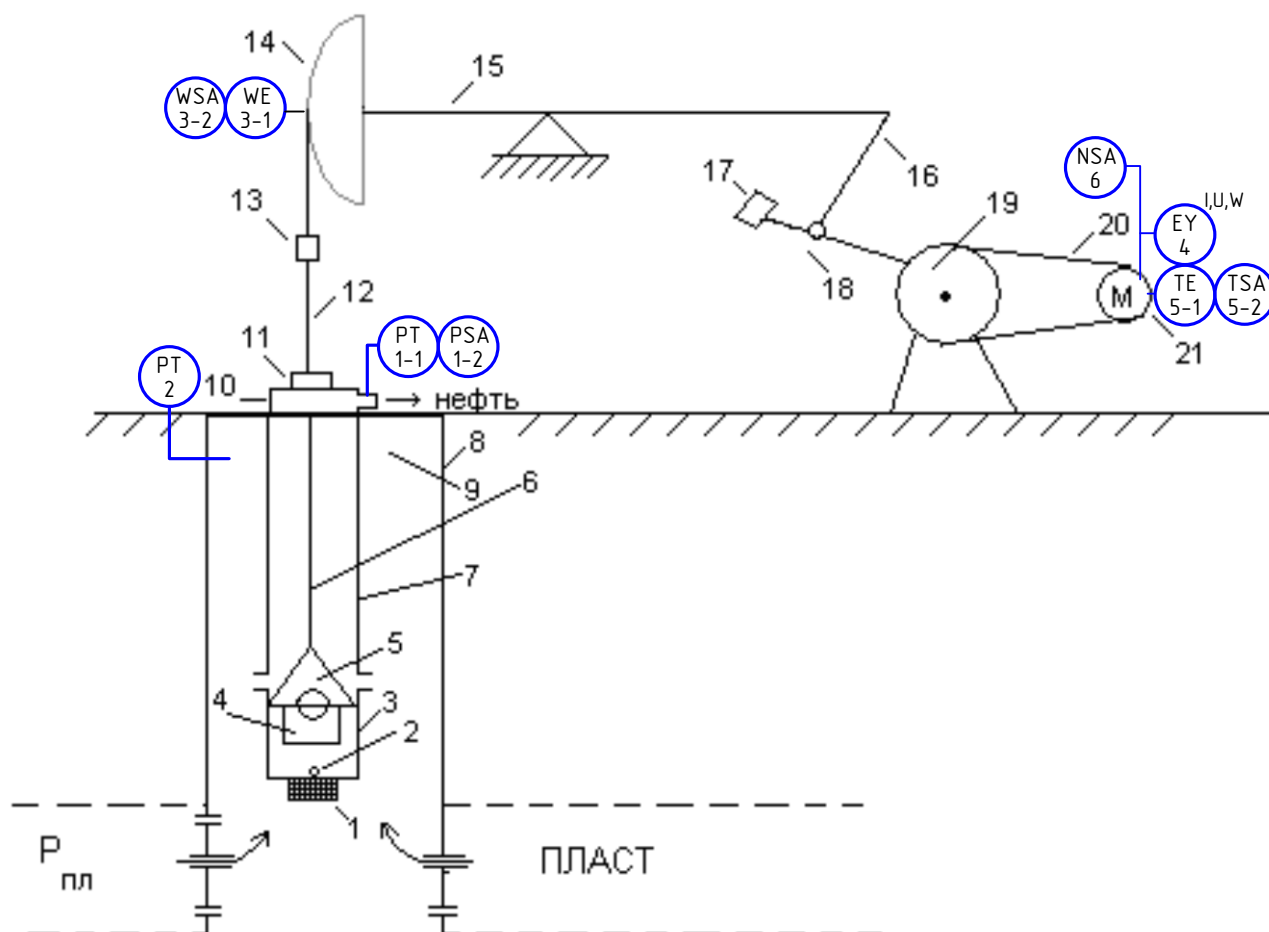
- сложные условия эксплуатации средств автоматизации.

Наиболее массовыми объектами добычи нефти являются скважины, оборудованные штанговыми глубиннонасосными установками (ШГНУ) и электроцентробежными насосными установками (УЭЦН).

4.3 Автоматизация скважин, оборудованных ШГНУ

Объем автоматизации скважины, оборудованной ШГН:

1. измерение давления выкидной линии (коллектора) с технологической защитой по аварийным значениям параметров по верхнему и нижнему значению;
2. измерение затрубного давления;
3. измерение и контроль нагрузки на полированный шток при ударных перегрузках станка-качалки из-за обрыва или заклинивания плунжера и т.д.;
4. электротехническая защита по электрическим параметрам (от перегрузки, короткого замыкания, недопустимых отклонений напряжения питающей сети);
5. измерение температуры подшипников двигателя с защитой по максимальному значению;
6. программно-логическое управление электродвигателем станка качалки, которое включает в себя:
 - остановка оборудования с целью предотвращения «сухой» работы скважины при обнаружении срыва подачи продукции скважины;
 - индивидуальный самозапуск установки при подаче электроэнергии после перерыва в электроснабжении;
 - периодическая откачка жидкости из малодебитных скважин по местной программе;
 - регулирование производительности насосных установок.



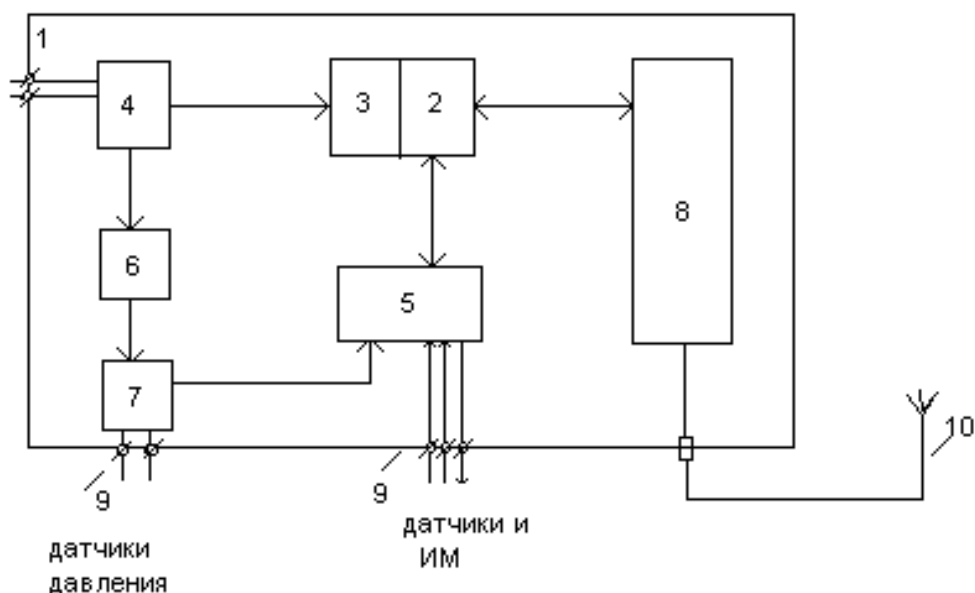
- 1 – приемный фильтр; 2 – всасывающий клапан глубинного насоса; 3 – цилиндр насоса; 4 – плунжер насоса; 5 – нагнетательный клапан; 6 – штанги;
 7 – насосно-компрессорные трубы (НКТ); 8 – обсадная колонна; 9 – кольцевое затрубное пространство; 10 – устьевая арматура; 11 – сальник;
 12 – полированный шток; 13 – гибкая подвеска колонны штанг; 14 – головка балансира; 15 – балансир; 16 – шатун; 17 – груз (противовес); 18 – кривошип;
 19 – редуктор; 20 - клиноременная передача; 21 – электродвигатель

Рисунок 4.1 – Технологическая схема ШГНУ с нанесенным на нее первичными преобразователями

Локальными средствами автоматизации скважин являются станции управления. На практике применение нашли релейно-контактные станции БШГ, СУС и др.; бесконтактные с использованием интегральных элементов

СУС-01, БУС-3м и др., а в последние годы внедрение станций с использованием микропроцессорных техники ТК-7м, АТЛАС, МЕГА и др.

Состав станций управления на примере КП МЕГА представлен на рисунке 4.3.



- 1 – термошкаф; 2 – контроллер; 3 – блок питания; 4 – автоматический выключатель переменного тока $\sim 220\text{В}$; 5 – терминальная плата с разъемами для подключения внешних устройств (датчиков и исполнительных устройств); 6 – блок питания датчика давления; 7 – барьер искробезопасности; 8 – радиостанция для связи с диспетчерским пунктом промысла (или АГЗУ); 9 – гермовводы для подключения внешних цепей; 10 – антенна

Рисунок 4.3 – Состав станции МЕГА-07

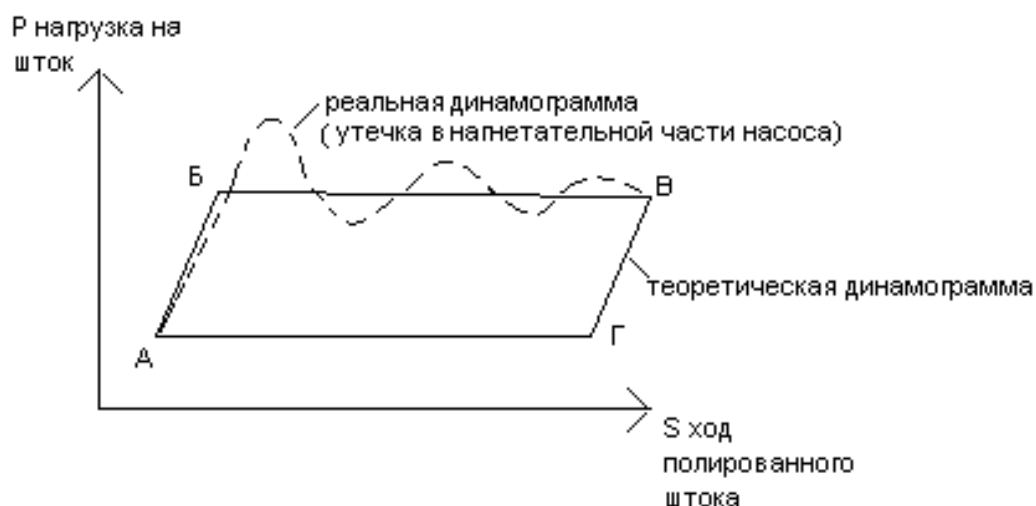
Станция установлена на специально оборудованной площадке, обеспечивающей доступ к основным органам управления. Антенна установлена на мачту высотой 3-5 м.

Динамометрирование и ваттметрирование скважин

К числу наиболее информативных методов обнаружения и диагностики неисправностей ШГНУ относятся динамометрирование и ваттметрирование.

Динамометрирование является важным источником информации о состоянии глубинной части ШГНУ. Динамометрирование осуществляется с помощью 2-х датчиков: датчика хода полированного штока, датчика усилия (нагрузки) на полированный шток, установленного на балансира в точке подвеса штанги.

Динамограмма – графическая зависимость нагрузки от хода полированного штока.



АВ – линия восприятия нагрузки при начале хода полированного штока вверх, отражающая растяжение штанг; ВВ – движение полированного штока вверх, при котором нагрузка остается практически постоянной; ВГ – линия снятия нагрузки при начале хода полированного штока вниз, отражающая сжатие штанг; ГА – движение полированного штока вниз, при котором нагрузка остается практически постоянной

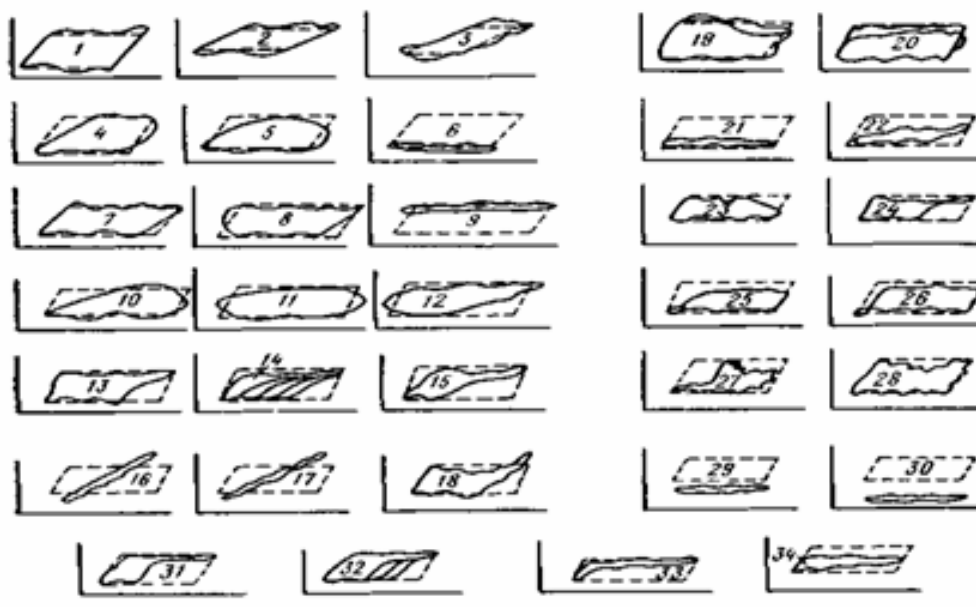
Рисунок 4.4 – Изображение динамограммы

Различают идеальную и реальную динамограммы.

Идеальная динамограмма имеет форму параллелограмма, строится расчетным путем по параметрам скважины и насосного оборудования.

При нормальной работе насоса реальная динамограмма близка к идеальной.

При различных нарушениях в насосе форма динамограммы меняется и по ее характерным признакам можно определить вид неисправности, т.е. выполнить диагностику. Диагностирование по динамограмме осуществляется как человеком-специалистом, так и с помощью специальных программ.



1-3 – нормальная работа насоса: $H < 1000$ м, $H > 1000$ м, $H > 1500$ м соответственно; 4-6 – утечки в нагнетательной части: средняя, большая утечки; выход из строя нагнетательной части соответственно; 7-9 – утечки в приемной части: средняя, большая утечки, выход из строя приемной части соответственно; 10-12 – утечки в приемной и нагнетательной частях; 13-15 – влияние газа на работу насоса: влияние пластового газа; изменение контура; влияние газа и утечки в нагнетательной части соответственно; 16-18 – прихват плунжера насоса: HCH_2 , HCB_1 с выходом из замковой опоры, заедание песком соответственно, 19 -20 - утечки в НКТ; 21-22 – фонтанирование; 23 – высокая посадка плунжера в HCH_2 ; 24 – то же, в HCB_1 без слива из замковой опоры; 25 – низкая посадка плунжера в HCH_2 ; 26 – то же, в HCH_1 ; 27, 28 – не герметичность насоса; 29 – обрыв или отворот штанг в нижней части; 30 – то же, в верхней части; 31-34 – низкий динамический уровень (33 – пробка, 34 – заедание песком)

Рисунок 4.5 – Формы динамограммы при различных нарушениях

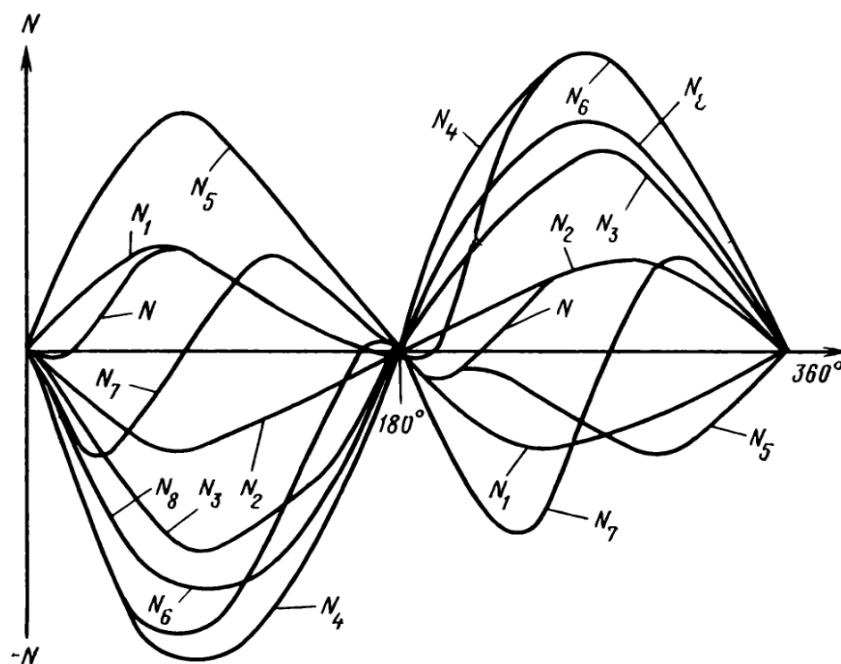
Ваттметрирование в отличие от динамометрирования дает информацию не только о глубинной части, но и о наземной части ШГНУ, так как ваттметрограмма отображает общую нагрузку на валу электродвигателя насосной установки.

Для получения ваттметрограммы измеряют ток и напряжение в цепи питания электродвигателя и вычисляют активную мощность:

$$W_a = I \times U \times \cos \varphi$$

Как и в динамограмме различают идеальную и реальную ваттметрограммы.

При различных нарушениях происходит отклонение реальной ваттметрограммы от идеальной, что позволяет судить о возможных неисправностях в работе как наземной, так и подземной частях ШГНУ.



N — нормальный режим; N₁ — поломка приемного клапана насоса;
 N₂ — поломка нагнетательного клапана насоса; N₃ — обрыв штанг;
 N₄ — обрыв штанг у полированного штока; N₅, N₆, N₇ — заклинивание плунжера соответственно в нижней, верхней и средней частях цилиндра насоса;
 N₈ — обрыв штанги посередине

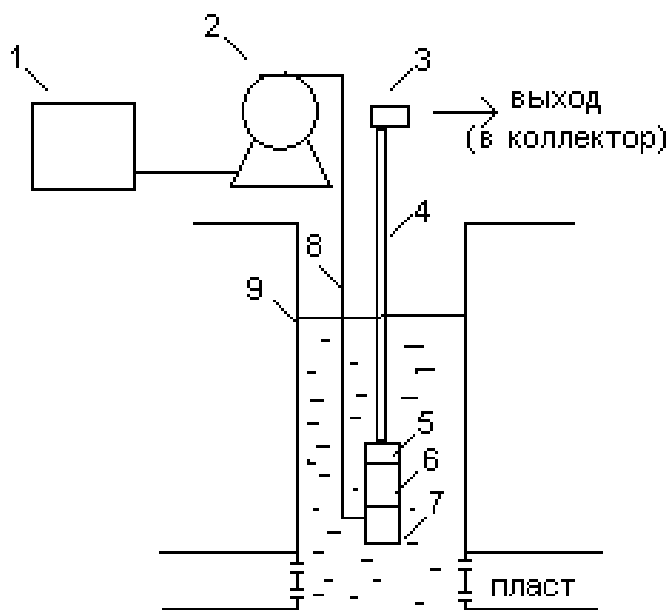
Рисунок 4.6 – Изображение ваттметрограммы

Анализ динамограмм и ваттметрограмм обычно осуществляется на верхнем уровне управления квалифицированным персоналом или автоматическими системами распознавания образов.

4.4 Автоматизация скважин, оборудованных электроцентробежными насосными установками (УЭЦН)

УЭЦН используют на скважинах в следующих случаях:

- при больших глубинах (когда небольшое пластовое давление и статический уровень жидкости в скважине низкий);
- скважина сильно искривлена;
- штанговые насосы не могут обеспечить необходимую производительность, когда требуется отбор жидкости из скважины $> 50 \text{ м}^3/\text{сут.}$



- 1 – трансформатор (для питания погружного электродвигателя); 2 – барабан кабельной лебедки; 3 – устьевое оборудование скважины; 4 – насосно-компрессорные трубы (НКТ); 5 – центробежный насос; 6 – фильтр; 7 – электродвигатель; 8 – кабель электрический бронированный; 9 – обсадная колонна

Рисунок 4.7 – Схема скважины, оборудованной УЭЦН

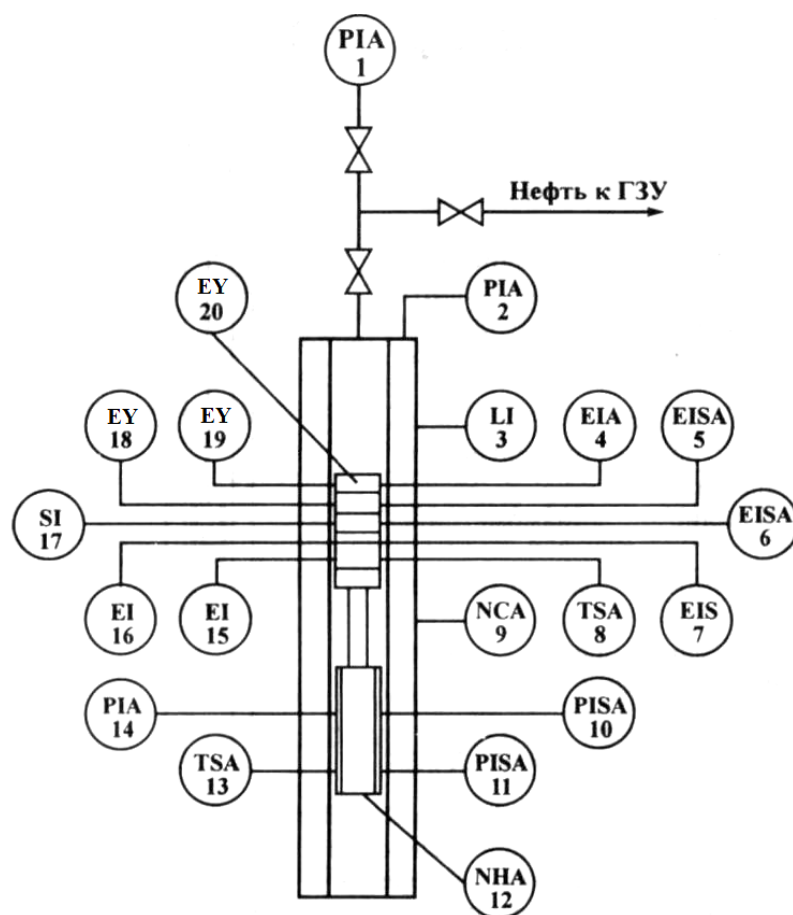
Кроме собственно самого электроцентробежного насоса в комплекс УЭЦН входит и станция управления ЭЦН (СУ ЭЦН). От работы СУ ЭЦН зависит и долговечность оборудования, и правильность работы системы «пласт – скважина – насосная установка».

Станции управления погружными насосами на сегодня выполняют следующие функции:

- обеспечения необходимых защит ЭЦН;
- обеспечения технологического режима работы скважины;
- передачи информации в системы телеметрии;
- хранение истории работы СУ.

Все вышеперечисленные функции являются обязательными и реализованы в СУ любых производителей.

Большинство контролируемых параметров УЭЦН сосредоточено в подземной части скважины (рисунок).



- 1 – давление на буфере - измерение и сигнализация; 2 – давление затрубное - измерение и сигнализация; 3 – уровень в затрубном пространстве – измерение; 4 – недогрузка по току - измерение, сигнализация; 5 – перегрузка по току - измерение, защита, сигнализация; 6 – ток электродвигателя насоса - измерение, защита, сигнализация; 7 – сопротивление изоляции кабеля - измерение, защита; 8 – температура статорной обмотки ПЭД - защита, сигнализация; 9 – скорость вращения турбины - регулирование, сигнализация; 10 – давление на выкиде насоса - измерение, защита, сигнализация; 11 – давление на приеме насоса - измерение, защита, сигнализация; 12 – состояние насоса – сигнализация; 13 – температура насоса - защита, сигнализация; 14 – давление масла в компенсаторе - измерение, сигнализация; 15 – ток по фазе А, В, С – измерение; 16 – напряжение по фазе А, В, С – измерение; 17 – уровень вибрации – измерение; 18 – мгновенная активная мощность – измерение; 19 – мгновенная реактивная мощность – измерение; 20 – ваттметрирование

Рисунок 4.8 – Схема подземной части скважины

Дополнительно станцией управления выполняются следующие функции защиты:

- защита от обратного вращения насоса;
- защита от снижения уровня в затрубном пространстве ниже допустимого;
- защита по температуре погружного электродвигателя, по которой судят о режиме охлаждения установки.

Наиболее широкое распространение имеют способы защиты, основанные на косвенных измерениях и контроле электрических параметров электродвигателей, как наиболее экономичные и надежные при эксплуатации.

В качестве локальных средств автоматизации используются станции управления: релейно-контактные (типа ПГХ, ШГС и др.), а в настоящее время на базе микропроцессорных контроллеров.

4.5 Автоматизация измерения продукции нефтяных скважин

Решение проблемы контроля дебита нефтяной скважины представляет весьма сложную задачу в связи со сложностью состава продукции, значительными изменениями во времени расхода и соотношения фаз, а также плотности и вязкости. Измеряемая смесь многофазная, т. е. содержит жидкость, газ, твердые включения (механические примеси, состоящие из песка, парафина и т.д.).

Общие метрологические и технические требования к измерениям количества сырой нефти и нефтяного газа, извлекаемых из недр на территории РФ, а также нормы погрешности измерений регламентируются национальным стандартом РФ ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерение количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования. Москва», 2005 г.

Согласно стандарту, измерение количества извлекаемых из недр сырой нефти и нефтяного газа должны выполняться:

- по отдельным скважинам;

– по лицензионным участкам (группе скважин).

Для измерений должны применяться следующие средства:

– измерительные установки (по отдельным скважинам);

– системы измерения количества и параметров качества нефти сырой-СИКНС (по лицензионным участкам).

Результаты измерений количества сырой нефти должны выражаться в единицах массы, нефтяного газа – в единицах объема, приведенного к стандартным условиям.

ГОСТом определены следующие понятия (термины и определения):

Сырая нефть – жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, содержащая обводненный и растворенный газ, воду, механические примеси, минеральные соли.

Балласт – содержащаяся в нефти вода, хлористые соли и механические примеси.

Масса брутто нефти – масса нетто нефти + масса балласта.

Масса нетто нефти – разность между массой брутто и массой балласта.

Дебит скважины – количество продукции нефтяной скважины, полученное в течение суток.

Нефтяной (попутный) газ - смесь углеводородных и не углеводородных газов и паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии, выделяющихся из сырой нефти в процессе ее добычи.

Лицензионный участок – геометризованный участок недр, на который юридическому лицу предоставлены исключительные права.

Метрологические требования к измерению продукции по отдельным скважинам

При измерении количества сырой нефти по отдельной скважине устанавливаются (ГОСТ Р 8.615-2005) следующие требования к пределам допускаемой основной относительной погрешности измерений, выполняемых с помощью измерительных установок:

- массы сырой нефти – 2,5 %;

- масса нефти за вычетом балласта в зависимости от содержания воды:

до 70 % – 6,0 %;

до 95 % – 15,0 %;

до 98 % – 30,0 %.

Метрологические требования к измерению продукции нефтяного (попутного) газа

Количество нефтяного (попутного) газа, извлекаемого из недр по лицензионному участку, определяют по сумме измерений по всем газовым линиям, имеющимся на данном участке, включая факельные линии. Предел допускаемой основной относительной погрешности измерений объема нефтяного газа не должен превышать 5%.

4.5.1 Методы измерения продукции скважин

Работы по созданию средств измерения продукции скважин постоянно ведутся как в России, так и за рубежом. Для измерения массы сырой нефти и объема нефтяного (попутного) газа по отдельной скважине применяют *безсепарационные* и *сепарационные* методы.

Безсепарационные методы – это методы с использованием мультифазных измерительных установок, которые позволяют непосредственно определять расходы нефти, газа и воды в потоке (например, с использованием мультифазных установок).

Измерения выполняются после предварительной подготовки газожидкостного потока перемешиванием (диспергированием) для получения однородного распределения газа и жидкости по сечению и вдоль оси трубопровода на определенных его участках. В результате такой подготовки скорости газа и жидкости выравниваются, а свойства смеси приобретают средние характеристики между газом и жидкостью. Примером технической реализации этого способа могут служить установки "Evromatic", "Scrollflow", "Framo" и др. В них в качестве измерителей скорости потока применяют расходомеры переменного перепада давления с сужающим устройством типа

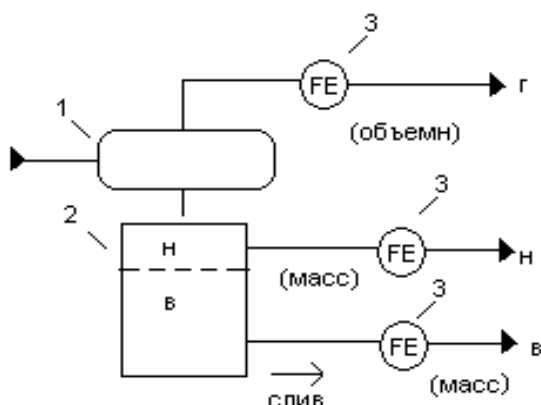
трубы Вентури, а плотность потока измеряется изотопным методом. Другое решение предложено американской фирмой "Agar", разрабатывающей несколько вариантов расходомеров переменного перепада давления, датчиков давления, температуры и СВЧ – влагомера.

Однако перечисленные приборы сложны и имеют высокую стоимость: от 50 до 100 тыс. долл. Кроме того, обслуживание этих приборов требует персонала с высокой квалификацией, что значительно увеличивает себестоимость нефти. В связи с высокой стоимостью этих установок они практически не применяются на отечественных промыслах.

Сепарационные методы – это методы, основанные на разделении в сепараторе смеси на нефтяной газ и сырую нефть. Объемный расход газа измеряют счетчиком газа, а сырая нефть накапливают в емкости.

Примером такого решения являются ГЗУ типа "Спутник". Подобный способ реализуется также в установках типа "Спутник ГМН", "Квант-УИДД", предназначенных для измерения массового или объемного расхода с помощью калиброванных измерительных емкостей. Более современные установки типа АСТМА и АСТМА-СП, предназначены для прямого измерения массы жидкости путем взвешивания измерительной емкости с жидкостью.

Сепарационные методы отличаются способами измерения количества сырой нефти:



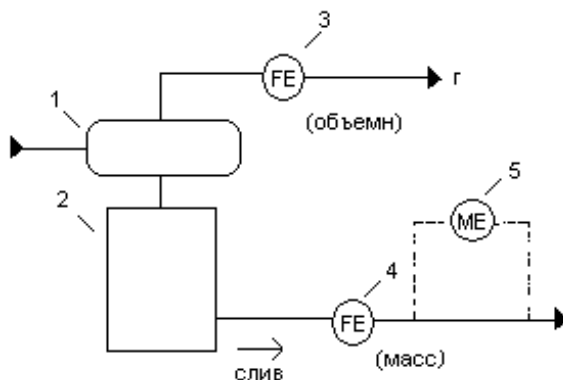
1 – сепарационная емкость; 2 – накопительная (измерительная) емкость;

3 – измерители расхода газа, нефти и воды

Рисунок 4.9 – Схема метода измерения с отстоем воды

А) Метод с отстоем воды, при котором сырую нефть выдерживают в емкости до расслоения на пластовую воду и нефть. Затем воду и нефть сливают отдельно, измеряя их массы прямым методом динамических измерений.

Метод считается наиболее точным, однако он же самый дорогостоящий и трудоемкий, и его применение в широких масштабах, особенно при большом количестве скважин и их разбросанности, требует колоссальных затрат. Поэтому метод А чаще всего применяется на объектах подготовки нефти.



- 1 – сепарационная емкость; 2 – накопительная (измерительная) емкость;
3 – измеритель расхода газа; 4 – объемный расходомер сырой нефти; 5 –
поточный влагомер

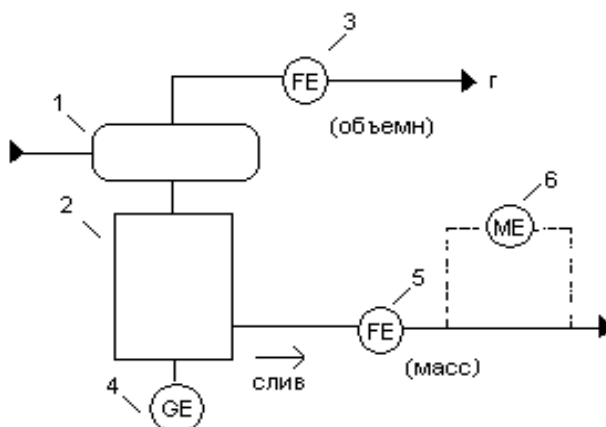
Рисунок 4.10 – Схема косвенного динамического измерения массы сырой нефти

Б) Метод, основанный на косвенном динамическом измерении массы сырой нефти. Объем измеряют с помощью объемного счетчика при сливе. С помощью влагомера при сливе или в лаборатории по отобранной пробе измеряют содержание воды в сырой нефти. На основе этого вычисляют массу воды и нефти.

У нефтедобытчиков наиболее широкое распространение получили установки, реализованные по этому методу. Это так называемые автоматизированные групповые замерные установки (satellite group unit) – АГЗУ «Спутник» различных модификаций. По некоторым оценкам, данными замерными установками в России оснащено от 85-95% всего фонда добывающих скважин. Недостаток метода – емкость сепаратора для отделения

газа от жидкости невелика, поэтому свободный газ полностью не отделяется. А это существенно влияет на точность измерения по жидкости, так как измерение производится в объемных единицах с последующим пересчетом в массовые.

В) Прямой метод измерения массы сырой нефти, когда массу измеряют прямым методом статических измерений или прямым методом динамических измерений при сливе. С помощью влагомера при сливе или в лаборатории по отобранной пробе измеряют содержание воды в сырой нефти. На основе этих данных вычисляют массу воды и нефти.

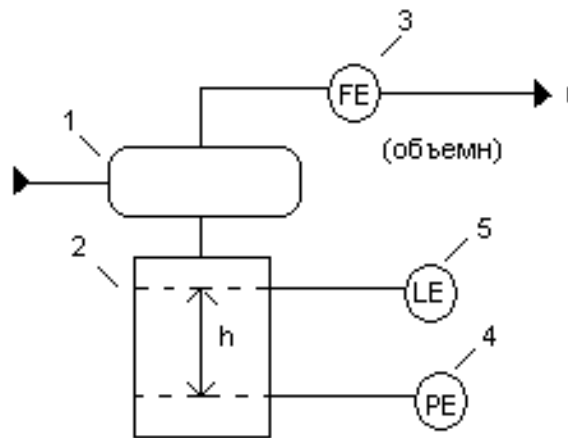


1 – сепарационная емкость; 2 – накопительная (измерительная) емкость; 3 – измеритель расхода газа; 4 – датчик веса, реализующий прямой метод статического измерения массы сырой нефти; 5 – массовый расходомер сырой нефти; 6 – поточный влагомер

Рисунок 4.11 – Схема прямого метода измерения массы сырой нефти

Установки, выполненные по этому методу, наиболее привлекательны, но широкого распространения пока не получили.

Г) Метод, основанный на гидростатическом принципе, когда массу сырой нефти измеряют косвенным методом. Для этого измеряют гидростатическое давление сырой нефти и ее объем. С помощью влагомера при сливе или в лаборатории по отобранной пробе измеряют содержание воды в сырой нефти, на основании чего вычисляют массу воды и нефти.



1 – сепарационная емкость; 2 – накопительная емкость; 3 – измеритель расхода нефти; 4 – датчик гидростатического давления; 5 – датчик уровня (уровнемер)

Рисунок 4.12 – Схема косвенного метода измерения с использованием гидростатического принципа

При этом используются следующие алгоритмы:

Зная уровень в емкости и её геометрические размеры по градуировочной таблице определяется объем жидкости

$$V = f(h) .$$

Зная давление и уровень можно определить плотность жидкости на участке между 2-мя датчиками

$$\rho_{\text{ж}} = \frac{P}{gh} .$$

Масса жидкости получается

$$M_{\text{ж}} = V\rho_{\text{ж}} .$$

Недостаток метода – измерение производится на основании косвенных параметров с последующим вычислением массы продукта.

При любом способе измерения есть и проблемы по учету газа.

4.5.2 Измерительные установки для измерения продукция скважин

Автоматизированные групповые измерительные установки предназначены для измерения производительности (дебита) каждой в отдельности из подключенных к ней группы нефтяных скважин. Наибольшее распространение на промыслах получили ГЗУ типа СПУТНИК.

Пример шифра установки:

«Спутник А - 16-14-100»,

где А – модификация спутника;

16 – максимальное давление продукции скважин, кг/м³;

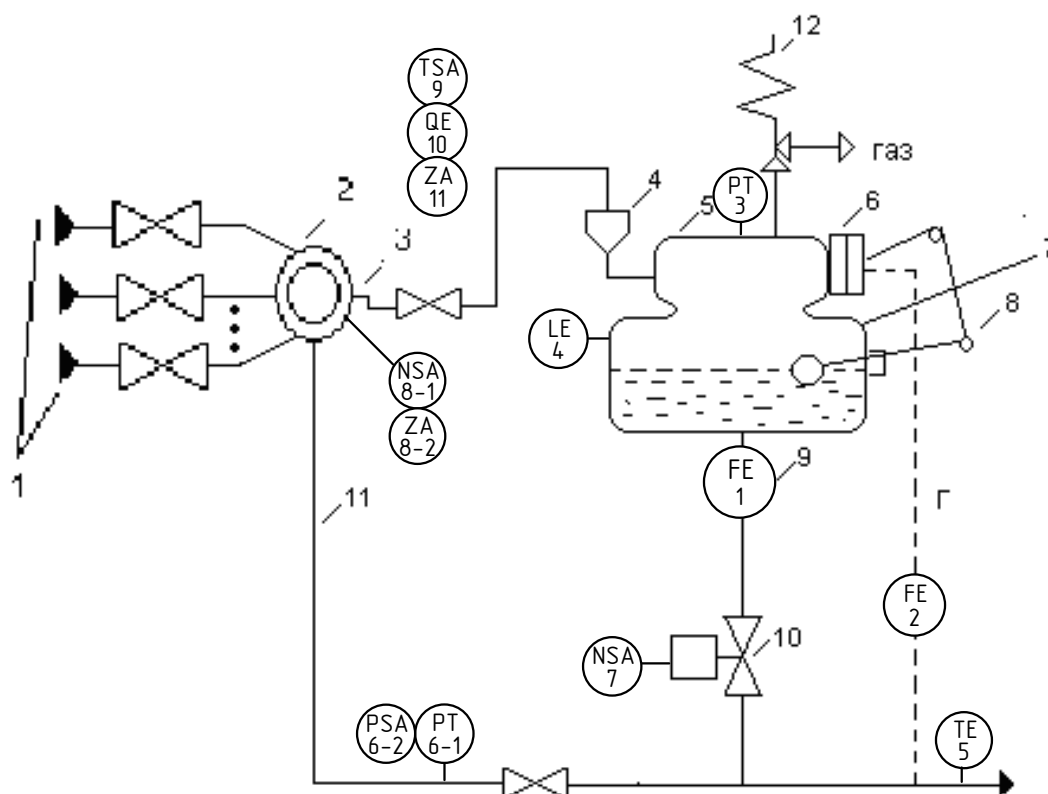
14 – максимальное число подключаемых скважин;

400 – наибольший дебит, который может измерить установка, м³/сут.

Кроме установки «Спутник-А», применяются установки «Спутник-Б» и «Спутник-В». В некоторых из этих установок используются автоматические влагомеры непрерывного действия для определения содержания воды в продукции скважины, а также для автоматического измерения количества газа.

Существующие типы групповых измерительных установок— «Спутник А» и «Спутник Б» имеют следующие функциональные узлы (рисунок):

- блок переключения, который по заданной программе подключает каждую скважину к измерительному блоку;
- измерительный блок, в котором измеряется дебит каждой скважины, он состоит из сепаратора и измерительного устройства (дебитомера);
- блок автоматики и управления, осуществляющий управление переключением скважин на измерение, учет работы измерительного устройства и автоматическую защиту групповой установки при аварийных режимах.



1 – трубопроводы от скважин; 2 – переключатель скважин многоходовой (ПСМ) с гидроприводом; 3 – замерная линия; 4 – гидроциклонная головка сепаратора; 5 – верхняя сепарационная емкость; 6 – заслонка на газовой линии; 7 – нижняя емкость-накопитель; 8 – поплавковый уровнемер; 9 – турбинный счетчик жидкости (типа ТОР, Турбоквант); 10 – регулятор расхода; 11 – общий (сборный) трубопровод; 12 – клапан предохранительный по давлению газа.

Рисунок 4.13 – Схема АГЗУ «СПУТНИК»

Объем автоматизации АГЗУ:

1. Дебит скважины по нефти - измерение.
2. Дебит скважины по газу - измерение.
3. Давление в сепараторе – измерение.
4. Уровень в сепараторе – измерение.
5. Температура жидкости на выходе - измерение, сигнализация.
6. Давление в общем коллекторе - измерение, сигнализация.
7. Управление клапаном на выходе из сепаратора (клапан 10).

8. Управление положением ПСМ и контроль его состояния.
9. Пожарная сигнализация.
10. Загазованность в технологическом блоке - измерение, защита, сигнализация.
11. Несанкционированный доступ в блочное помещение – сигнализация (ЗА).
12. Управление вентилятором при повышении загазованности.

Процесс работы установок заключается в следующем, продукция скважин по выкидным линиям подается в ПСМ, который действует как ручную, так и автоматически. Каждому положению этого переключателя соответствует подача на замер продукции одной скважины. Продукция данной скважины направляется в газосепаратор, состоящий из верхней и нижней емкостей. Продукция остальных скважин, минуя газосепаратор, направляется в сборный коллектор.

Нефть из верхней емкости газосепаратора перетекает в нижнюю, здесь ее уровень повышается, и при определенном положении поплавка закрывается заслонка на газовой линии газосепаратора. Давление в газосепараторе повышается, и при достижении перепада давления между сепаратором и общим трубопроводом величины $\Delta P - P_c - P_T = (0,05 - 0,12) \text{ МПа}$ клапан регулятора 10 открывается и жидкость из нижней емкости через счетчик 9 поступает в общий трубопровод.

При понижении уровня в сепараторе ниже 0,5 диаметра нижней емкости газовая заслонка начинает открываться и пропускает накопившейся газ в общий трубопровод. Вследствие снижения давления газа в сепараторе и уменьшения перепада давления ΔP до величины 0,02-0,03 МПа клапан регулятора расхода 10 закрывается и вновь происходит накопление жидкости от скважины. После чего процесс повторяется.

Время накопления жидкости в сепараторе и число импульсных пропусков жидкости через счетчик за время измерения зависят от дебита измеряемой скважины. Время продавки жидкости через расходомер от дебита скважины

практически не зависит. Такой циклический метод измерения обеспечивает пропуск потока жидкости через счетчик всегда в турбулентном режиме при узком диапазоне изменения расхода, что дает возможность измерять дебит скважин, изменяющийся в широком диапазоне.

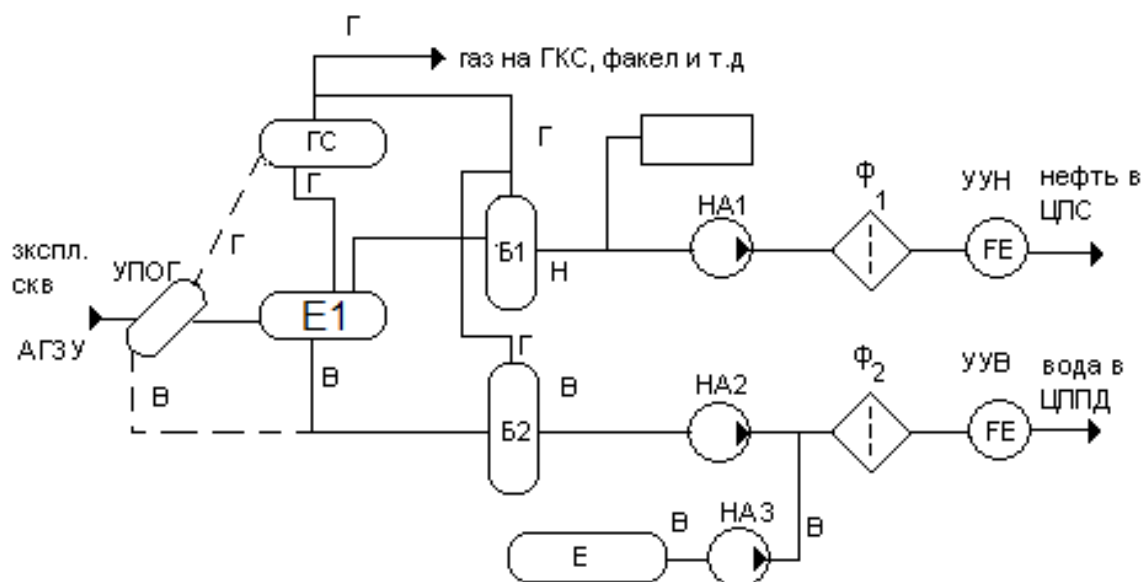
В блоке автоматики регистрируются накапливаемые объемы жидкости, прошедшей через счетчик-расходомер.

Следующая скважина включается на замер по команде с блока автоматики с помощью гидропривода.

4.6 Автоматизация УПСВ

Установки предварительного сброса воды (УПСВ) необходимы при значительном содержании воды в сырой нефти и предназначены для предварительного сброса воды из продукции скважин и последующей перекачки нефти к центральным пунктам сбора (ЦПС) на установки первичной подготовки нефти.

При предварительном обезвоживании продукции скважин на УПСВ остаточное водосодержание эмульсии может составлять от 5 до 30%.



УПОГ – установка предварительного отбора газа (депульсатор); ГС – газосепаратор для отделения газа от газоконденсата; Е1 – отстойник для отделения воды от нефти; Б1 – буллит для накопления нефти; Б2 – буллит для сбора воды; УДП – установка дозирования химреагента; НА1, НА2, НА3 – насосные агрегаты; Ф1, Ф2 – фильтры; УУН, УУВ – узлы учета нефти и воды; Е – горизонтальная (обычно подземная) дренажная емкость для сбора утечек насосных агрегатов и дренажных стоков; ЦПС – центральный пункт сбора нефти; ЦППД – цех поддержания пластового давления

Рисунок 4.14 – Технологическая схема ДНС

При одновременном транспортировании нефти, газа и воды по однотрубной герметизированной системе сбора часто наблюдаются значительные пульсации в сборных коллекторах. Природа возникновения пульсаций сама по себе ясна: при движении газожидкостной смеси, особенно по «рельефным» трубопроводам, газовая фаза, образующаяся в верхней части газопровода, может изменяться в объеме – сжиматься и расширяться, изменяя тем самым давление. Изменения давления в трубопроводе, транспортирующем газожидкостные смеси, в отдельных случаях могут быть значительными (2 – 5 МПа). Основными факторами, вызывающими пульсации и влияющими на их величину и частоту, являются:

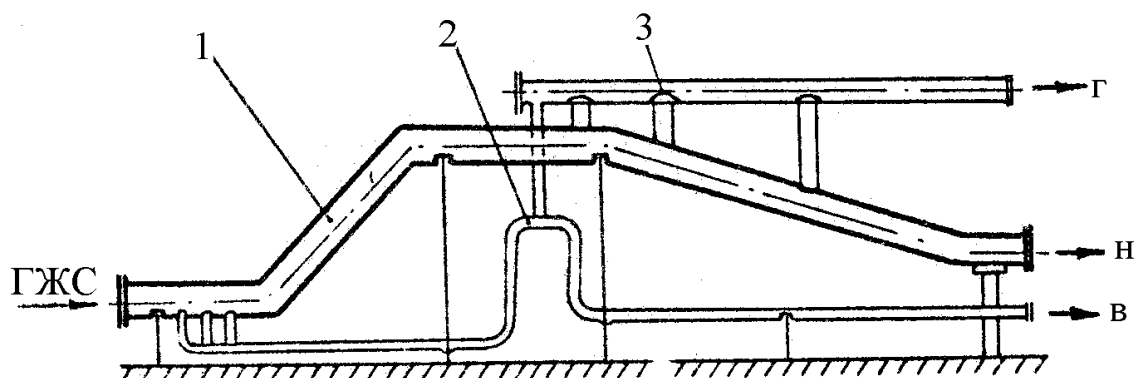
1) количество и равномерность подаваемых в трубопровод жидкости и газа, т.е. дебиты скважин и режимы их работы;

2) диаметр трубопровода;

3) рельеф местности, по которой проходит трасса трубопровода.

Для ограничения влияния пульсаций на работу этих установок перед первой ступенью сепарации на ДНС или УПН устанавливается гаситель пульсаций (УПОГ).

Эмульсия от скважины направляется в устройство предварительного отбора газа (депульсатор) УПОГ, выполненный в виде наклонной трубы. Газ поступает в газосепаратор ГС, а жидкость - в отстойник E_1 .



1-секция нефтяная; 2-секция отделения воды; 3-секция отделения газа;

г – газ; н - нефть; в – вода

Рисунок 4.15 – Узел предварительного разделения фаз (трехфазный депульсатор)

В ГС при давлении, равном 0,8 МПа, происходит отбор газа.

Из E_1 обводненная нефть поступает в буллит B_1 для дальнейшего разгазирования. Вода из E_1 сливается в буллит B_2 , где происходит отстой воды, откуда она направляется насосом HA_2 на КНС через фильтры Φ_2 и турбинный преобразователь расхода FE .

Из B_1 нефть поступает на прием насоса HA_1 и через фильтры Φ_1 , преобразователь расхода FE откачивается по напорному трубопроводу на ЦПС.

Для улучшения отделения нефти от воды и противокоррозионной стойкости оборудования используется установка дозировки реагента (УДР) типа БР-2,5, БР-10 и др.

Для аварийного опорожнения аппарата и сбора утечек из насосов, а также дренажных стоков предусматривается емкость Е, оборудованная контролирующими приборами, обеспечивающими при достижении верхнего уровня автоматическую откачку жидкости с помощью насоса НА₃.

Объем автоматизации УПСВ

Система автоматизации ДНС выполняет следующие основные функции:

- автоматическое измерение и контроль уровня, температуры, давления и других параметров в емкостях и сепараторах;
- автоматическое регулирование межфазного уровня (в УПОГ и отстойниках с помощью межфазных уровнемеров);
- автоматическое управление насосными агрегатами по уровню жидкости в буллитах с защитой по аварийным значениям (отключение по нижнему аварийному уровню жидкости в буллитах, при повышенных утечках через сальники насосов, при аварийной температуре подшипников и т.д.);
- формирование сообщений на диспетчерский пункт промысла о состоянии ДНС.

Система автоматизации ДНС в целом строится по традиционной трехуровневой структуре АСУТП: датчики и исполнительные устройства, ПЛК, АРМ оператора.

4.7 Автоматизация установки подготовки нефти

Процесс подготовки/стабилизации нефти начинается уже сразу же на первых этапах движения нефти, когда из нее отбираются выделяющиеся газообразные углеводороды (с падением давления), находившиеся в пластовых условиях в жидком состоянии.

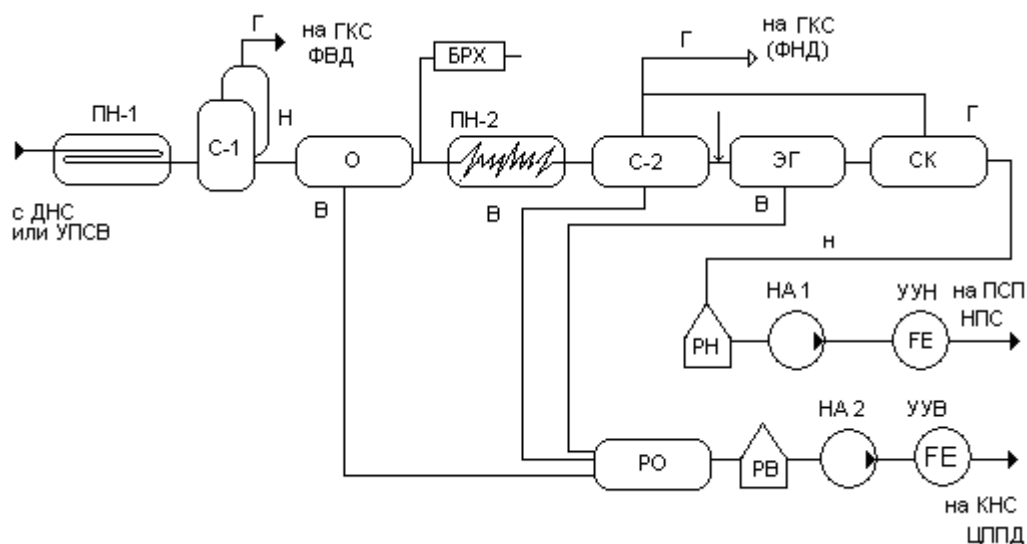
Первым узлом отбора легких фракций оказываются трапно-сепарационные установки, на которых от нефти отделяется свободный газ, подаваемый далее по газосборным коллекторам на промысловую компрессорную станцию либо на газобензиновый завод (в зависимости от принятой схемы сбора нефти и газа).

Сепарация жидкости (разделение нефти, газа и воды) в различных сепараторах осуществляется для:

- 1) получения нефтяного газа, используемого как химическое сырье или топливо;
- 2) уменьшения перемешивания нефтегазового потока и снижения тем самым гидравлических сопротивлений;
- 3) разложения образовавшейся пены;
- 4) отделения воды от нефти при добыче нестойких эмульсий;
- 5) уменьшения пульсации при транспортировании нефти от сепараторов первой ступени до установки подготовки нефти.

При сборе нефтей до любой из описанных схем давление на пути от скважины до товарных парков или нефтеперерабатывающих заводов снижается до атмосферного и нефть стремится принять температуру окружающей среды, что существенно сказывается на распределении углеводородов между фазами на сепарационных узлах, т. е. создаются условия для регулирования этого процесса подбором соответствующих условий (числом ступеней, перепадом давления между ними и изменением температуры).

Типовая схема установки подготовки нефти показана на рисунке. Схемы реальных установок значительно отличаются друг от друга и в значительной мере зависят от состава сырья и принятых технических решениях при проектировании.



ПН-1, ПН-2 – печи подогрева нефти; С-1, С-2 – сепараторы первой и второй ступени; О – отстойники; БРХ – блок реагентного хозяйства; ЭГ – электродегидратор; СК – концевая сепарационная установка; РН, РВ – резервуары нефти и воды; РО – резервуар отстойник; НА₁, НА₂ – насосные агрегаты; УУН, УУВ – узлы учета нефти и воды

Рисунок 4.16 – Схема установки подготовки нефти

Нефть после нагрева в печи ПН-1 (обычно устанавливают в северных районах) до 35°С поступает в сепараторы первой ступени С-1, предназначенные для основного отбора газа из нефти. Дегазирование происходит вследствие нагрева нефти и снижения давления в сепараторе. Отделившийся газ подается на транспортную газокomppressorную станцию (ГКС) высокого давления. В случае аварии газ сбрасывается на факел высокого давления (ФВД).

Поток нефти поступает в отстойники О, где происходит отделение нефти от воды. После дополнительного нагрева в печи ПН-2 до примерно 55°С в поток нефти подается ингибитор солеотложений с помощью блока реагентного хозяйства (БРХ) и нефть поступает в сепараторы второй ступени С-2, где происходит дополнительное отделение нефти от газа при давлении приблизительно 0,4МПа.

После этого нефть смешивается с технической водой из артезианских скважин для вымывания растворенных в нефти солей и подается в электродегидратор, где под воздействием электрических переменных полей происходит окончательное разрушение эмульсии на нефть и воду.

Обезвоженная и обессоленная нефть подается на концевую сепарационную установку СК, где нефть окончательно дегазируется под давлением приблизительно 0,005 МПа и температуре примерно 45 °С.

Отделившийся в СК газ подается на ступени низкого давления ГКС, а в случае аварии – на факел низкого давления (ФНД). Отделившаяся вода собирается в резервуар отстойник РО, накапливается в резервуарах сборниках РВ и насосами НА2 откачивается на КНС цеха ППД через узел учета воды (УУВ).

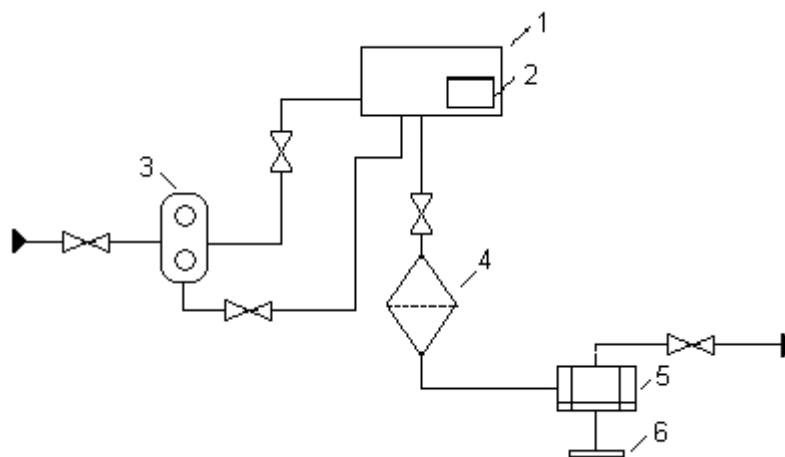
При моментальной сепарации нефти (с резким снижением давления) существенно увеличивается уносимое количество тяжелых углеводородов быстро движущейся струёй свободного газа. При ступенчатой сепарации подбором давлений на ступенях можно достигнуть выделения в основном только свободного газа.

Объем автоматизации установок подготовки нефти:

- во всех сепараторах и отстойниках контролируется уровень нефти для предотвращения переполнения;
- для предотвращения разлива и контроля уровня нефти и воды в резервуарах РН и РВ устанавливают уровнемеры;
- в целях обеспечения взрывобезопасности в печах ПН-1 и ПН-2 используют средства автоматизации пуска (розжига), останова, а также регулирования подачи топливного газа для повышения технико-экономических показателей сжигания топлива;
- в связи с взрыво- и пожароопасностью всех объектов, во всех машинных залах устанавливают датчики загазованности, а также пожарную сигнализацию и системы автоматического пожаротушения.

4.8 Автоматизация установок приготовления и дозирования реагентов в БРХ

Блок для дозирования реагентов БР-2,5 предназначен для приготовления, а также дозирования чистых деэмульгаторов и ингибиторов коррозии и солеотложений и может устанавливаться на групповых замерных установках, дожимных насосных станциях или установках по подготовке нефти.



1 – технологическая емкость; 2 – электронагреватель; 3 – насос шестеренчатый; 4 – фильтр; 5 – агрегат дозировочный; 6 – ручной привод

Рисунок 4.17 – Схема установки дозирования реагентов типа БР-2,5

Установка имеет блочное транспортабельное исполнение. Все оборудование монтируется на сварной раме на санях и укрыто теплоизолирующей будкой, которая разделена на 2 отсека – технологический и приборный.

В технологическом отсеке находятся технологическая емкость 1, предназначенная для хранения и подогрева реагента электронагревателем 2.

Внутри технологической емкости 1 установлен электронагреватель 5 типа ДЭМ-3 мощностью 3,75 кВт, который поддерживает температуру реагента 60 °С с целью снижения его вязкости и обеспечения равномерного заполнения цилиндра дозировочного насоса

Насос шестеренчатый 3 осуществляет заполнение емкости 1 реагентом, а также осуществляет периодическую циркуляцию реагента по линии насос-емкость с целью предотвращения загустевания реагентов и смыва осадков с поверхности нагревательной секции. Фильтр 4, а также агрегат дозировочный 5 осуществляют непрерывное объемное дозирование реагента. Величина дозы регулируется ручным приводом 6.

В приборном отсеке смонтирован шкаф управления, выполняющий следующий объем автоматизации:

- измерение уровня реагента в емкости;
- контроль и сигнализация нижнего аварийного уровня реагента;
- температура реагента в емкости;
- программно-логическое управление шестеренчатым насосом;
- перепад давления на фильтре.

Система контроля и регулирования блока БР-2,5 осуществляет контроль предельных уровней реагента в емкости, при достижении которых отключаются электродвигатели дозировочного или шестеренчатого насосов, и контроль (при помощи электроконтактного манометра) давления нагнетания дозировочного насоса, при превышении которого также отключается электродвигатель.

4.9 Автоматизация теплообменников и нагревательных печей

4.9.1 Регулирование температуры в поверхностных кожухотрубных теплообменниках

В таких теплообменниках подают нагреваемый продукт (холодный теплоноситель) и горячий теплоноситель. Регулирование поверхностных теплообменников заключается в поддержании постоянства температуры одного из теплоносителей на выходе из теплообменника, например, T_{x2} [1].

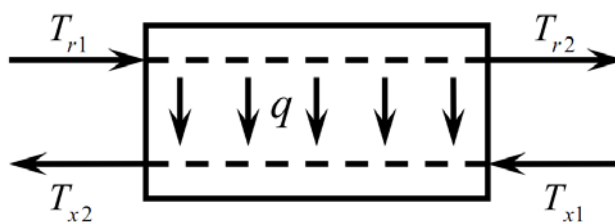


Рисунок 4.18 – Структурная схема поверхностного противотокового теплообменника

Температура T_{x2} зависит от скорости передачи тепла или теплового потока q через стенку; в свою очередь эта температура определяется движущей силой процесса или средним температурным напором ΔT_{cp} . Величина ΔT_{cp} в большинстве инженерных расчетов представляет собой среднеарифметическую разность температур

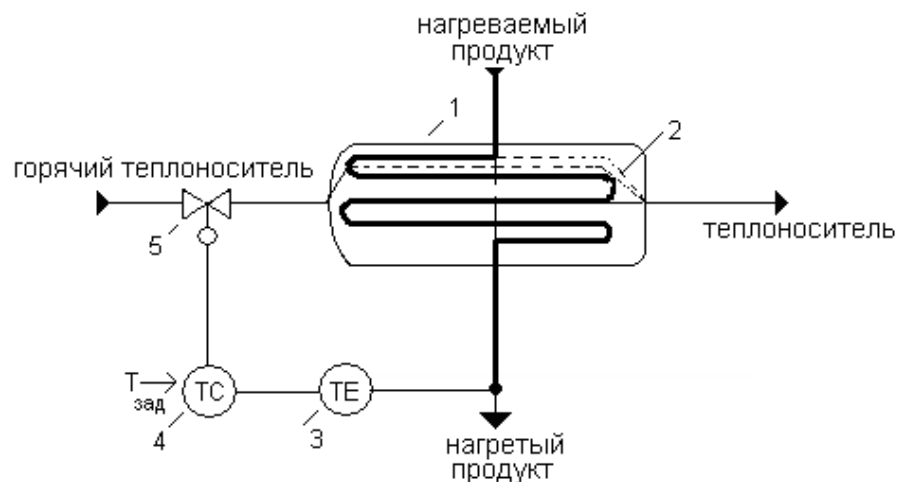
$$\Delta T_{cp} = \frac{(T_{r1} - T_{x2}) - (T_{r2} - T_{x1})}{2},$$

а тепловой поток $q = KA \Delta T_{cp}$, где K – коэффициент теплопередачи стенки; A – поверхность теплообменника.

В общем случае регулируемая температура T_{x2} будет зависеть от:

- 1) температуры теплоносителя и нагреваемого продукта на входе;
- 2) характеристик стенок теплообменника K и A ;
- 3) теплоемкостей теплоносителя и нагреваемого продукта;
- 4) расходов теплоносителя $F_{мг}$ и нагреваемого продукта $F_{мх}$.

Обычно рекомендуется следующая схема регулирования температуры с изменением расхода горячего теплоносителя



- 1 – корпус теплообменника; 2 – трубы, по которым протекает нагреваемый продукт; 3 – датчик температуры; 4 – регулятор температуры;
5 – исполнительное устройство (регулирующий орган)

Рисунок 4.19 – Схема регулирования температуры в теплообменнике

Температура T_{x2} более чувствительна к расходу холодного теплоносителя, чем к расходу горячего теплоносителя. В связи с этим затрудняется качественное регулирование теплообменников в широком интервале изменения расходов теплоносителей, и требуются регуляторы с дифференцирующей составляющей.

Если по условиям технологии не допускается изменение потоков теплоносителей, то температуру продукта на выходе из теплообменника регулируют путём байпасирования части продукта и изменения его расхода. При этом регулирующий клапан устанавливают на байпасной линии. Такие схемы применяют, например, при использовании тепла горячих промежуточных или конечных продуктов для нагрева исходного сырья. Отметим, что байпасирование одного из теплоносителей требует некоторого увеличения поверхности теплообменника и большего расхода греющего агента (для переохлаждения или перегрева продукта) чем при дросселировании. Однако при этом улучшаются динамические характеристики системы

регулирования вследствие исключения теплообменника из контура регулирования и уменьшения времени запаздывания объекта.

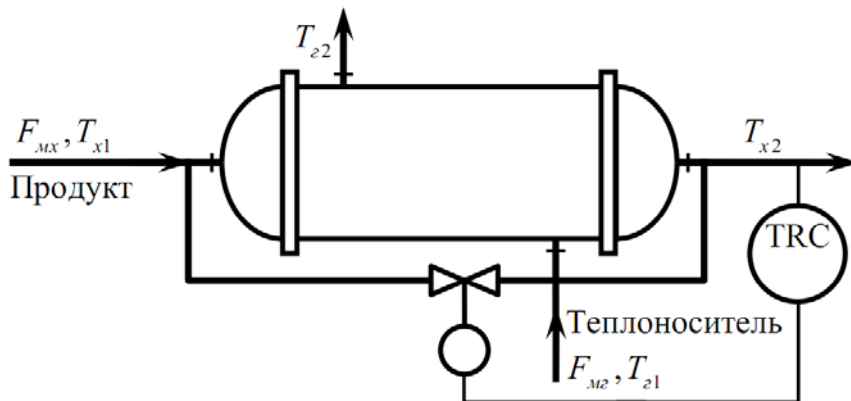
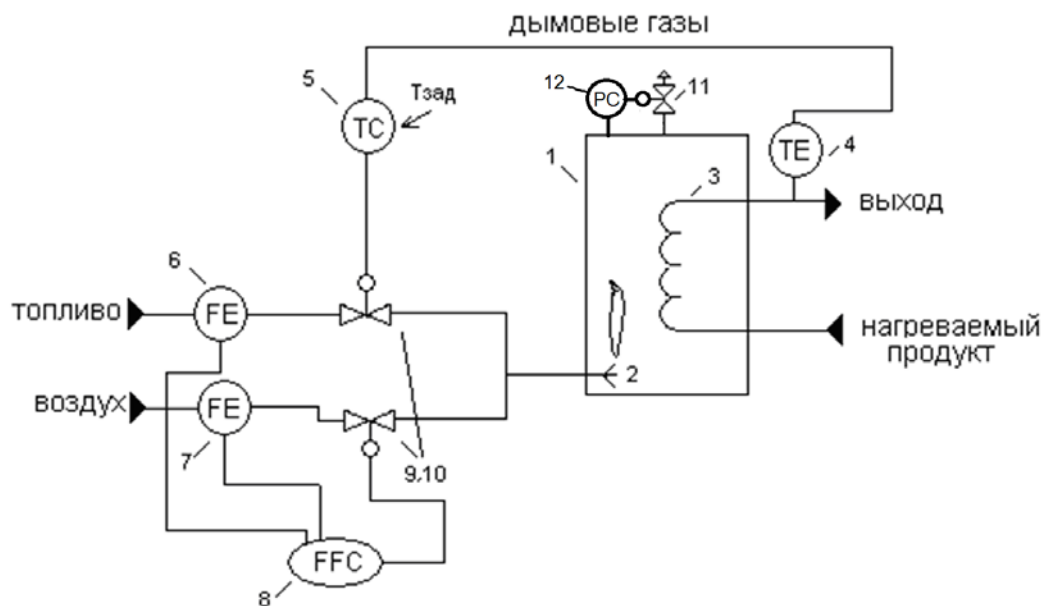


Рисунок 4.20 – Схема регулирования температуры в теплообменнике методом дросселирования

4.9.2 Регулирование температуры в нагревательных печах



1 – корпус печи; 2 – горелки (4-5) шт.; 3 – трубы, по которым протекает нагрываемый продукт; 4 – датчик температуры; 5 – регулятор температуры; 6,7 – датчики расхода топлива и воздуха; 8 – регулятор соотношения топлива и воздуха; 9,10,11 – исполнительные устройства (клапаны, заслонки); 12 – регулятор давления дымовых газов в печи

Рисунок 4.21 – Схема регулирования температуры в трубчатых печах

Прокачиваемый через змеевик трубчатой печи продукт нагревается за счет тепла образующегося при сжигании топливного газа (или другого топлива).

Цель регулирования трубчатых печей поддержание постоянства температуры продукта на выходе из печи.

В зависимости от конструкции печей передача тепла нагреваемому продукту осуществляется путем радиации и конвективным теплообменом между дымовыми газами, образующимися при сгорании топлива, и нагреваемым потоком.

Система состоит из трех контуров регулирования.

1) Регулятор 5 стабилизирует температуру продукта на выходе с помощью исполнительного механизма 8.

2) Кроме этого температура горения связана с расходом воздуха экстремальной зависимостью, которая понижается как при избытке воздуха по сравнению с оптимальной (максимальной), так и при его недостатке. Поэтому требуемое соотношение расхода воздуха и топлива обеспечивается регулятором соотношения 8 по результатам измерения датчиками расхода 6 и 7 с помощью исполнительного механизма 9.

3) Для предотвращения попадания дымовых газов в атмосферу при разгерметизации корпуса печи внутри печи поддерживается разрежение регулятором 12 и исполнительным механизмом 11.

Кроме этого система автоматики печи обеспечивает технологическую защиту при погасании пламени, решает задачи автоматизации розжига и останова печи.

4.10 Автоматизация отстойников

Наиболее прост по технологии процесс гравитационного отстоя. В этом случае нефтью заполняют резервуары большой ёмкости и выдерживают определённое время (48 часов и более). Во время выдержки происходят процессы коагуляции капель воды, и более крупные и тяжелые капли воды под

действием силы тяжести (гравитации) оседают на дно и скапливаются в виде слоя подтоварной воды. Однако гравитационный процесс отстоя холодной нефти – малопроизводительный и недостаточно эффективный метод обезвоживания нефти.

Более эффективен горячий отстой обводнённой нефти, когда за счёт предварительного нагрева нефти до температуры $(60 \pm 10) ^\circ\text{C}$ значительно облегчаются процессы коагуляции капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при отстое. Недостатком гравитационных методов обезвоживания является малая эффективность.

Для отстоя нефтяных эмульсий после нагревания в блочных нагревателях разработаны отстойники различных конструкций. Наибольшее распространение получили горизонтальные отстойники с нижним вводом нефтяной эмульсии.

В общем случае в отстойниках установки подготовки нефти существует следующее расслоение продукции скважин (рисунок).

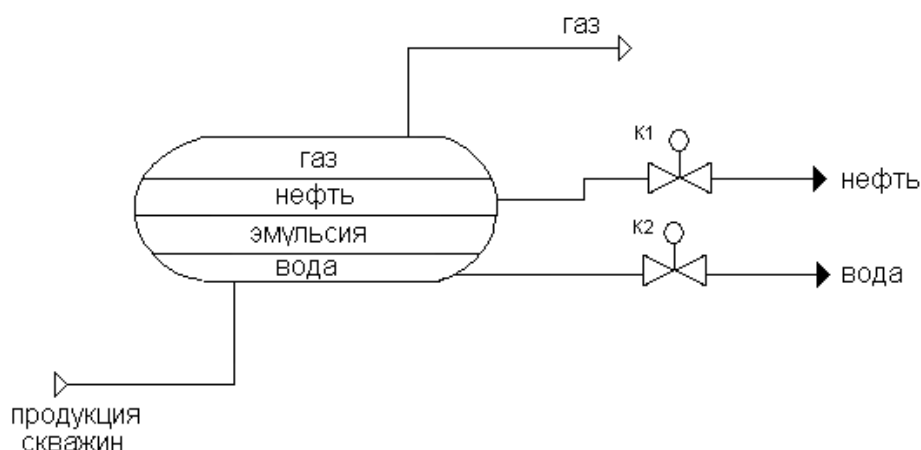
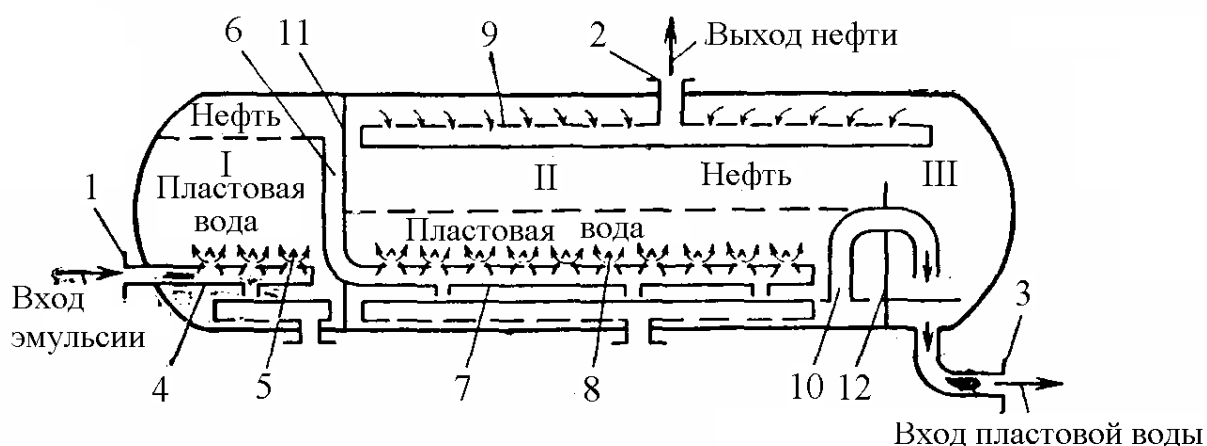


Рисунок 4.22 – Схема расслоения продукции скважин в отстойниках

Принципиальная схема отстойника ОГ-200 показана на рисунке. Он представляет собой емкость, разделенную перегородками на три отсека. Отсек I служит для отделения полусвязанной воды из нефтяной эмульсии, отсек II – для окончательного обезвоживания нефти, отсек III – для сброса отделившейся пластовой воды.



1 – штуцер для ввода эмульсии; 2 – штуцер для вывода нефти; 3 – штуцер для пластовой воды; 4, 5, 7, 8 – распределители эмульсии; 6, 10 – переливные устройства; 9 – сборный коллектор; 11, 12 – перегородки

Рисунок 4.23 – Принципиальная схема отстойника ОГ-200

Техническая характеристика отстойника ОГ-200 следующая.

Объем, м ³	200
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	0,6(6)
Рабочая среда	Нефть, вода
Температура рабочей среды, 0С	10 – 80
Производительность, м ³ /сут	3000
Габариты, м	
длина	22,7
внутренний диаметр	3,4
Масса, т	40,22

Объем автоматизации отстойника:

1. Давление в отстойнике - измерение, сигнализация.
2. Расход нефти интегральный - измерение.
3. Обводненность нефти - измерение, сигнализация.
4. Уровень жидкости – измерение, регулирование, сигнализация предельных значений.

5. Уровень раздела фаз (нефть - вода) - измерение, регулирование, сигнализация предельных значений.

6. Расход воды интегральный - измерение.

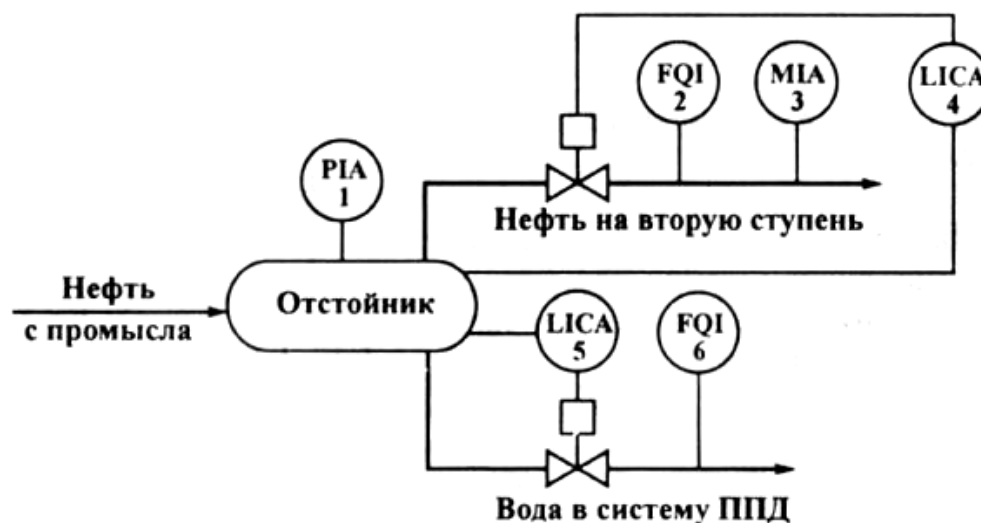


Рисунок 4.24 - Объем автоматизации отстойника

4.11 Автоматизация нефтегазосепараторов

Сепарация газа от жидкости может происходить под влиянием гравитационных, инерционных сил. В зависимости от этого и различают гравитационную, инерционную и сетчатую сепарации, а газосепараторы – гравитационные, сетчатые и роторные.

Гравитационная сепарация осуществляется вследствие разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием их силы тяжести. Газосепараторы, работающие на этом принципе, называются гравитационными.

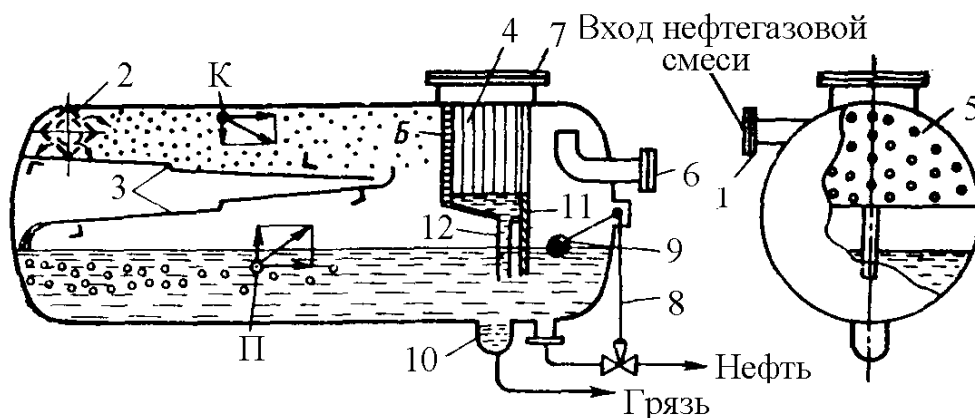
Инерционная сепарация происходит при резких поворотах газожидкостного потока. В результате этого жидкость, как более инерционная, продолжает двигаться по прямой, а газ меняет свое направление. В результате происходит их разделение. На этом принципе построена работа роторного газосепаратора, осуществляемая подачей газонефтяной смеси в циклонную головку, в которой жидкость отбрасывается к внутренней поверхности и затем стекает вниз в нефтяное пространство газосепаратора, а газ двигается по центру циклона.

Сетчатая сепарация основана на явлении селективного смачивания жидкости на металлической поверхности. При прохождении потока газа с некоторым содержанием жидкости через жалюзийные насадки (каплеуловители) капли жидкости, соприкасаясь с металлической поверхностью, смачивают ее и образуют на ней сплошную жидкостную пленку. Жидкость на этой пленке держится достаточно хорошо и при достижении определенной толщины начинает непрерывно стекать вниз. Это явление называется эффектом сетчатой сепарации.

Сепараторы типа ГС предназначены для отделения газа от продукции газовых скважин на первой и последующей ступенях сепарации жидкости и газа, включая горячую сепарацию на последней ступени.

Выпускается нормальный ряд сепараторов ГС с пропускной способностью по жидкости 2000÷30000 т/сут [1].

На рисунке приведены общий вид и разрез горизонтального сепаратора, в котором частицы жидкости оседают под действием как гравитационных, так и инерционных сил. Этот сепаратор работает следующим образом.



- 1 – ввод газонефтяной смеси; 2 – диспергатор; 3 – наклонные плоскости;
 4 – жалюзийная насадка-каплеуловитель; 5 – перегородка для выравнивания
 потока газа; 6 – выход газа; 7 – люк; 8 – регулятор уровня; 9 – поплавковый
 удерживатель; 10 – сброс грязи; 11 – перегородка для предотвращения
 прорыва газа; 12 – сливная трубка

Рисунок 4.25 – Общий вид и разрез горизонтального сепаратора

Нефтегазовая смесь, подаваемая в патрубок 1, вначале попадает в диспергатор газа 2, где происходит дробление (диспергирование) нефтегазовой смеси. Диспергирование нефти приводит к существенному увеличению поверхности контакта нефть-газ, в результате чего происходит интенсивное выделение газа из нефти. Однако глубокое отделение газа от нефти получается в том случае, когда выделившийся в трубопроводе газ отделяется от нефти до подхода к сепаратору. После диспергатора из газа под действием гравитационных сил значительная часть капельной нефти оседает на наклонные плоскости 3, а незначительная часть ее в виде мельчайших капелек уносится основным потоком газа. Для изменения структуры потока наклонные плоскости следует выполнять с уступами (порогами), способствующими выделению газа из жидкости.

Основной поток газа вместе с мельчайшими частицами нефти, не успевшими осесть под действием силы тяжести, встречает на своем пути жалюзийную насадку 4, в которой происходят «захват» (прилипание) капелек жидкости и дополнительное отделение их от газа; при этом образуется пленка, стекающая в поддон, из которого по трубе 12 она попадает под уровень жидкости, в сепараторе.

Объем автоматизации сепаратора:

1. Давление в сепараторе – измерение, сигнализация.
2. Уровень жидкости – измерение, регулирование, сигнализация предельных значений.
3. Уровень жидкости – защита, сигнализация состояния клапана.
4. Температура жидкости на выходе – измерение.

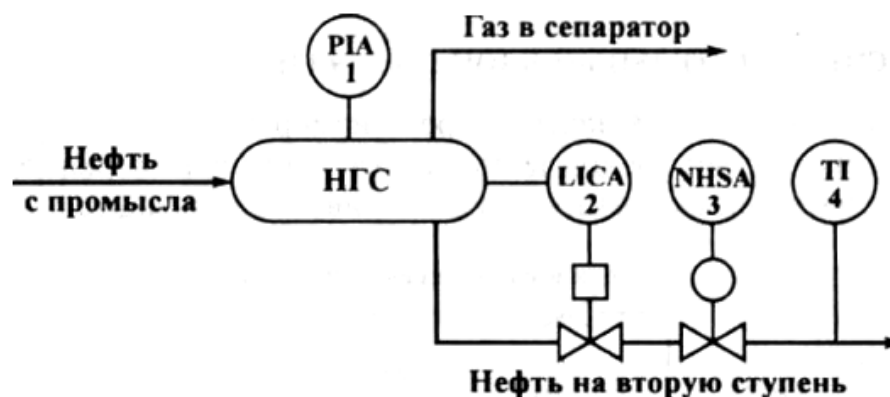


Рисунок 4.26 – Объем автоматизации сепаратора

4.12 Автоматизация электродегидраторов

Электродегидратор – аппарат для отделения воды от сырой нефти путём разрушения нефтяных эмульсий обратного типа (вода в нефти) в электрическом поле. Воздействие на эмульсии электрическим полем производится в электродегидраторах, снабженных электродами, к которым подводится высокое напряжение переменного тока промышленной частоты. В результате индукции электрического поля диспергированные глобулы воды поляризуются с образованием в вершинах электрических зарядов, изменяют направление своего движения синхронно полю и всё время находятся в состоянии колебания. Форма глобул постоянно меняется, что приводит к смятию структурно-механического барьера, разрушению адсорбционных оболочек и коалесценции глобул воды.

Производительность электродегидраторов с ёмкостью аппарата 200 м^3 - до $6000 \text{ м}^3/\text{сут}$, остаточное содержание воды в товарной нефти 0-0,2%.

Горизонтальный аппарат может применяться при давлениях от 1,0 до 1,8 МПа и при температурах от 110 до 160 градусов.

Объем автоматизации электродегидратора:

1. Давление нефти на выходе - измерение, регулирование.
2. Расход нефти на выходе - измерение.
3. Обводненность нефти на выходе - измерение, сигнализация.
4. Уровень раздела фаз - измерение, регулирование, сигнализация.

5. Расход дренажной воды - измерение.
6. Расход пресной воды - измерение, регулирование.
7. Уровень масла в масляных вводах - измерение, сигнализация, защита.
8. Температура масла в трансформаторе - измерение, сигнализация, защита.
9. Токи в фазах - измерение, сигнализация, защита.

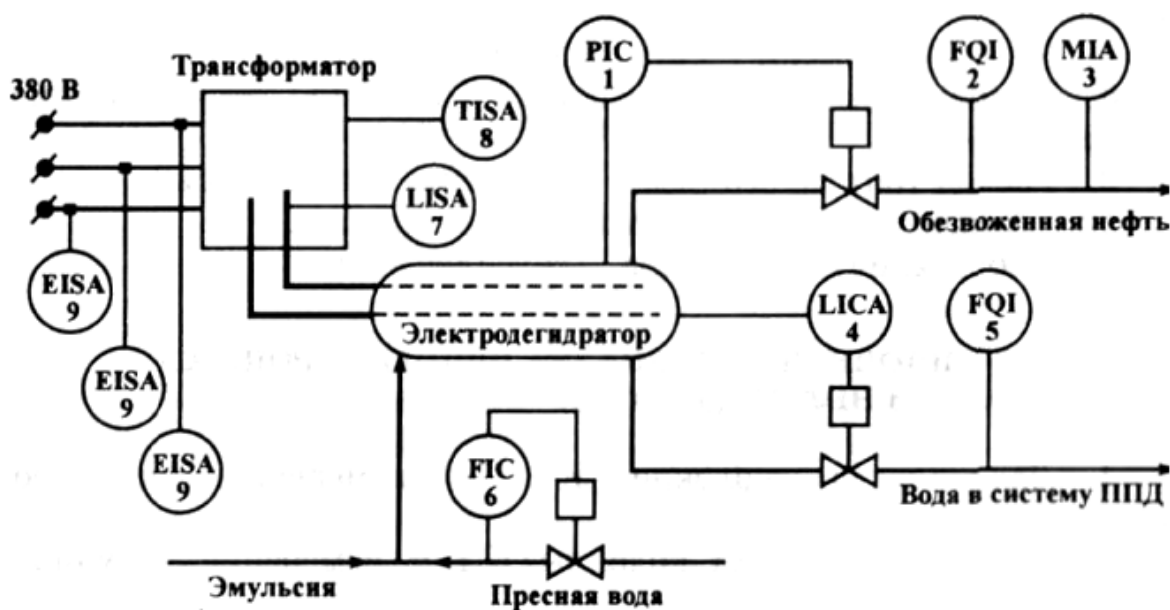


Рисунок 4.27 – Объем автоматизации электродегидратора

5 АВТОМАТИЗАЦИЯ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

Резервуарные парки (РП) используются как на нефтегазодобывающих предприятиях, так и в трубопроводном транспорте нефти, в основном, на головных нефтеперекачивающих станциях. Число резервуаров в парках доходит до 50-100 тыс. м³ и более.

РП разделяют на головные и промежуточные.

Головные предназначены для приема с установок подготовки нефти на промыслах, либо с других магистральных трубопроводов.

Промежуточные РП используются на промежуточных насосных станциях для создания определенного запаса нефти и служат буферной емкостью для компенсации неравномерности подачи и приема нефти и нефтепродуктов. Промежуточные парки значительно меньше головных.

Особенностью работы РП на станциях магистральных трубопроводов является повышенная скорость наполнения и опорожнения резервуаров. В отличие от других предприятий, где процессы хранения и транспортировки вспомогательные, на магистральных трубопроводах эти процессы основные, определяющие состав оборудования и характер его работы.

В состав РП входят:

- резервуары;
- подпорные насосные;
- перекачивающие насосные;
- технологический трубопровод с узлами переключения;
- замерный узел;
- узел регуляторов давления;
- вспомогательные сооружения.

В полном объеме этот состав характерен для насосных станций магистральных трубопроводов. В остальных случаях состав может варьироваться.

Объем автоматизации отдельного резервуара

1. Температура в резервуаре - измерение.

2. Уровень жидкости - измерение, сигнализация, защита.
3. Уровень раздела фаз (нефть - вода) - измерение, сигнализация, защита.
4. Задвижка на входе нефти - управление, состояние.
5. Задвижка на выходе нефти - управление, состояние.
6. Задвижка на выходе воды - управление, состояние.
- 7,8,9. Защита технологических трубопроводов от превышения и понижения давления.

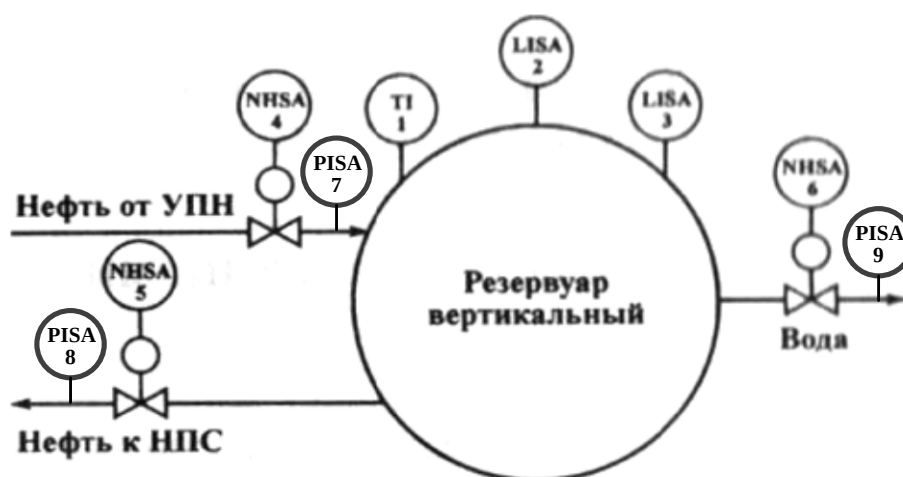


Рисунок 5.1 – Объем автоматизации отдельного резервуара

В зависимости от размеров, конструктивных особенностей резервуаров, а также степени централизации контроля и управления объем автоматизации может отличаться.

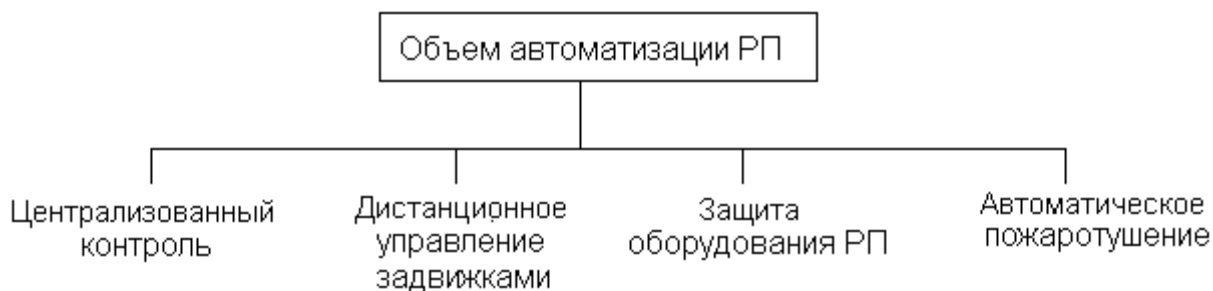


Рисунок 5.2 – Объем автоматизации резервуарного парка

К централизованному контролю относятся:

- измерение уровня нефти во всех резервуарах;

- измерение средней температуры нефти;
- контроль скорости наполнения/опорожнения резервуаров;
- сигнализация положения задвижек;
- сигнализация срабатывания защиты.

Защита оборудования РП предусматривает следующие виды противоаварийные защиты:

- защиту от переполнения резервуаров;
- защиту по нижнему уровню нефти в резервуарах;
- защиту от превышения скорости заполнения/опорожнения резервуаров;
- защиту системы размыва данных отложений в резервуаре (отключением при высоких и низких уровнях нефти).

Основным защитным воздействием при этом является закрытие задвижек на резервуарах и переключение потока нефти в специальную выделенную емкость аварийного сброса.

Основными функциями системы автоматизации РП являются:

- автоматическое управление процессами заполнения и опорожнения резервуаров;
- коллективный учет нефти или нефтепродуктов;
- автоматическая защита резервуаров по предельному уровню.
- Системы централизованного контроля и коллективного учета осуществляют два вида операций:
 - контрольно-оперативные;
 - товарно-учетные.

Контрольно-оперативная информация используется для выработки немедленно реализуемого управляющего воздействия и характеризует состояние объекта в текущий момент времени. Такая информация требует высокого быстродействия при относительно невысоких требованиях точности.

Товарно-учетная информация необходима для получения объективной информации (коммерческой, бухгалтерской и учетной) и должна быть точной и достоверной, а скорость ее получения не столь существенна.

Измерение уровней продуктов в резервуарах осуществляется уровнемерами различного типа, обеспечивающими как местное, так и дистанционное показание.

При больших скоростях наполнения, учитывая опасность перерыва, устанавливаются дополнительные сигнализаторы предельного уровня, обеспечивающие автоматическое включение насоса, а также открытие и закрытие электроуправляемых задвижек. Закрытие подводящих к резервуарам коллекторов, и открытие на трубопроводе сброса в резервную емкость. В связи с этим различают следующие уставки (рисунок).

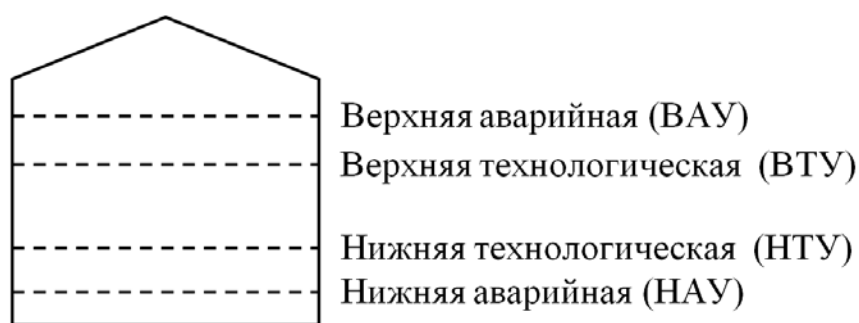


Рисунок 5.3 – Уставки сигнализаторов отдельного резервуара

На задвижку трубопровода сброса нефти в резервную емкость воздействует также система защиты подводящих трубопроводов от повышения в них давления. При срабатывании датчика давления на входе в РП задвижка открывается и нефть параллельно направляется в резервуарную емкость.

Основная работа диспетчера состоит в заполнении или опорожнении резервуаров по мере изменения уровней и переключение на другие резервуары. В больших РП (больше 10 резервуаров) для этих целей обычно используют систему программного управления переключением резервуаров. При этом диспетчер определяет порядок работы резервуаров, а их наполнение/опорожнение и управление задвижками осуществляется автоматически.

6 АВТОМАТИЗАЦИЯ УЧЕТА НЕФТИ

При учете нефти и нефтепродуктов измеряют массу или объем и параметры качества – плотность, содержание балласта (воды, солей, механических примесей, серы), упругость паров и другие параметры, устанавливаемые техническими условиями, стандартами на продукт или соглашением между поставщиком и потребителем (продавцом и покупателем).

В зависимости от целей, преследуемых при учете, условно различают оперативный и коммерческий учет нефти и нефтепродуктов.

Оперативный учет производится в пределах предприятия с целью оперативного контроля или оценки результатов производственной и хозяйственной деятельности отдельных подразделений - бригад, участков, установок, промыслов, НГДУ, НПЗ, НПС, РНУ и т.д.

Коммерческий учет производится при операциях поставки-приемки (купли-продажи) нефти и нефтепродуктов между предприятиями поставщиками (продавцами) и потребителями (покупателями).

Методы, технические средства и требования к точности измерений при оперативном и коммерческом учете неодинаковы. При оперативном учете они могут устанавливаться самими предприятиями или объединением (корпорацией), в состав которого они входят. При коммерческом учете требования к используемым методам, средствам измерений, точности измерений и организации учета определяются стандартами и принятыми в установленном порядке другими нормативными документами и соглашениями сторон.

При учете нефти и нефтепродуктов результат измерений может выражаться как в единицах объема, так и массы. Во многих, в том числе развитых странах учет ведется в единицах объема. В России принято вести учет в единицах массы. Каких-либо существенных преимуществ определения количества нефти в объемных или массовых единицах не имеется и тот факт, что в разных странах используются разные единицы, можно скорее объяснить сложившимися традициями.

В качестве основного средства коммерческого учета нефти используются системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН). Наряду с этим названием в нормативных документах и литературе используется название установки для учета нефти и нефтепродуктов (УУН).

СИКН: Совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти, и предназначенная для:

- получения информации об измеряемых параметрах нефти и условиях измерений,
- автоматической и ручной обработки результатов измерений,
- индикации и регистрации результатов измерений и результатов их обработки.

6.1 Требования к точности коммерческого учета нефти

В соответствии с ГОСТ 8.589-2007 пределы допускаемой относительной погрешности измерений не должны превышать:

Метод измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
	брутто	нетто
Измерения массы нефти с применением СИКН	$\pm 0,25 \%$	$\pm 0,35 \%$

К средствам измерения, входящим в состав СИКН, предъявляются следующие требования:

- пределы допускаемой относительной погрешности преобразователей объемного расхода в рабочем диапазоне расходов должны быть не более $\pm 0,15\%$;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей плотности должны быть не более $\pm 0,36 \text{ кг/м}^3$;

- пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры должны быть не более $\pm 0,2$ °C;
- пределы допускаемой приведенной погрешности преобразователей давления должны быть не более $\pm 0,5\%$;
- пределы допускаемой относительной погрешности СОИ должны быть не более $\pm 0,05\%$.

Дополнительные средства измерения, входящие в состав СИКН, должны иметь следующие характеристики:

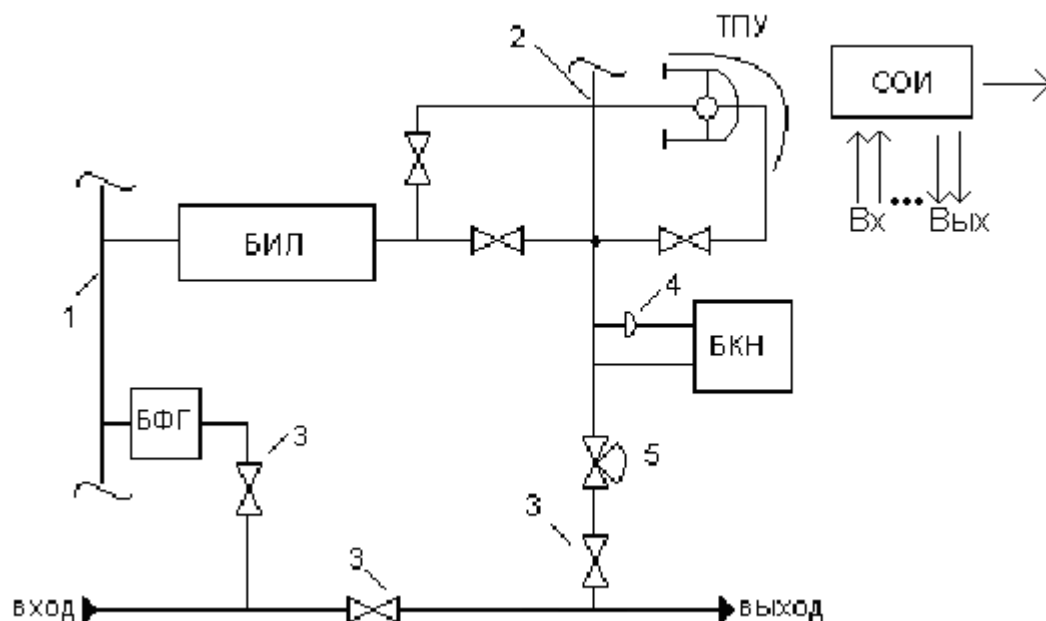
- пределы допускаемой абсолютной погрешности влагомера должны быть не более $\pm 0,1\%$ объемной доли воды;
- пределы допускаемой приведенной погрешности вискозиметра должны быть не более $\pm 1,0\%$.

6.2 Состав и назначение оборудования СИКН

На СИКН могут применяться различные типы средств измерений, может быть различной степень автоматизации измерений, сбора и обработки информации, но состав СИКН, их схема, выполняемые функции и объём измерений имеют много общих черт.

Технологическая схема СИКН на каждом объекте может иметь свои особенности, но она во всех случаях содержит следующие основные блоки (узлы):

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок фильтров (БФ);
- блок контроля качества нефти (нефтепродуктов) (БКН);
- узел регулирования давления и расхода (УР);
- систему обработки информации (СОИ);
- поверочную установку (ПУ).



- БФГ – блок фильтров грубой очистки; БИЛ – блок измерительной линии;
 БКН – блок контроля показателей качества нефти (поточные влагомеры, плотномеры, солемеры, вискозиметры и т.д.); ТПУ – трубопоршневая установка для поверки счетчиков в блоке измерительных линий;
 СОИ – система обработки информации для измерения параметров и управления оборудованием СИКН;
- 1,2 – входной и выходной коллекторы; 3 – коммутационные задвижки;
 4 – пробозаборное устройство (обычно щелевого типа); 5 – узел регулирования расхода и давления

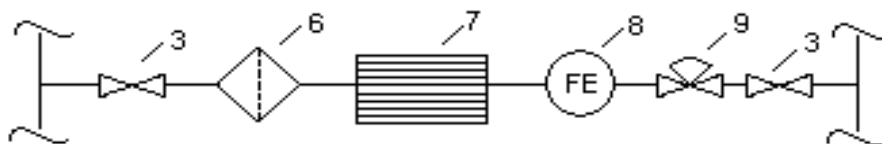
Рисунок 6.1 – Схема СИКН

Блок фильтров предназначен для очистки продукта от грубых механических примесей, чтобы исключить засорение и поломку преобразователей расхода. Фильтры, задерживая примеси, постепенно засоряются и нуждаются в периодической очистке. Желательно, чтобы блок фильтров позволял производить их очистку без остановки процесса перекачки и измерения продукта. Для этого он должен включать не менее двух параллельных фильтров, пропускная способность каждого из которых не меньше пропускной способности рабочих измерительных линий БИЛ.

Узел регулирования давления и расхода проектируется при необходимости поддержания определенных значений давления и расхода продукта через БИЛ и устанавливается на выходе СИКН.

Поверочная установка позволяет проводить поверку преобразователей расхода и контроль их метрологических характеристик на месте эксплуатации без нарушения процесса измерения. В качестве ПУ могут использоваться трубопоршневые поверочные установки (ТПУ) и компакт-пруверы. СИКН может быть оснащена стационарной поверочной установкой, либо обслуживаться передвижной.

6.3 Блок измерительных линий (БИЛ)



3 – отсекающие задвижки; 6 – фильтр тонкой очистки; 7 – струевыпрямитель для выравнивания профиля скоростей потока (сетчатой или трубчатой конструкции); 8 – расходомер (объемный или массовый); 9 - регулятор расхода для контроля и поверки счетчиков в рабочем диапазоне

Рисунок 6.2 – Состав измерительной линии

Объем автоматизации измерительной линии:

1. Перепад давления на фильтрах - измерение, сигнализация.
2. Расход нефти в каждой измерительной линии - измерение.
3. Давление нефти в каждой измерительной линии - измерение, сигнализация.
4. Температура нефти в каждой измерительной линии - измерение.
5. Обводнённость нефти - измерение, сигнализация, защита (возможно в отдельном блоке БКН).

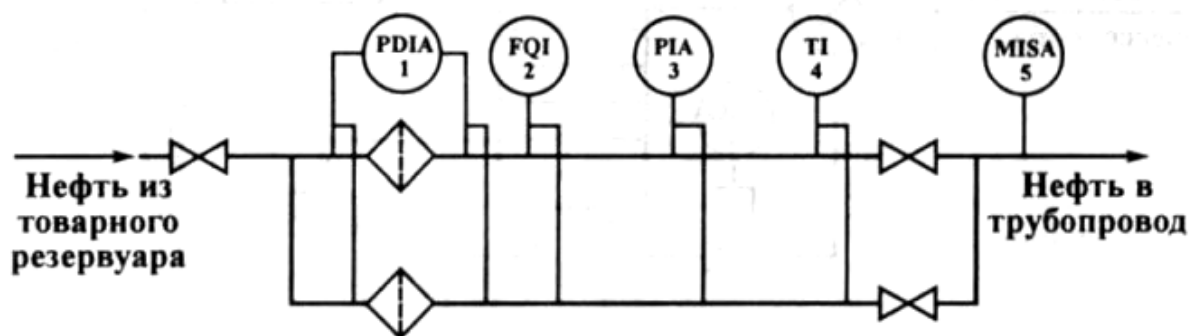
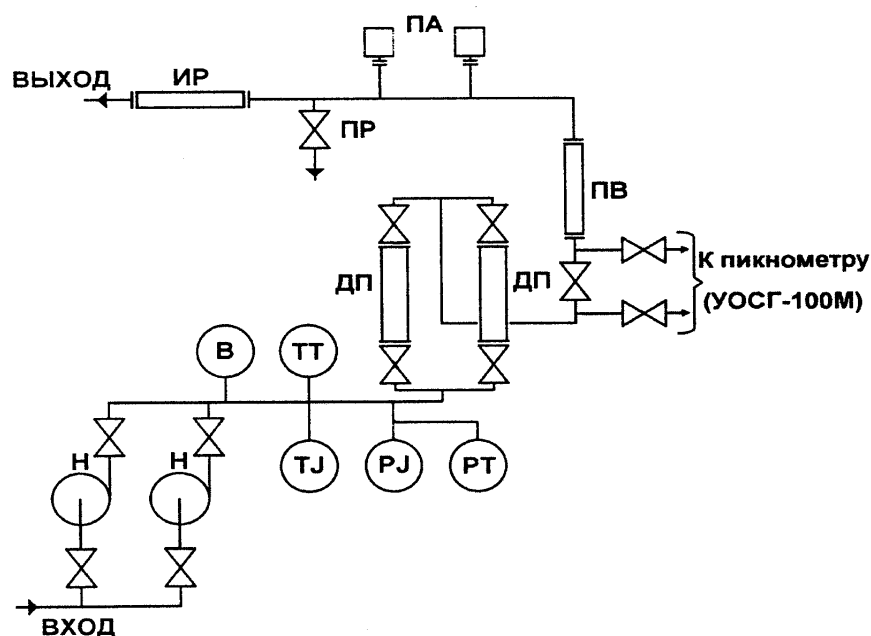


Рисунок 6.3 - Объем автоматизации измерительной линии

6.4 Блок контроля качества нефти и нефтепродуктов



Н – циркуляционные насосы (1 или 2); ИР- индикатор (расхода) скорости продукта через БКН; ДП-датчик плотности со встроенными датчиками температуры 1 или 2 шт (по требованиям потребителя); ПВ-преобразователь влагомера; ПА-пробоотборник автоматический - 1 или 2 шт. (по требованию потребителя); ПР-ручной отбор пробы; РТ - датчик давления; РІ - манометр показывающий; ТТ - датчик температуры; ТІ – термометр показывающий; В – вискозиметр (устанавливается в том случае, если в СИКН используются ТПР с коррекцией по вязкости продукта).

Рисунок 6.4 – Состав БКН

БКН представляет собой часть СИКН, обычно выполненную в виде утепленного помещения (блок-бокса или шкафа), в котором размещаются средства измерений параметров качества продукта, пробоотборник и другие устройства. БКН устанавливается на байпасе основного трубопровода (коллектора) СИКН и через него проходит только часть потока продукта.

Состав и схема БКН зависят от типа применяемых преобразователей расхода и перечня параметров качества продукта, которые необходимо измерять.

Два датчика плотности устанавливают для повышения надежности измерений. Датчики могут устанавливаться как параллельно, так и последовательно. Предпочтительна параллельная установка, так как при этом уменьшаются гидравлические потери и при равномерном распределении потока через оба датчика результаты измерений одинаковы. Оба датчика плотности находятся в работе и путем сличения их сигналов осуществляют контроль за правильностью измерений и своевременно выявляют метрологический отказ датчиков.

Кроме того, на узлах учета нефти в состав БКН могут входить такие анализаторы качества, как поточные влагомер, солемер, серомер, прибор для измерения объема свободного газа в нефти.

К сожалению, в настоящее время надежные автоматические анализаторы качества нефти и нефтепродуктов отсутствуют, имеющиеся анализаторы используются в основном в качестве индикаторов. Параметры качества продукта определяют в лабораториях по отобранной объединённой пробе продукта. Для отбора такой пробы в БКН устанавливают автоматический пробоотборник, отбирающий пробы равными дозами через заданные доли объёма или массы, проходящие через СИКН.

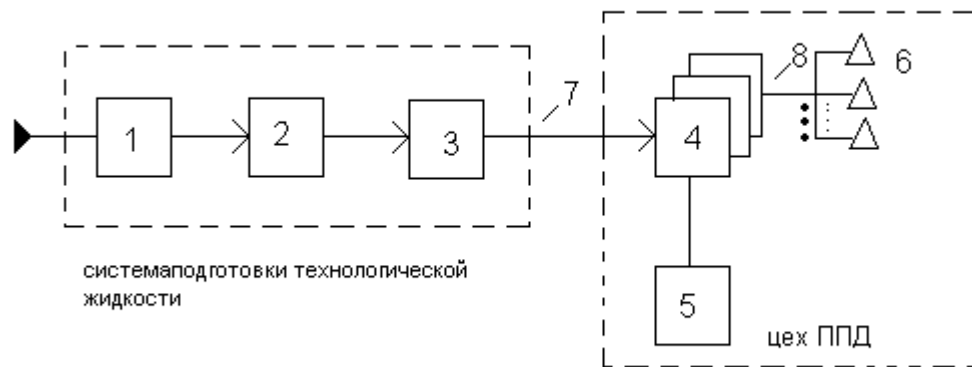
7 АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Широко применяется поддержание пластового давления путем закачки воды в законтурную зону продуктивных пластов. В этом случае создается искусственный контур питания, охватывающий по периметру всю нефтяную залежь. Эксплуатационные скважины располагаются как бы внутри искусственно созданного контура питания. Законтурное нагнетание воды в пласт позволяет приблизить контур питания непосредственно к самой залежи и поддерживать на нем высокое пластовое давление, что, в свою очередь, способствует повышению темпов отбора. Поддержание пластового давления при законтурном заводнении осуществляется путем закачки воды в специальные нагнетательные скважины.

На нефтяных месторождениях основным назначением объектов ППД является сбор, подготовка и нагнетание воды в пласт с целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти к добывающим скважинам. Количество нагнетаемой воды зависит от многих факторов и составляет от 1,5 до 2,5 м³ на тонну добываемой нефти. В связи с этим цеха ППД являются самыми крупными потребителями воды, а также электроэнергии.

Наиболее массовыми объектами системы ППД являются кустовые насосные скважины (КНС) и нагнетательные скважины.

КНС предназначены для закачки очищенной воды в продуктивные пласты. Число КНС, их расположение на местности (месторождении), а также мощность устанавливаемых в них агрегатов определяют на основе проекта разработки месторождения и технико-экономических расчетов. Во избежание больших гидравлических потерь в водоводах при закачке воды в пласт, а также уменьшения возможности попадания в призабойную зону пласта взвешенных механических примесей в виде продуктов коррозии КНС размещают вблизи нагнетательных скважин.



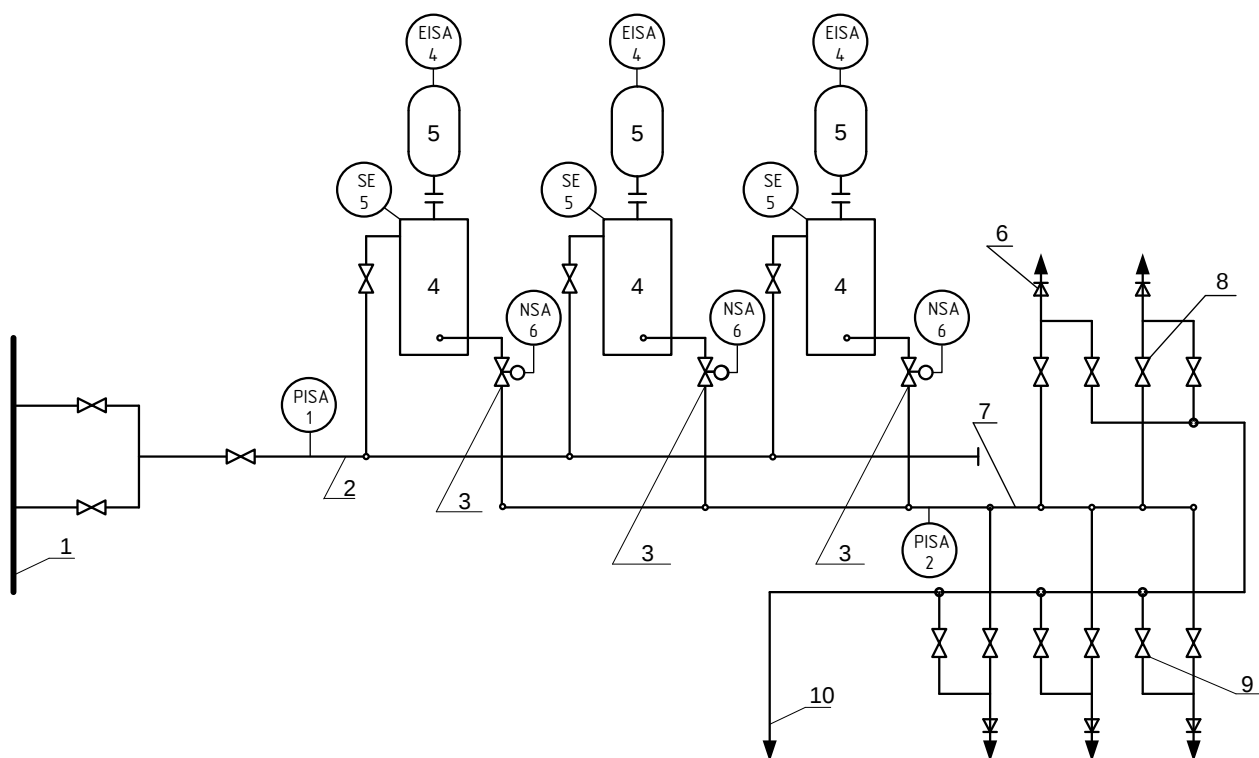
1 – объекты водозабора; 2 – водоочистные сооружения; 3 – насосные станции подкачки для транспортирования воды в цеха ППД; 4 – кустовые насосные станции (КНС); 5 – трансформаторные подстанции системы энергоснабжения КНС; 6 – нагнетательные скважины для нагнетания воды в пласт; 7 – водоводы низкого давления ($\sim 2,5$ МПа); 8 – водоводы высокого давления ($\sim 15-25$ МПа и более)

Рисунок 7.1 – Основные объекты ППД

В зависимости от числа скважин на этих станциях устанавливают от двух до восьми центробежных насосов с давлением нагнетания от 4 до 20 МПа. Каждая кустовая станция обслуживает 15-20 нагнетательных скважин

Технологическая схема КНС представлена на рисунке 7.2.

В состав КНС (рисунок) входят следующие технологические объекты: приемный коллектор; блок, состоящий из центробежных насосов с электродвигателями; распределительное устройство РУ-6.



1 – магистральный водовод; 2 – приемный коллектор; 3 – дистанционно-управляемые задвижки; 4 – центробежные насосы; 5 - электродвигатели; 6 – расходомеры; 7 – высоконапорный коллектор-распределитель (блочная гребенка для распределения и учета воды по водоводам); 8, 9 – задвижки; 10 – пруды испарители.

Рисунок 7.2 – Схема КНС

Для предотвращения перекачки жидкости одним насосом через другой, на выкиде насосов установлены обратные клапаны.

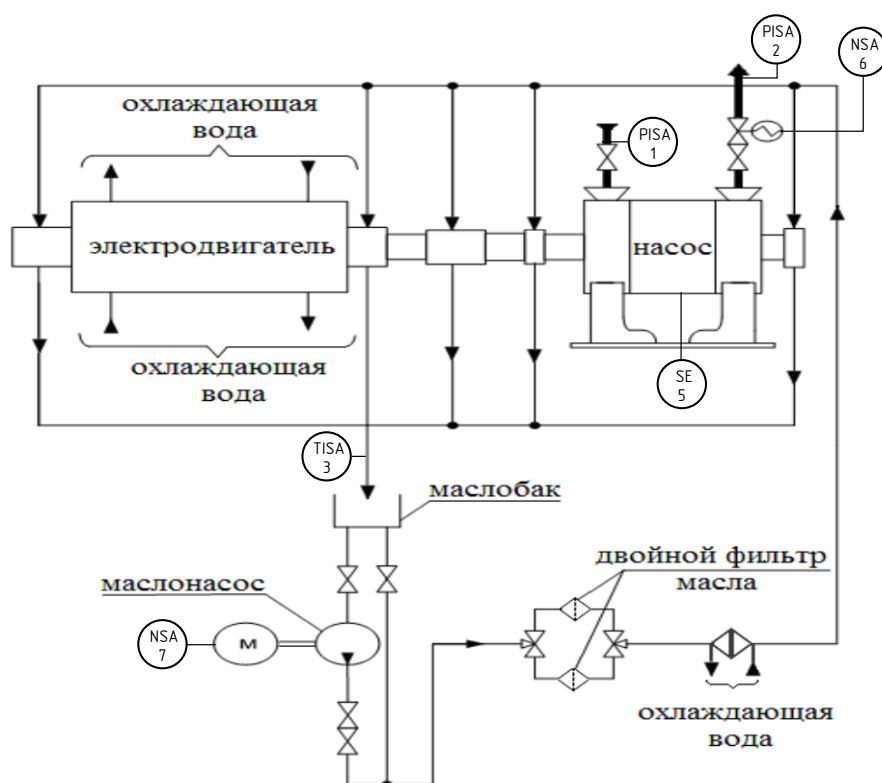
Из магистрального водовода 1 вода поступает в приемный коллектор 2, откуда попадает в центробежные насосы 4, приводимые в движение электродвигателями 5. Пройдя насосы и дистанционно управляемые задвижки 3, вода попадает в высоконапорный коллектор-распределитель 7, где давление доходит до 9,5-19 МПа. Из этого коллектора через задвижки 8 и 9 и расходомеры 6 вода направляется в нагнетательные скважины.

На случай вынужденного прекращения подачи воды из магистральных водоводов в системе КНС предусмотрены металлические резервуары вместимостью 400 м³, обеспечивающие работу насосных агрегатов в течение

двух часов. Поскольку в схеме автоматизации КНС предусмотрена гидравлическая защита насосов при понижении давления ниже допустимого (0,2-0,3 МПа), для устойчивой работы насосных агрегатов с забором воды из резервуаров на их приемных линиях устанавливают дополнительные подпорные насосы.

В схеме КНС предусмотрена возможность промывки скважин и разводящих водоводов изливом, а также дренажными призабойными утечками для очистки ее от закупоривающего материала. Для этого задвижки 9 закрывают, грязную воду отводят в пруды – испарители через коллекторы 10.

Одной из важных вспомогательных подсистем является система маслоснабжения насосного агрегата, которая используется для смазки и охлаждения подшипников насосного агрегата.



- 1 – электродвигатель; 2- центробежный насос; 3- электрозадвижка на выходе насоса с обратным клапаном; 4 – маслоохладители; 5 – маслофильтры;
6 – маслоснасосы; 7 – маслобаки

Рисунок 7.3 – Технологическая схема насосного агрегата

Каждый насосный агрегат имеет отдельную систему смазки для двигателя и насоса. Давление масла в системе смазки – до 0,3 МПа, температура подшипников - до 75 °С.

Объем автоматизации насосных агрегатов КНС:

1. измерение и контроль давления на всасывании (при давлении, не превышающем значения 0,3 МПа)
2. измерение и контроль давления на линии нагнетания (при достижении 16 МПа) насоса,
3. измерение и контроль температуры масла на сливе из подшипников (до 75 °С);
4. электротехническая защита двигателя (по току, напряжению, K_3);
5. измерение и защита от вибрации агрегата, превышающей уставку 11 мм/с;
6. управление задвижками на выходе из насосов;
7. управление маслонасосом;
8. защита от больших утечек воды через сальники;
9. сигнализация по аварийным параметрам защиты, а также о состоянии насосного агрегата (вкл\выкл), маслонасосов (вкл\выкл), задвижки на выходе насосного агрегата (закр\откр) и об отсутствии питающего напряжения ($U_{пит}$).

По характеру причин, вызывающих отключение насосного агрегата, защита классифицируется на допускающую и не допускающую повторное включение агрегата. В случаях, связанных с внешними факторами (например, отключение по давлению, перебою в подаче смазки и т.п.), возможно повторное включение после восстановления нормального значения параметров. Когда отключение связано с нарушением работы самого агрегата (например, перегревом подшипников или чрезмерными утечками), повторное включение не допускается.

Наиболее ненадежными являются узлы с трущимися деталями, поэтому контролю и защите по этим параметрам уделяется особое внимание.

8 АВТОМАТИЗАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ

8.1 Общие сведения

К магистральным нефтепроводам относятся трубопроводы протяженностью свыше 50 км и диаметром больше 219 мм.

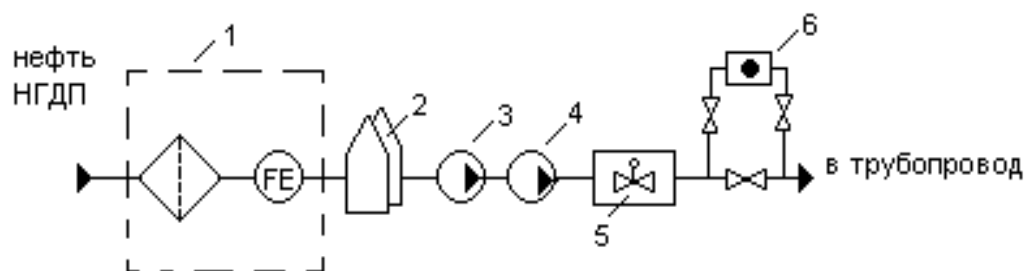
К основным объектам автоматизации магистральных нефтепроводов относятся:

- головные нефтеперекачивающие станции;
- промежуточные нефтеперекачивающие станции;
- резервуарные парки;
- линейная часть магистральных нефтепроводов с линейными задвижками.

Головная нефтеперекачивающая станция предназначена для приема нефти с установок ее подготовки на промысле или из других источников и последующей закачки нефти в магистральный нефтепровод. Промежуточные станции обеспечивают поддержание в трубопроводе напора, достаточного для дальнейшей перекачки.

Технологические (функциональные) системы управляемые АСУ НПС:

- магистральные насосные агрегаты;
- подпорные насосные агрегаты и резервуарные парки (для головных насосных станций);
- основные вспомогательные системы – маслосистема, подпорная вентиляция помещения электродвигателей и вентиляция камер беспромывальной установки;
- система откачки утечек нефти;
- система регулирования давления;
- система пожарной сигнализации и система пенного пожаротушения;
- система высоковольтного и низковольтного электроснабжения;
- вспомогательные системы – приточно-вытяжная вентиляция производственных помещений, система хозяйственно-производственного и противопожарного водоснабжения, система канализации и др.



- 1 - площадка фильтров и счетчиков; 2 – резервуарный парк для накопления необходимого запаса нефти; 3 – подпорные насосные станции, для создания необходимого давления на приеме магистральной насосной станции;
- 4 - магистральная насосная станция; 5 – узел регулирования давлений на входе и выходе НПС; 6 – площадка пуска очистных и диагностирующих снарядов

Рисунок 8.1 – Состав головной нефтеперекачивающей станции

Основные нефтяные насосы требуют для своей нормальной работы довольно значительный кавитационный запас: минимальное допустимое давление на их входе постепенно возрастает с 2,0 атм. для насосов НМ 1250-260, рассчитанных на наименьшую подачу, до 8,7 атм. для насосов НМ 10000-210, обладающих наибольшей подачей.

Подпорные насосы, применяемые для создания такого давления, требуют гораздо меньших значений давления на входе. Необходимый кавитационный запас для подпорных насосов находится в пределах от 0,22 до 0,5 атм. и может быть обеспечен за счет уровня взлива в резервуарах.

На промежуточных НПС наличие или отсутствие резервуарных парков и подпорных насосных станций определяется режимами работы этих станций.

Существуют 3 режима:

- через емкость;
- с подключенной емкостью;
- без емкости (или из насоса в насос).

В первом режиме поступающая на станцию нефть подается в один или несколько резервуаров, а забирается в то же время подпорной насосной из другого резервуара или группы резервуаров (рисунок).

При режиме с подключенной емкостью основной поток нефти подается непосредственно на вход подпорной насосной, а в резервуары поступает, или из них забирается то количество нефти, которое определяется разницей между приемом и откачкой (рисунок 8.2).

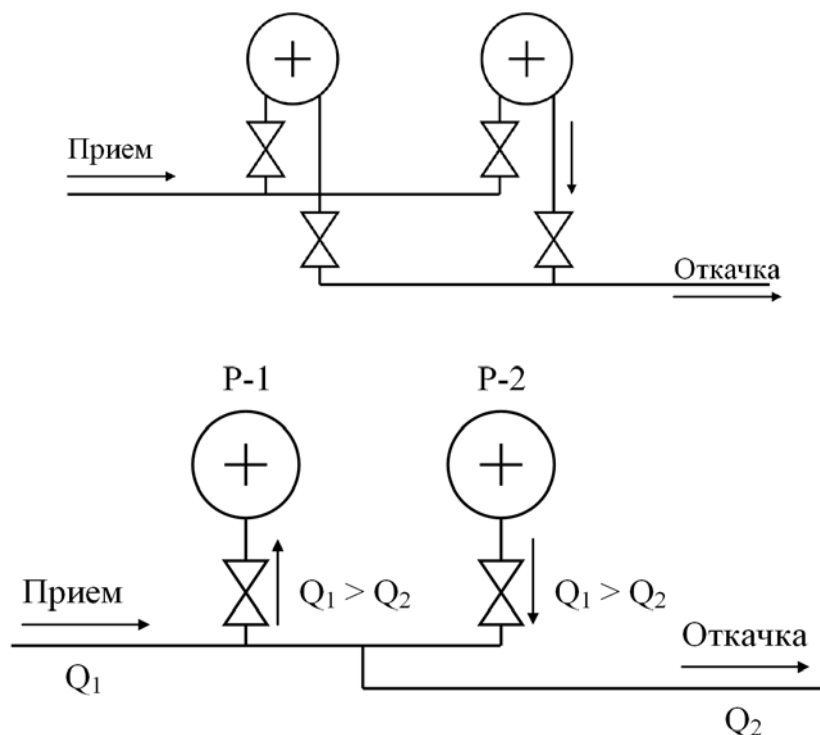


Рисунок 8.2 – Режимы работы промежуточных НПС

При режиме без емкости весь поток поступает на вход магистральной насосной.

Раньше резервуарные парки работали по схеме через емкость, что позволяло вести товарный учет нефти по резервуарам. Более совершенна схема с подключенной емкостью, которая стала применяться с появлением возможности измерения количества нефти на потоке узлами учета. Одновременно стала получать применение третья схема, при этом резервуары выполняют в основном функции резервных емкостей при нештатных ситуациях.

8.2 Архитектура системы управления технологическими и производственными процессами транспорта нефти

Система управления технологическими и производственными процессами транспорта нефти строится по принципу иерархического распределенного управления (в соответствии с международным стандартом МЭК/ИСО 62264-1 и ISA S95.01-2000), т.е. в виде многоуровневой, территориально и функционально распределенной системы.

Территориально распределенными организационными уровнями системы управления являются (рисунок):

- уровень операторной;
- уровень МДП;
- уровень РДП;
- уровень ТДП ДО МН;
- уровень ЦДП ОАО АК «Транснефть».

Функции уровня операторной - контроль и управление оборудованием одной НПС, ПСП, вспомогательными инженерными сооружениями НПС, технологическим процессом транспортировки нефти на площадке НПС, ПСП и при отсутствии МДП контроль и управление объектами линейной части магистральных нефтепроводов в зоне ответственности НПС (ЛПДС).

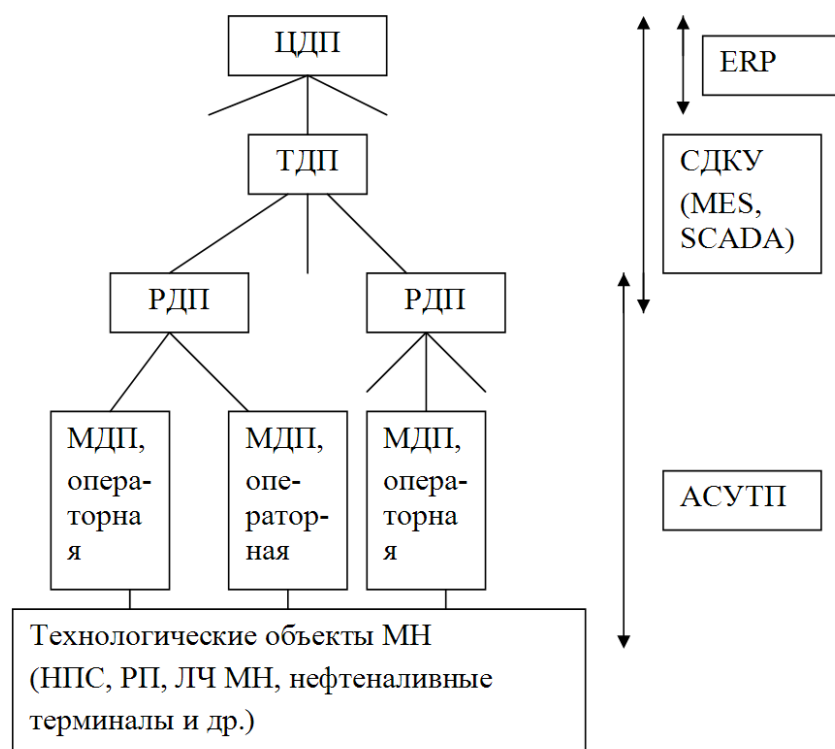


Рисунок 8.3 - Архитектура организационных уровней и систем управления магистральным транспортом нефти

Функции уровня МДП - контроль и управление оборудованием нескольких МНС, ПНС, вспомогательными инженерными сооружениями РП, НБ, ПСП, расположенными на одной площадке, технологическим процессом смешения нефти, наливом нефти на эстакаду с обеспечением взаимодействия указанных технологических объектов, контроль и управление объектами линейной части магистральных нефтепроводов в зоне ответственности НПС (ЛПДС).

Функции уровня РДП - контроль технологического процесса транспортировки нефти в пределах технологическим участкам МН, включая участки магистральных нефтепроводов, относящихся к смежным РДП, и управление в пределах установленных границ технологического участка МН для данного РНУ.

Функции уровня ТДП - контроль технологического процесса транспортировки нефти в пределах технологических участков МН, включая

участки магистральных нефтепроводов, относящихся к смежным ТДП, и управление в пределах установленных границ технологических участков МН для данного ДО МН.

Функции уровня ЦДП - оперативные контроль и управление системой магистральных нефтепроводов по обеспечению приема нефти от производителей в соответствии с графиком транспортировки и поставки нефти нефтеперерабатывающим предприятиям.

Реализация функций на различных уровнях осуществляется соответствующими системами (подсистемами) управления, согласованно управляющими всей совокупностью технологических и других производственных процессов транспортировки нефти:

- автоматизированными системами управления технологическими процессами (АСУТП);

- системами диспетчерского контроля и управления (СДКУ);

- системами финансово-организационного управления (ERP-системами), реализующими функции стратегического планирования ресурсов, стратегического планирования эксплуатации, инженерных расчетов, составления материальной отчетности и т.п.

СДКУ предназначена для автоматизированного распределенного контроля и управления технологическим процессом транспорта нефти по магистральным нефтепроводам (ведения истории производства, наблюдения за эксплуатацией, оптимизации энергетических потоков, накопление и предоставление данных). В СДКУ выделяются два функциональных уровня:

Взаимодействие между отдельными уровнями системы управления магистральным транспортом нефти реализуется с помощью различных систем и комплексов средств передачи информации на большие расстояния, включая системы телемеханики, сети цифровой связи и систему производственно-технологической связи (ПТС).

8.3 Объем автоматизации НПС

Система автоматизация НПС включает:

- агрегатную автоматику для автоматизации магистральных и подпорных насосных агрегатов (МНА, ПНС);
- общестанционную автоматику.

Агрегатной автоматикой предусматривается:

- измерение и контроль температуры подшипников насосных агрегатов;
- уровень вибрации (по параметру виброскорости);
- контроль утечек из уплотнений насосов и т.д.

Автоматическая защита по аварийным параметрам предусматривает выключение аварийного насосного агрегата и, как правило, включение резервного.

Общестанционной автоматикой предусматривается:

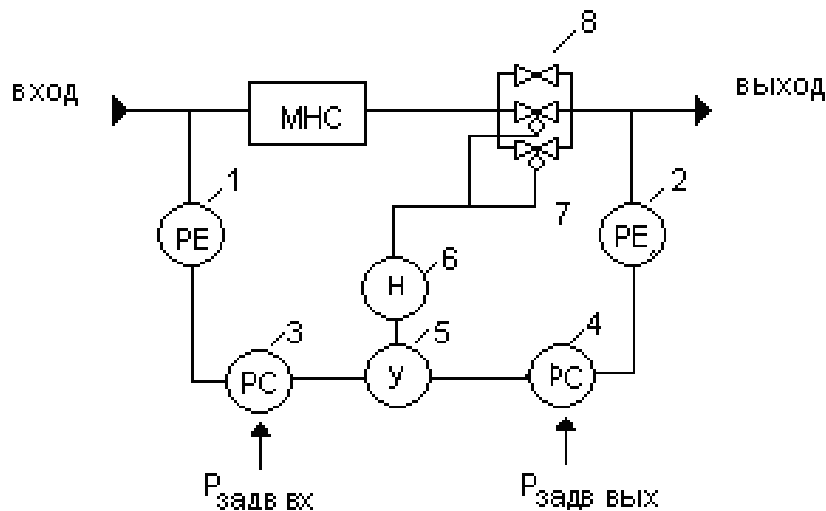
- автоматическое регулирование давлений НПС;
- защита НПС по давлениям (на входе, в коллекторе и на выходе);
- защита по затоплению помещений НПС;
- защита по загазованности помещений НПС;
- пожаротушение объектов НПС.

8.4 Автоматическое регулирование давлений НПС

Система автоматического регулирования должна поддерживать давление на входе НПС не ниже заданного, а на выходе - не выше заданного:

- поддержание давления нефти на приеме НПС не менее уставочного значения с целью обеспечения кавитационного запаса насосных агрегатов и одновременно максимально возможного расхода нефти по трубопроводу;
- поддержание давления нефти на выходе НПС не более уставочного значения для обеспечения сохранности трубопровода и/или требований режима перекачки с одновременным получением при этом максимально возможного расхода нефти по трубопроводу;

– снижение нагрузки на электродвигатели насосных агрегатов при пусках.



1,2 – датчики давления на входе и выходе НПС; 3,4 – регуляторы давления на входе и выходе НПС; 5 – блок селекции, выбирающий наибольший из двух управляющих сигналов; 6 – блок силовой электроники; 7 – регулирующие задвижки с электроприводом; 8 – байпасная линия

Рисунок 8.4 – Схема системы регулирования давлений НПС

Принцип работы регулятора заключается в следующем. Оба контура регулирования, каждый из которых независим друг от друга в плане аппаратного обеспечения, имеют задания, распределяемых по приоритетности следующим образом:

- удерживание на входе станции минимального давления -3.3 кг/см^2 ;
- стабилизацию на выходе станции заданного давления.

Кроме того, при запуске и в ходе работы магистральных агрегатов, регулятор может менять определяемую программой скорость нарастания давления. Это позволяет сгладить скачок давления и эффективно гасить ударную волну, возникающую при переходных процессах.

Удерживание минимального давления на входе насосов необходимо, для того чтобы рабочая полость насосов была заполнена нефтью, которая охлаждает корпус насоса, в противном случае происходит аварийная остановка

агрегата во избежания разрушения рабочего вала насоса при подхвате воздуха и возникающей вибрации или от перегрева.

Режим синхронного регулирования, при котором работают обе задвижки, используется при большой производительности насосов, когда на выход станции работают одновременно несколько агрегатов, и дифференциальное давление на регулирующей заслонке превышает предельный уровень, на который она рассчитана. При этом в работу вступает вторая задвижка, и избыточное давление распределяется на обеих заслонках.

8.5 Автоматизация насосного агрегата

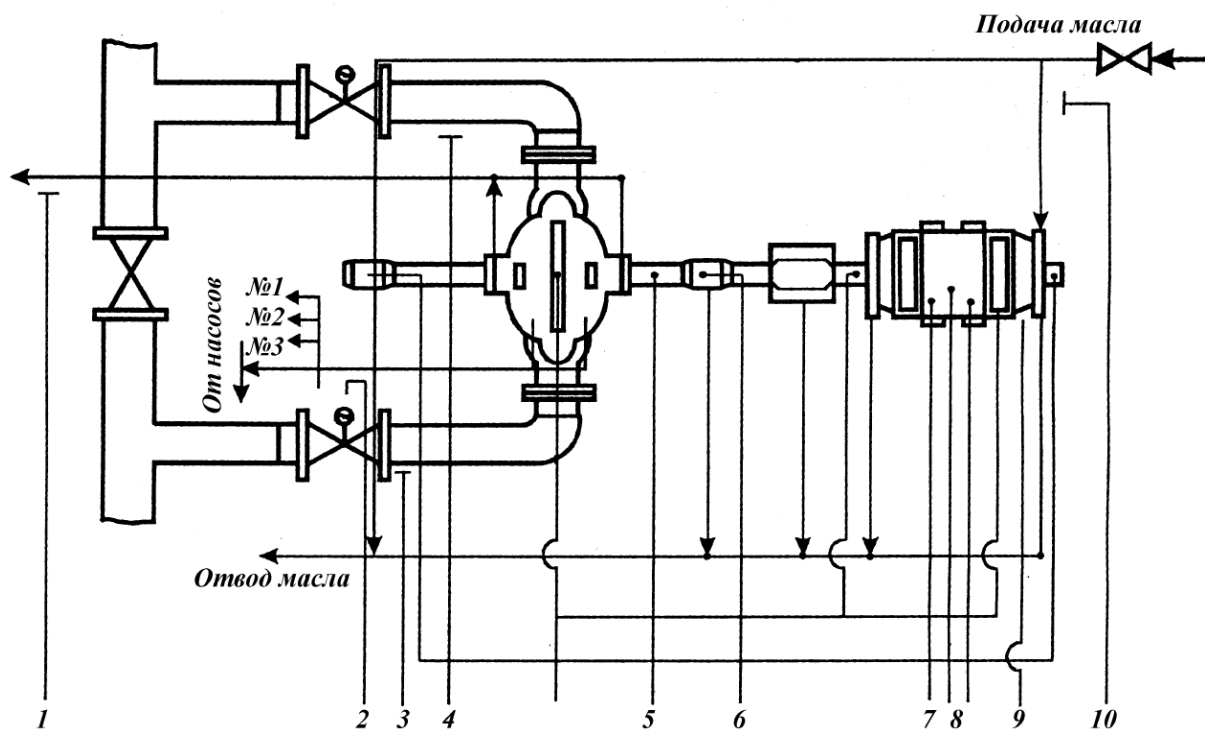


Рисунок 8.5 – Схема расположения точек измерения и автоматической защиты основного насосного агрегата

Подача масла контролируется электроконтактным манометром 10, контакты которого включены в пусковые цепи электродвигателя, что препятствует его включению при отсутствии давления в линии смазки. Кроме того, падение давления в маслосистеме также вызывает остановку электродвигателя.

Тепловая защита корпуса 6 насоса предотвращает его длительную работу на «закрытую задвижку», а контроль за входящим и выходящим из электродвигателя воздухом защищает обмотку статора от перегрева (в летнее время) и образования конденсата (зимой).

Эксплуатация электродвигателей, продуваемых воздухом при избыточном давлении, во взрывоопасных помещениях требует контроля. Сигнализатор 9 выдает разрешение на включение в работу агрегата. Герметичность торцевого уплотнения контролирует датчик 1, который обеспечивает защиту в случае резкого увеличения утечек. Вибрацию оборудования в процессе его работы регистрирует вибросигнализатор 5, который отключает агрегат при критических уровнях вибрации. Визуальный контроль за давлением всасывания и нагнетания насосов осуществляют с помощью манометров 3 и 4, причем применяют как механические, так и электроконтактные манометры. Счетчик 8 числа часов работы агрегата служит для равномерной загрузки агрегата, что способствует увеличению межремонтных сроков.

Давление в линии разгрузки контролируют с помощью манометра 2, а нагрузку электродвигателя фиксируют амперметром 7.

В зависимости от пусковых характеристик электродвигателя, схемы электроснабжения и системы разгрузки уплотнений могут применяться различные программы пуска, отличающиеся положением задвижки на выходе насоса в момент пуска основного электродвигателя:

- на открытую (полностью) задвижку;
- на закрытую задвижку;
- на открывающуюся задвижку (задвижка стронулась с закрытого положения или находится в промежуточном положении).

Программа пуска "на открытую задвижку" является предпочтительной, так как обеспечивает наименьшие динамические нагрузки в трубопроводной обвязке агрегата и наименьшие хлопки обратных клапанов, установленных на обводной линии насосов. Программу рекомендуется применять, если пусковые

характеристики электродвигателя и схема электроснабжения рассчитаны на соответствующие пусковые режимы.

Программа пуска «на закрытую задвижку» применяется, если установленное электрооборудование не может обеспечить пуск на открытую задвижку.

Программа пуска «на открывающуюся задвижку» применяется, когда неприемлема программа «на открытую задвижку» и когда установленные у насоса задвижки имеют привод небольшой мощности и поэтому не могут быть открыты при перепаде давления, создаваемом насосным агрегатом при закрытой задвижке.

Задачами системы автоматизации МНА является контроль:

- температуры подшипников насоса, двигателя, сальника уплотнительного вала, корпуса насоса, воздуха на выходе двигателя;
- герметичности разделительной диафрагмы;
- величины утечек из уплотнений насоса;
- давлений нагнетания и всасывания;
- вибрации насосного агрегата;
- срабатывания электрической защиты двигателя;
- незавершенности последовательности пуска и отключения насосного агрегата;

МНА могут управляться в следующих режимах (если переключатели режима работы станции и насосного агрегата имеют соответствующие состояния):

- автоматический, в котором пуск или остановка агрегата происходит по программе при получении соответствующей команды непосредственно из операторной, МДП или пункта управления более высокого уровня;
- резервный, в котором осуществляется автоматическое включение данного агрегата при отключении из-за неисправности одного из работавших насосных агрегатов устройствами защиты работавшего агрегата. При переводе

агрегата в «резервный» режим должна быть выполнена часть программы запуска, предшествующая включению масляного выключателя;

- кнопочный, в котором управление каждым элементом агрегата выполняется по индивидуальным командам из операторной или по месту;

- испытательный, в котором проводится проверка работы схемы управления агрегатом без включения масляного выключателя (или приводов всех элементов магистрального насосного агрегата).

Автоматическая защита осуществляет остановку МНА и другие действия, необходимые для локализации аварийных ситуаций.

Отключения МНА происходят в следующих ситуациях:

- при падении давления масла к подшипникам;
- при падении давления воздуха в электродвигателе;
- при повышении утечек из торцевых уплотнений;
- при повышении температуры подшипников и корпуса насоса;
- повышенная вибрация насосного агрегата;
- неисправность цепей управления масляными выключателями;
- при исчезновении оперативного напряжения;
- нажатие аварийных кнопок из насосного зала;
- нажатие кнопки «Стоп» на щите управления агрегата;
- при срабатывании электрической защиты;
- от технологических защит станции при аварийных давлениях;
- при повышенной загазованности;
- при возникновении пожара;
- при затоплении насосного цеха;
- при переполнении емкостей утечек;
- в случае аварии вспомогательных систем.

При срабатывании любой из вышеперечисленных защит срабатывает соответствующее электрическое табло и звуковая сигнализация.

Все защиты агрегата выполнены по схеме, не допускающей повторного дистанционного запуска агрегата после остановки устройством автоматической

защиты. Разрешение на повторный запуск дается ключом, установленным на блоке устройства защиты агрегата, размещаемом в операторной перекачивающей насосной. Повторный запуск может осуществляться только после выяснения ремонтным персоналом причин отклонения параметра от нормы и проведения соответствующих ремонтных работ.

Защита при аварийном повышении температуры подшипников необходима для предотвращения их выплавления. При повышении температуры возможно загорание смазочного масла, а при выплавлении подшипника электродвигателя - оседание вала, приводящее к разрушению изоляции и загоранию двигателей.

Защита по максимальной температуре корпуса насоса необходима для предотвращения его перегрева при длительной работе с нулевым расходом, например, на закрытую напорную задвижку. Обычно максимальная температура корпуса обуславливается нормальной работой резиновых деталей торцовых уплотнений и стойкостью краски насоса.

Защита по максимальной температуре воздуха на выходе электродвигателя требуется для предотвращения аварий электродвигателя. Аварийное повышение этой температуры может свидетельствовать о загорании обмоток электродвигателя.

Защита по максимальным утечкам из уплотнений насосов требуется для предотвращения разлива нефти в помещении насосов и переполнении резервуара-сборника утечек. При отсутствии на валу насоса соответствующих отбойных колец аварийные утечки из уплотнений могут привести к попаданию нефти в смазочное масло, циркулирующее в отделениях насосов и электродвигателей, что чревато опасностью возникновения пожаров и взрывов. Аварийные утечки могут быть при различных поломках механических уплотнений вала насосов. При сальниковых уплотнениях вала аварийные утечки возникают в результате выхода из строя набивки сальника.

Защита при повышенной вибрации дублирует защиту по температуре подшипников, а также защиту насосной по минимальному давлению на

всасывании (кавитации). Кроме того, защита по вибрации срабатывает при всевозможных механических повреждениях агрегата.

Защита агрегата при срабатывании устройств электрической защиты электродвигателя требуется для отключения насоса от трубопроводной обвязки перекачивающей насосной. Остановка основного электродвигателя агрегата в этом случае осуществляется устройствами его электрической защиты.

Неисправность цепей управления масляным выключателем основного электродвигателя агрегата может привести к крупной аварии, так как при этом электродвигатель не может быть остановлен ни кнопками «Стоп», установленными у насоса и электродвигателя, ни дистанционно из операторной или диспетчерской.

Защита при аварийной загазованности в отделении насосов осуществляет отключение всех магистральных насосных агрегатов и агрегатов всех вспомогательных систем насосной, за исключением вентиляционных установок. Это требуется для предотвращения возможности взрыва в насосной. Отключение МНА производится по программе, с закрытием задвижек на всасывании и нагнетании каждого агрегата. Таким образом, при срабатывании этой защиты прекращается доступ нефти в насосную.

Одновременно со срабатыванием защиты при загазованности в отделении насосов автоматически включается световая и звуковая сигнализация, чтобы оповестить обслуживающий персонал, который может оказаться в это время в насосной, о необходимости немедленно покинуть помещение.

Защита при пожаре в отделении насосов срабатывает так же, как и защита при загазованности, за исключением того, что отключаются также и все вентиляционные установки. Отключение магистральных насосов, насосов откачки сборников нефти и маслонасосов предотвращает подачу горючей среды в насосную в случае разрыва соответствующего трубопровода. Остановка вентиляторов предотвращает раздувание пламени воздухом. Одновременно со срабатыванием защиты при пожаре включается система автоматического пожаротушения, подающая испу м соответствующее

помещение перекачивающей насосной, и включается световая и звуковая сигнализация в насосной, извещающие о необходимости покинуть помещение.

Защита при затоплении отделения насосов срабатывает при проливе в насосных больших количествах нефти и заполнении ею всех каналов насосной. В этом случае содержание нефтяных паров в воздухе насосной часто намного меньше нижнего предела взрывоопасной концентрации и сигнализаторы загазованности не срабатывают. Но это не значит, что взрывоопасность в насосной отсутствует - непосредственно над поверхностью нефти, как правило, имеется взрывоопасная концентрация, и при появлении там искры может произойти взрыв.

Защита при аварийном максимальном уровне в резервуаре-сборнике утечек из насосных агрегатов осуществляет отключение всех МНА перекачивающей насосной.

Отключение МНА требуется для прекращения поступления нефти в резервуар-сборник утечек и предотвращения, таким образом, попадания нефти из этого резервуара на территорию станции.

Защита при аварии вспомогательных систем насосной, обеспечивающих циркуляцию смазочного масла и воды, а также подачу воздуха в воздушные камеры электродвигателей, осуществляется отключением МНА.

При срабатывании защиты любого работающего агрегата автоматически запускается программное управление агрегата вспомогательного режима. При импульсе запуска задвижки сторон всасывания-нагнетания открываются одновременно, интервал времени меньше, чем у агрегата главного режима.

8.6 Система сглаживания волн давления

При эксплуатации трубопроводов, в момент изменения режима перекачки, расхода по трубопроводу, в нем происходят сложные волновые процессы.

Изменение режима перекачки может быть вызвано:

- открытием/закрытием задвижек

- изменением режимов работы насосных агрегатов (их включения/выключения).

Возможные последствия волн давления:

- осевое разъединение фланцевых соединений;
- усталостное разрушение труб;
- нарушение целостности сварных швов;
- образование продольных трещин в трубах;
- нарушение соосности насосов и подводящих/отводящих труб;
- серьезные повреждения трубопроводов и опорных конструкций;
- повреждение других компонентов трубопроводов, таких, как наливные рукава, шланги, фильтры, сильфоны и т.п.

Система сглаживания волн давления (ССВД), например, Аркрон-3, предназначена для уменьшения амплитуды волны давления, возникающей в случае отключения одного или нескольких насосов на нефтеперекачивающей станции (НПС). Уменьшение амплитуды волны давления достигается частичным сбросом нефти из трубопровода в сбросную емкость. В отличие от предохранительных клапанов, ССВД реагируют не столько на абсолютную величину давления, сколько на скорость его увеличения.

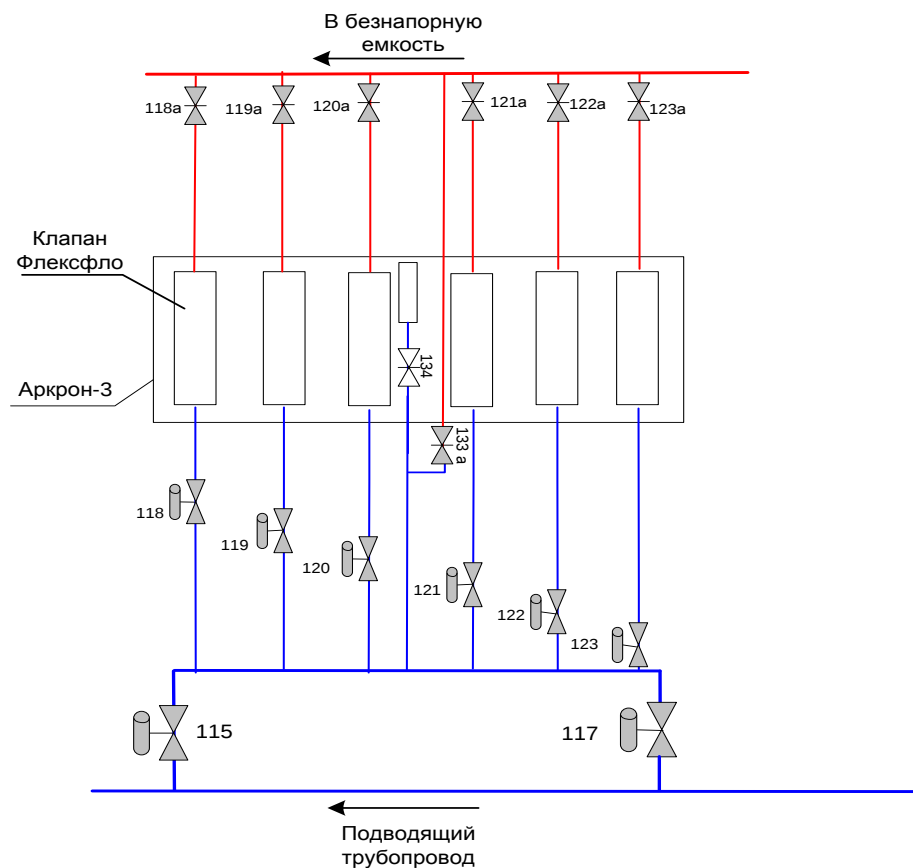


Рисунок 8.6 – Схема регулирующих клапанов

Скорость реакции регулирующих клапанов исчисляется десятками долей секунды, что позволяет в любых ситуациях (штатных и внештатных) стабильно поддерживать требуемые рабочие параметры.

В случае работы регулирующих клапанов в составе ССВД при стационарном режиме перекачки клапаны находятся в закрытом состоянии. При возникновении резкого повышения давления в магистральном нефтепроводе клапаны мгновенно открываются и сбрасывают часть нефти в стационарные резервуары, тем самым предотвращая дальнейшее резкое повышение давления сверх заданной величины. Процесс закрытия клапанов зависит от настройки системы управления ССВД, и протекает с плавным уменьшением потока сброса нефти через клапаны в резервуары до его полного закрытия.

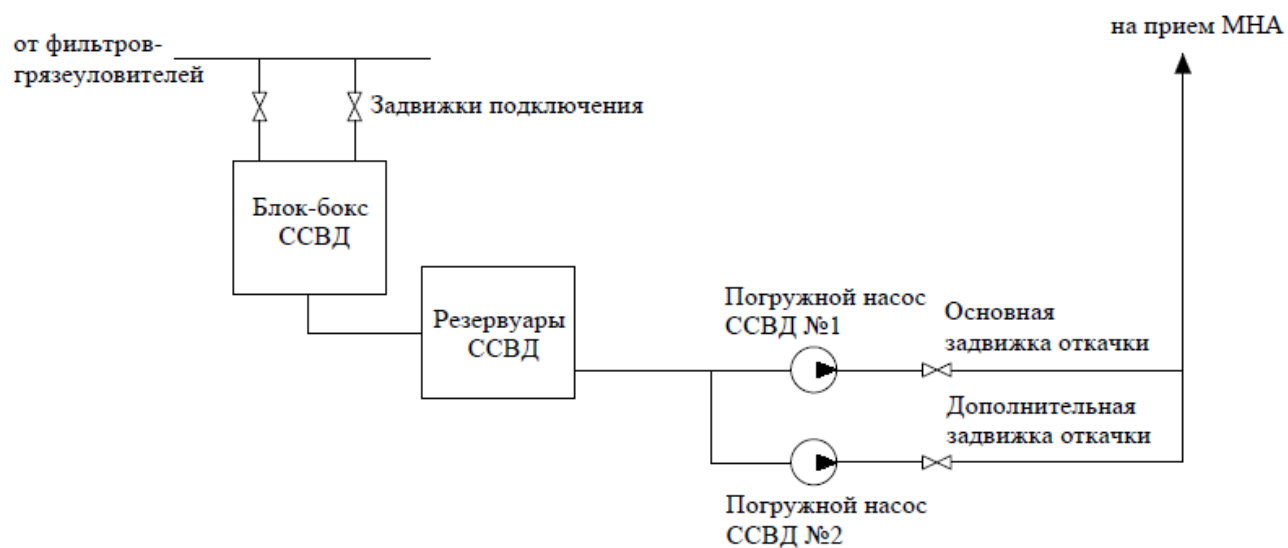


Рисунок 8.7 – Схема отображения погружных насосов

После наполнения резервуаров нефть погружными насосами перекачивается на прием магистральных насосных агрегатов и далее в трубопровод.

9 АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА

9.1 Общие сведения о газовом промысле

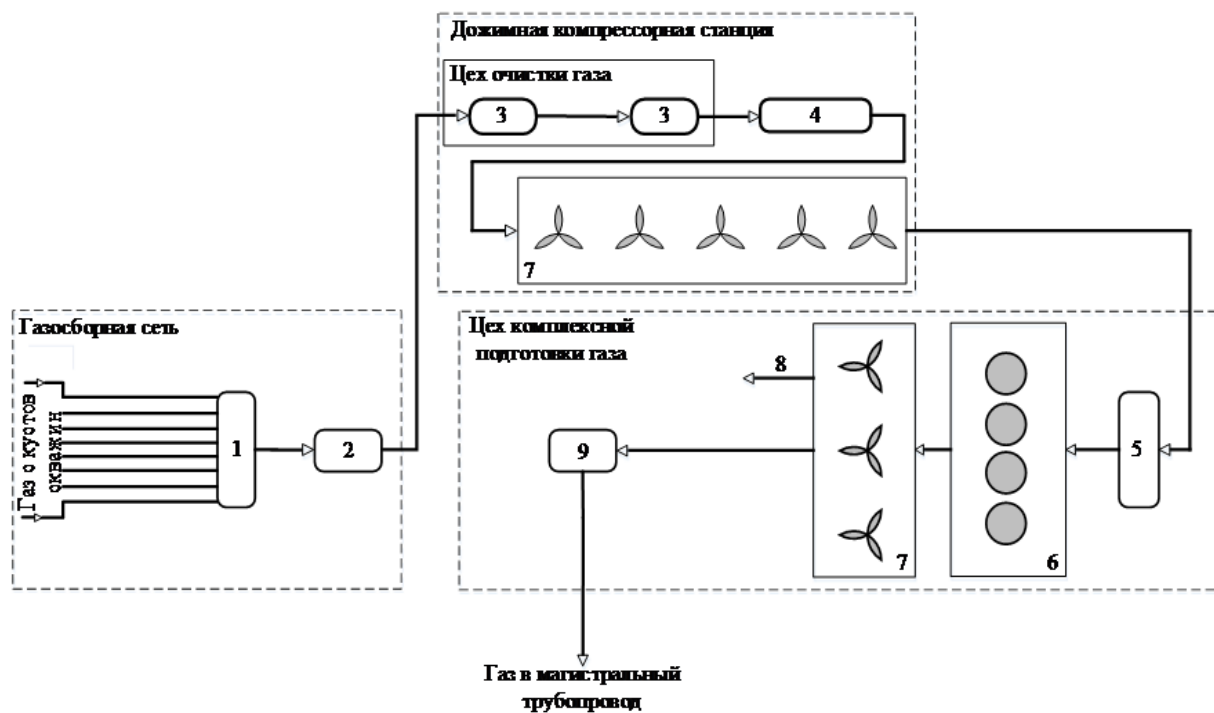
Газовый промысел (ГП) – это технологический комплекс, предназначенный для добычи и сбора газа с площади месторождения, а также обработки газа и конденсата с целью подготовки их к дальнейшему транспортированию. К основным относятся эксплуатационные, наблюдательные и разведочные скважины, газосборные коллекторы (ГСК), газовые сборные пункты (ГСП) с технологическим оборудованием промысловой подготовки газа и конденсата, дожимные компрессорные станции. Вспомогательные сооружения и коммуникации – объекты энергохозяйства, водоснабжения, канализации и связи, механические мастерские, транспортная сеть, автохозяйство, склады и т.д. Количество, характер и мощность промысловых сооружений зависят от геолого-эксплуатационных характеристик месторождения.

Схема обустройства ГП показана на рисунке 9.1.

Современный ГП характеризуется высоким уровнем автоматизации, позволяющим осуществлять контроль и управление режимами эксплуатации газовых скважин, установок комплексной подготовки газа и газового конденсата (УКПГ), внутрипромысловой газосборной сети, дожимных компрессорных станций и т.д. посредством единой АСУТП.

АСУТП ГП, как правило, представляет собой трёхуровневую систему управления.

Первый, нижний уровень АСУТП осуществляет сбор информации о технологических процессах добычи, подготовки и стабилизации газа и газового конденсата, и непосредственное воздействие на ход этих процессов.



1 – здание переключающей арматуры; 2 – разделительная емкость;
3 – сепараторы; 4 – осушка газа; 5 – компрессорная; 6 – адсорберы; 7 – агрегаты
воздушного охлаждения; 8 – газ на собственные нужды; 9 – узел отключающих
кранов

Рисунок 9.1 – Схема обустройства газового промысла

На втором уровне находятся локальные системы автоматического управления (САУ) технологическими объектами. Основными компонентами САУ являются устройства управления и регулирования (контроллеры), взаимодействующие с первым (полевым) уровнем посредством расположенных на объектах датчиков технологических параметров и исполнительных устройств - регулирующих клапанов, запорных кранов и т.п. Уровень САУ является источником технологической информации для всех вышестоящих уровней управления.

Третий, верхний уровень АСУТП, или уровень оперативно-производственной службы (ОПС) представлен оперативным персоналом (операторы, диспетчеры, сменные инженеры) и программно-техническими средствами (промышленный компьютер, SCADA-системы), которые должны обеспечивать реализацию функций оперативного контроля и управления.

К таким функциям относятся:

- сбор информации от технических средств уровня САУ;
- анализ полученных данных и их сопоставление с заданными планами;
- учёт и регистрация причин нарушений хода технологического процесса;
- регистрация основных технологических и хозрасчетных параметров;
- формирование и выдача команд дистанционного управления;
- выдача уставок регуляторам;
- ведение журналов, составление оперативных рапортов, отчетов и других документов;
- предоставление данных о ходе технологического процесса и состоянии оборудования в вышестоящие службы и т.д.

Таким образом, к основным технологическим объектам газового промысла, автоматизация которых рассматривается в этой главе, относятся:

- газосборная сеть (газовые скважины, объединенные посредством шлейфов в кусты из 3-10 скважин, подключенные к общему газосборному промысловому коллектору);
- установки предварительной подготовки газа (УПГ) для газовых месторождений или низкотемпературной сепарации (НТС) для газоконденсатных месторождений;
- дожимные компрессорные станции (ДКС) I и II очереди;
- установки комплексной подготовки газа (УКПГ), включающие здание переключающей аппаратуры (ЗПА), цех осушки газа, цех регенерации абсорбента, узел хозрасчётного учета газа и технологические объекты вспомогательного назначения;
- узел подключения к магистральному газопроводу (газопровод подключения).

Структурная схема газового промысла показана на рисунке 9.2.

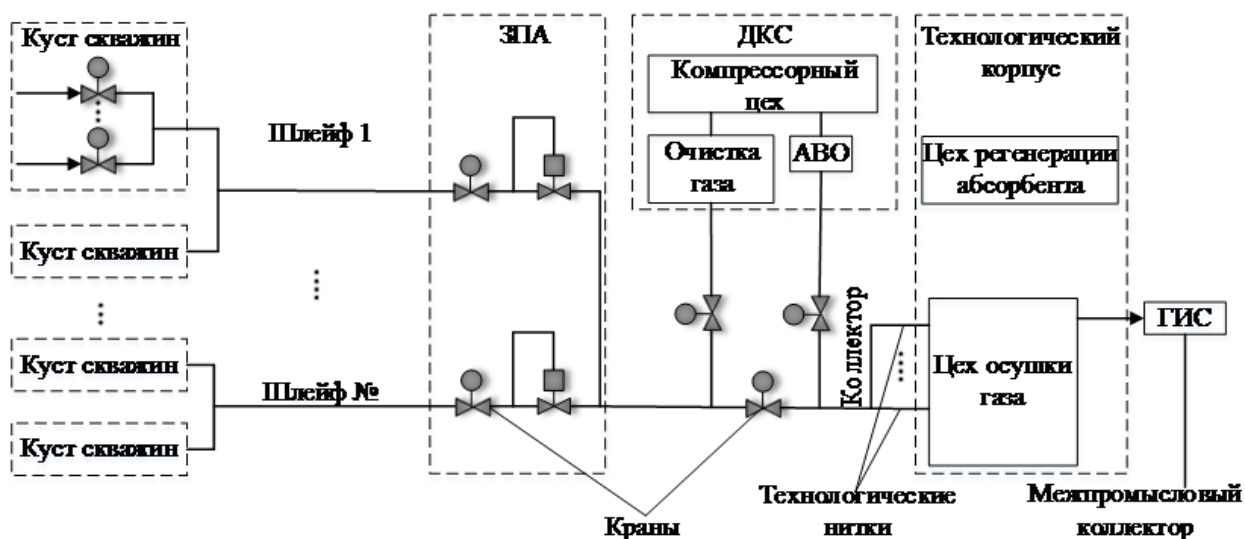


Рисунок 9.2 – Структурная схема газового промысла

По структуре газовые и газоконденсатные промыслы представляют распределенную систему с многочисленными контролируемыми объектами добычи, которые разделены значительными расстояниями и рассредоточены на больших площадях.

В настоящее время используется преимущественно групповая система сбора газа и газового конденсата (рисунок 9.3).

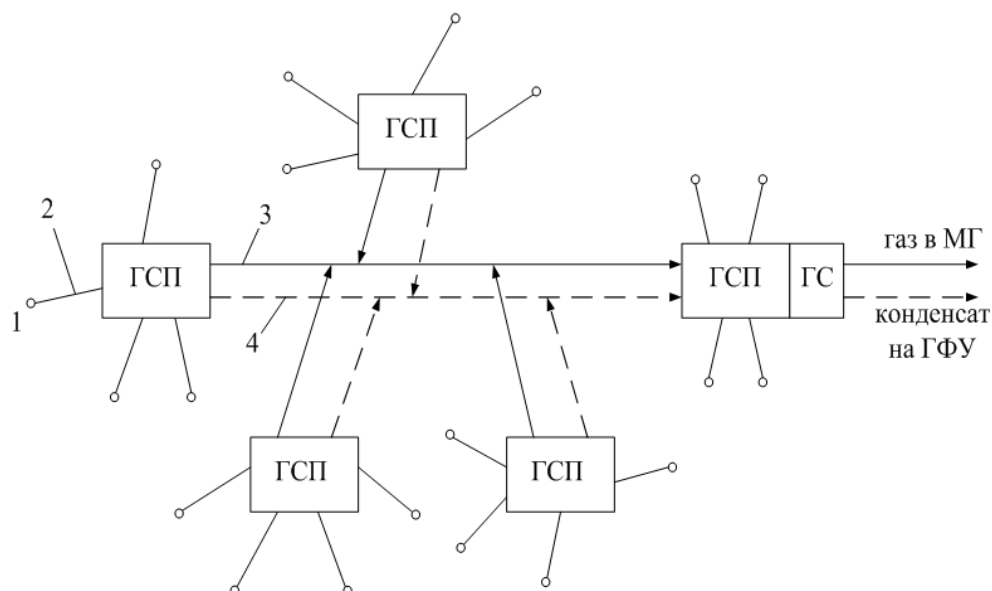


Рисунок 9.3 – Схема промыслового сбора газа и конденсата

Газ от скважины 1 по шлейфным трубопроводам 2 (шлейфный

трубопровод, или шлейф, длиной 0,5 - 2,0 км рассчитывается на давление закрытой скважины, что дает возможность регулировать ее производительность на замерном участке и значительно упрощает эксплуатацию промысла) направляется на газосборный пункт ГСП, где при помощи сепараторов от газа отделяются влага и твердые частицы. С выхода всех ГСП очищенный газ после замера и дросселирования поступает в промысловый газосборный коллектор 3 и направляется далее в магистральный газопровод МГ, а конденсат по конденсатопроводу 4 – на газофракционирующую установку ГФУ для его последующей переработки.

Целью управления системой «пласт-коллектор – скважины – газосборный коллектор ГСП» является поддержание требуемого давления газа на выходе ГСП в режиме отбора или заданной депрессии на пласт в режиме добычи газа.

Для управления процессом отбора газа необходимо регулировать физико-химические процессы, происходящие в пласте-коллекторе, через систему скважин посредством регулирования депрессии/репрессии на пласт.

Таким образом, основное назначение АСУТП газового промысла – это поддержание заданного дебита газа по скважинам.

9.2 Автоматизация газовых скважин

Добыча газа осуществляется эксплуатационными скважинами, которые группируются в кусты от 2-4 до 10 скважин.

Эксплуатация скважин ведется по лифтовым колоннам, спускаемым до нижних отверстий перфорации. Оборудование устья газовой скважины предназначено для соединения верхних концов обсадных колонн и фонтанных труб, герметизации межтрубного пространства и соединений между деталями оборудования, осуществления мероприятий по контролю и регулированию технологического режима эксплуатации скважин.

Причиной, вызывающей приток газа к скважине, является разность

давлений в пласте и скважине, то есть депрессия на пласт. Чем больше депрессия, тем больше дебит. Кроме того, дебит газа зависит от характера и степени вскрытия пласта, его коллекторских свойств и пропускной способности фонтанных труб и подземного оборудования. При высоких дебитах газа может произойти разрушение пласта, прорыв подошвенных или краевых вод и ряд других нежелательных явлений.

Технологический режим работы газовых скважин – это определенные условия движения газа в призабойной зоне и по стволу скважины, характеризующиеся значением дебита и забойного давления (или его градиента) и определяемые некоторыми естественными ограничениями (например, возможность разрушения пород забоя при высоких депрессиях и др.).

Чтобы правильно установить режим эксплуатации скважин, анализируют все возможные ограничения, влияющие на ее работу, данные ее предыдущей эксплуатации, исследуют скважину при различных режимах работы и проводят необходимые расчеты. На основании полученных материалов выбирают рациональный для данной скважины режим, который можно обеспечить только с помощью систем и средств автоматизации.

9.3 Общая характеристика процессов подготовки газа

Как уже отмечалось, в природных газах чисто газовых месторождений основным компонентом является метан (до 98%), а тяжелые углеводороды (этан, пропан, бутан и др.) содержатся в незначительных количествах. Такие газы относятся к категории **сухих**. Природные газы газоконденсатных месторождений состоят из смеси сухого газа и конденсата. **Конденсат** является широкой фракцией ароматических углеводородов, газового бензина, керосина и дизельного топлива.

В пластовых условиях газовых скважин метан находится в газообразном состоянии, этан – на грани парообразного и газообразного состояния, пропанобутановые фракции – в паровом. В пластовых условиях газоконденсатных скважин конденсат представлен углеводородной смесью в единой газовой фазе.

При атмосферном давлении и температуре 20 °С пропановые компоненты сухого газа могут находиться в неустойчивом состоянии – переходят из газообразного в жидкое и обратно, а конденсат находится в жидком состоянии. Следовательно, в продукции скважин газовых и газоконденсатных месторождений присутствуют газообразная и жидкая фазы.

В газовых и газоконденсатных месторождениях газ в пластовых условиях насыщен водными парами. Содержание паров воды в природном насыщенном газе растет с повышением температуры и понижается с увеличением давления. Содержание паров воды в газе обычно определяется точкой росы. *Точкой росы* называется наивысшая температура, при которой в данной газовой смеси может происходить образование капель воды. Насыщение природных газов парами воды является одним из факторов образования гидратов. Гидраты природных газов представляют собой физико-химическое соединение воды с углеводородами. Это кристаллическое вещество белого цвета, похожее на снег или лед. Скапливаясь в технологическом оборудовании и газопроводах, они могут вызвать частичную или полную их закупорку и тем самым нарушить нормальный режим технологических процессов. Поэтому при подготовке кондиционного газа для дальнего транспорта по магистральным газопроводам во избежание гидратообразования необходимо выполнение требований ОСТ 5140-74 на природные горючие газы. В соответствии с этими требованиями точка росы по влаге и тяжелым углеводородам при давлении 5,5 МПа должна быть не более:

- в зимний период для умеренной и жаркой климатических зон (-10 ÷ -7) °С, для холодной климатической зоны (-25 ÷ -20) °С;
- в летний период для умеренной и жаркой климатических зон +3 °С, для холодной климатической зоны (-15 ÷ - 5) °С.

Проблема борьбы с образованием кристаллогидратов особое значение приобретает с ростом добычи газа на месторождениях Сибири и Крайнего Севера. Низкие пластовые температуры и суровый климат этих районов

создают благоприятные условия для образования гидратов.

Эффективным и надежным способом предупреждения образования кристаллогидратов является осушка газа, т.е. удаление из газа паров воды, перед поступлением его в технологические аппараты и трубопровод. Существующие способы осушки газа и извлечения углеводородного конденсата можно разделить на две основные группы:

1) *сорбционные* – поглощение влаги жидкими (*абсорбция*) и твердыми (*адсорбция*) сорбентами;

2) *низкотемпературная сепарация* – получение низких температур в результате дросселирования газа высокого давления или с помощью установок искусственного холода с вводом ингибиторов гидратообразования.

В качестве *абсорбента* для осушки природного газа широко применяют метиловый спирт (метанол) и гликоли: диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ) и этиленгликоль (ЭГ). Применение гликолей обусловлено их высокой гигроскопичностью, стойкостью к нагреву и химическому разложению и сравнительно невысокой стоимостью. Гликоли представляют собой бесцветные или слабо окрашенные в желтый цвет жидкости.

Абсорбенты, введенные в насыщенный водными парами поток природного газа, частично поглощают их и переводят вместе со свободной водой в раствор, который или совсем не образует гидратов или образует при температурах более низких (значительно ниже 20 °С), чем температура гидратообразования при наличии чистой воды. Температура точки росы при этом также значительно снижается. Для экономической эффективности применения отработанные растворы гликолей регенерируются (процесс *десорбции* – извлечение воды из раствора гликолей) и вновь возвращаются в процесс абсорбции.

Процесс низкотемпературной сепарации (НТС) применяется для осушки и извлечения конденсата из газа конденсатных месторождений. На первой стадии разработки газоконденсатных месторождений для получения

низких температур природного газа используется дроссельный эффект, т.е. энергия высокого пластового давления газа. Но по мере истощения залежи пластовое давление падает, поэтому для продления срока службы установок НТС на более поздней стадии разработки месторождения охлаждение природного газа производится в установках искусственного холода или в детандерах (поршневых или турбинных).

При охлаждении газа за счет дросселирования или применения искусственного холода происходит одновременное выделение углеводородов и влаги. Для борьбы с образующимися гидратами процесс НТС протекает, как правило, с вводом в газовый поток перед теплообменниками жидких ингибиторов: метанола или гликолей. Для более глубокой осушки и отбензинивания газа процесс НТС может применяться в сочетании с процессом короткоциклового адсорбции.

9.4. Принципы автоматизации процессов НТС

Комплекс задач автоматизации процессов НТС во многом определяется их технологическими схемами. При разработке газовых и газоконденсатных месторождений снижается пластовое давление, т.е. изменяются параметры газа. Это приводит к изменению технологической схемы установки и, в свою очередь, к изменению комплекса задач автоматизации от начала до конца разработки месторождения.

Принципы построения систем автоматизации процессов НТС с решением вышеперечисленных задач автоматического регулирования параметров технологического процесса рассмотрим на примере установки НТС с вертикальными сепараторами, одноступенчатым теплообменником и двумя ступенями редуцирования газа. Функциональная схема автоматизации (ФСА) такой установки приведена на рисунке 9.4. На схеме обозначены: C_1 , C_2 – сепараторы; T_1 , T_2 – теплообменники типа «труба в трубе»; $Ш_1$, $Ш_2$ – штуцеры; E_1 – емкость концентрированного ДЭГ; E_2 – разделительная емкость; H_1 – высоконапорный дозировочный насос; ОП – огневой подогреватель; УР –

установка регенерации ДЭГ; ТГ – топливный газ; FE, PT, TE, LE – первичные преобразователи соответственно расхода, давления, температуры и уровня; FT, TT – промежуточные преобразователи расхода и температуры; FY – вычислители расхода; FIRK, PIRK, TIRK – многоточечные измерители и регистраторы расхода, давления и температуры соответственно; FC, FfC, TC – регуляторы расхода, соотношения расходов и температуры соответственно; LCS – дискретный регулятор уровня с уставками по нижнему и верхнему предельным значениям.

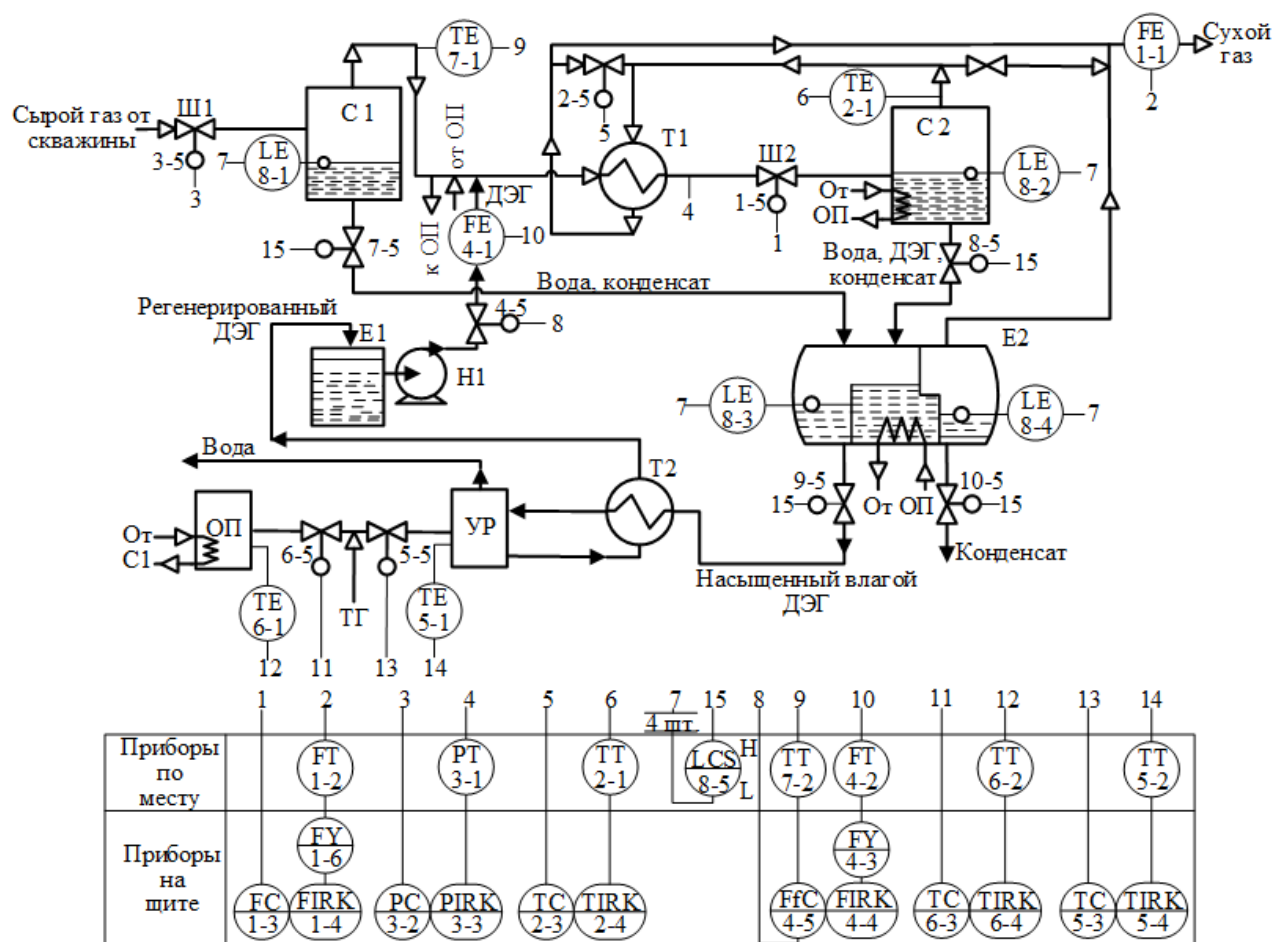


Рисунок 9.4 – Функциональная схема автоматизации установки НТС

Технологическая схема НТС построена на основе технологической схемы НТС с применением ингибиторов гидратообразования. Сепаратор C_1 является сепаратором первой ступени, а сепаратор C_2 – низкотемпературным сепаратором. Первая ступень редуцирования газа осуществляется штуцером Π_1 . Этот штуцер находится на установке НТС, установлен на шлейфе, идущем

от скважины, и позволяет изменять производительность скважины. Вторая ступень редуцирования регулируется штуцером Ш2. Сухой газ из сепаратора C_2 проходит в межтрубное пространство теплообменника T_1 , где нагревается сырым газом, и через замерную диафрагму 1-1 направляется в коллектор группового пункта. Впрыск концентрированного диэтиленгликоля осуществляется из емкости E_1 высоконапорным дозировочным насосом H_1 . Разделение конденсата и насыщенного ДЭГ, сбрасываемых из сепараторов C_1 и C_2 , осуществляется в разделительной емкости E_2 . Отделение влаги от насыщенного ДЭГ осуществляется в установке регенерации УР.

Для лучшего разделения смеси «конденсат – насыщенный ДЭГ» сепаратор C_2 и емкость E_2 снабжены змеевиковыми подогревателями. Подогрев производится частью газа высокого давления, который после сепаратора C_1 направляется в огневой подогреватель газа ОП и через змеевики подогреваемых аппаратов вновь возвращается в газовый поток перед теплообменником T_1 . Подогрев газа в огневом подогревателе ОП и насыщенного ДЭГ в устройстве регенерации УР осуществляется при сжигании топливного газа ТГ в их топках.

Задачами системы автоматизации процессов НТС является автоматическое регулирование:

- дебита скважины;
- уровня жидкости в технологических аппаратах;
- расхода ингибитора гидратообразования;
- температурного режима;
- давления газа в аппаратах и трубопроводах.

В системах добычи газа основным регулируемым параметром является давление газа. Поддержание заданного давления газа на выходе с промысла создает наилучшие условия для работы компримирующих агрегатов головной компрессорной станции. Сложность автоматической стабилизации давления определяется рассредоточенностью ГСП и их связью через промысловый газосборный коллектор, а также неравномерностью отбора газа

магистральным газопроводом.

Для получения максимального количества конденсата, обеспечения достаточной степени осушки газа и экономичной работы установок сепарации весьма важным является поддержание температуры в сепараторах с отклонением от номинального значения не более чем на $\pm (1,5-2,0)$ °С. Стабилизация теплового режима имеет существенное значение и для предотвращения гидратообразования в конденсатосборниках и в выходных трубопроводах. Для обеспечения плавления кристаллогидратов в нижней части низкотемпературных сепараторов необходимо обеспечить поддержание температуры жидкости в диапазоне (15-20) °С. Понижение температуры жидкости на (3-5) °С может привести к нагромождению кристаллогидратов, попаданию гидратов в трубопровод и его закупорке.

Для рационального использования дроссельного эффекта автоматическое регулирование должно обеспечить поддержание заданного перепада давления на регулирующем органе и стабилизацию его в сепараторе при переменном режиме работы скважин.

Уровень жидкости в конденсатосборнике должен поддерживаться в заданных пределах, чтобы трубы теплообменника были полностью покрыты конденсатом. При этом увеличивается теплоотдача жидкости и ускоряется растворение кристаллогидратов. Система автоматики осуществляет своевременный отвод насыщенного ДЭГ и конденсата из разделителя, предотвращать повышение уровня жидкости в отсеках насыщенного ДЭГ и конденсата выше допустимого.

Система автоматизации должна обеспечить надежность и экономичный режим ввода ингибитора в газовый поток, иметь возможность дистанционно пускать и отключать скважины, контролировать основные параметры технологического процесса.

Система автоматизации установки включает локальные системы автоматического регулирования дебита скважины, уровня жидкости в технологических аппаратах, расхода ингибитора гидратообразования,

температурного режима и производительности промысла. Эта ФСА предполагает наличие одноступенчатых регуляторов, вторичных приборов пневматической ветви ГСП и первичных преобразователей технологических параметров с пневматическими выходными сигналами. Принципы построения ФСА сохраняются и при применении средств измерения и регулирования электрической ветви ГСП.

9.4.1 Автоматическое регулирование дебита скважины

Для эффективной разработки газовых и газоконденсатных месторождений необходимо поддерживать режим работы скважины на заданном уровне или изменять его по определенной программе. Режим работы скважины зависит от ее дебита. Для стабилизации дебита или программного его регулирования применяются системы автоматического регулирования, построенные на пневматических средствах автоматики. Одна из таких систем показана на рисунке 9.5. Система автоматического регулирования дебита скважины состоит из камерной диафрагмы 1-1 типа ДК, дифманометра с пневмовыходом 1-2, блока извлечения квадратного корня 1-6, пропорционально-интегрального (ПИ) регулятора 1-3, вторичного регистрирующего прибора 1-4 и регулирующего штуцера Ш2 с исполнительным механизмом 1-5. Выходной сигнал блока 1-6 пропорционален текущему значению расхода сухого газа, добываемого из скважины, и в виде давления пневматического сигнала P_T поступает на ПИ - регулятор 1-3.

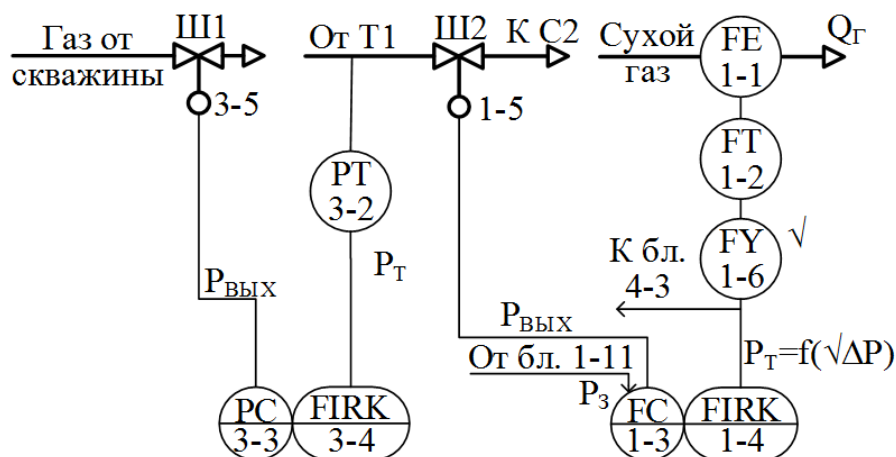


Рисунок 9.5 – Система автоматического регулирования дебита скважины

Вторичный прибор 1-4 снабжен переключателем рода работы (с автоматического регулирования на дистанционное управление и обратно) и ручным задатчиком. Заданное значение давления P_3 , пропорциональное заданному значению расхода газа, устанавливается ручным задатчиком и подается на ПИ-регулятор 1-3. При рассогласовании текущего P_T и заданного P_3 значений давлений ПИ-регулятор 1-3 выдает сигнал $P_{\text{вых}}$ на пневматический мембранный привод 1-5 штуцера Ш2, меняя площадь его проходного сечения.

Выходные сигналы с регулятора 1-3 и блока 1-6, а также сигнал с ручного задатчика поступают на вторичный прибор 1- 4, т.е. в нем регистрируются значения трех параметров: текущего и заданного значения дебита и давления в линии исполнительного механизма 1-5 штуцера Ш2. Задание регулятору 1-3 можно задавать также блоком 1-11 ограничения сигнала системы автоматического регулирования производительностью промысла (будет рассмотрена далее).

Таким образом, рассмотренная система при изменении расхода газа через диафрагму 1-1 будет восстанавливать заданный дебит скважины изменением площади проходного сечения штуцера Ш2. Это, в свою очередь, является возмущающим воздействием по отношению к давлению в сепараторе С1, которое при помощи манометра с пневмодатчиком 3-2, помещенного после теплообменника Т1, преобразуется в текущее значение давления газа в сепараторе С1. В случае рассогласования текущего и заданного (подается с задатчика вторичного прибора 3-4) значений давлений регулятор 3-3 изменит проходное сечение штуцера Ш1 исполнительного механизма 3-5, восстанавливая заданное значение давления в сепараторе С1.

Следует отметить, что регуляторы 1-3 и 3-3, а также вторичные приборы 1-4 и 3-4 в данной системе используется одного и того же типа.

9.4.2 Автоматическое регулирование уровня жидкости

Наличие кристаллогидратов и абразивных частиц в потоках жидкости на установках НТС, а также медленное поступление жидкости в емкости и большие перепады давления на регулирующих органах обусловили применение для отвода жидкостей из технологических аппаратов специальных регуляторов двухпозиционного действия. Позиционное регулирования уровня жидкости осуществляется в сепараторах С1, С2 и в разделительной емкости Е1.

На рисунке 9.6 показана система автоматического регулирования уровня жидкости в сепараторе С1. При изменении уровня жидкости чувствительный элемент 1 датчика уровня 2 воздействует на позиционный регулятор 3, формирующий при минимальном и максимальном уровнях жидкости в емкости пневматический сигнал, воздействующий на пневмопривод 2 клапана 3 и соответственно закрывающий его.

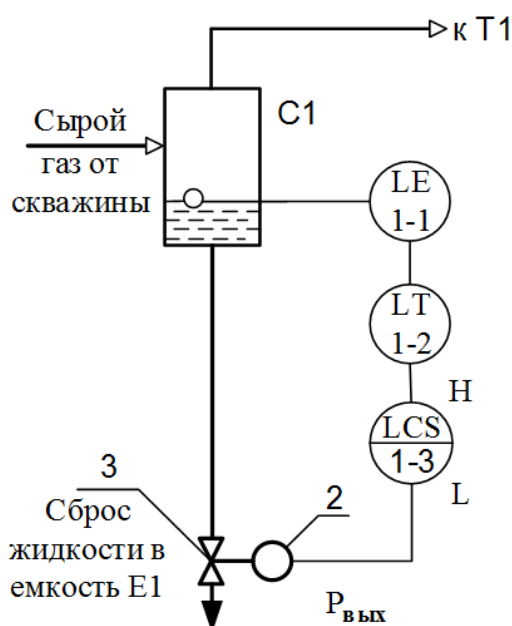


Рисунок 9.6 – Система автоматического регулирования уровня жидкости

9.4.3 Автоматическое регулирование расхода ингибитора гидратообразования

Предупреждение гидратообразования при подготовке газа к дальнейшему транспорту – одно из основных мероприятий по повышению надежности газоснабжения. Наиболее опасное место образования гидратов – низкотемпературный сепаратор. Поэтому непрерывный ввод ингибитора гидратообразования в газовый поток осуществляется перед теплообменником Т1 (см. рис. 9.4). При построении системы автоматического ввода ингибитора следует учитывать, что заданное значение расхода ингибитора должно определяться дебитом газа, поступающего из скважин, т.е. система регулирования расхода ингибитора должна иметь в качестве возмущающего воздействия дебит скважины. Изменение температуры в сепараторе также существенно влияет на необходимый расход ингибитора.

На рисунке 9.7 показана система АВИ (разработка СПКБ «Промавтоматика», г. Краснодар) для автоматического ввода ингибитора гидратообразования в поток газа на газовых и газоконденсатных промыслах. В качестве ингибитора гидратообразования может применяться метанол, ДЭГ или раствор хлористого кальция. В систему связанного регулирования расхода ингибитора с коррекцией по температуре входят датчик расхода ингибитора 4-1 в комплекте с дифманометром 4-2, блок извлечения квадратного корня 4-6, вторичный прибор для регистрации расхода ДЭГ и пневматического сигнала в мембранном приводе 4-5 регулятора расхода жидкости (ингибитора), термометр сопротивления 7-1, преобразователь температуры в пневматический сигнал 7-2.

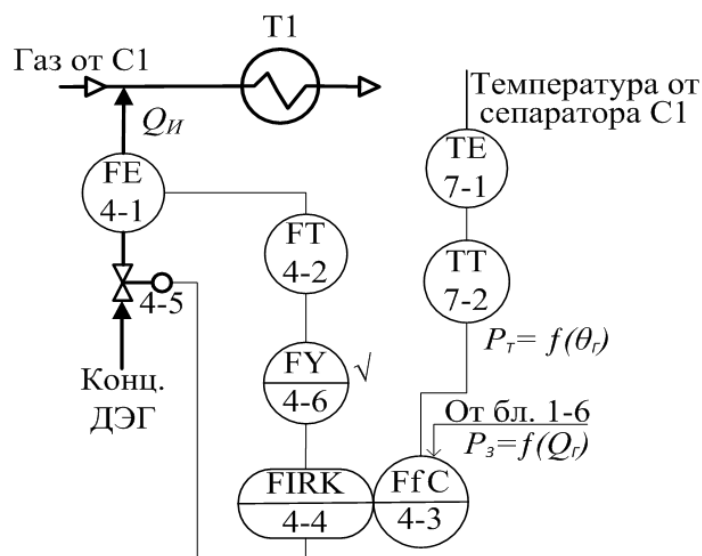


Рисунок 9.7 – Система автоматического регулирования расхода ДЭГ

На пропорционально-интегральный регулятор 4-3 соотношения расходов поступают пневматические сигналы с блоков извлечения квадратного корня 4-6 и блока 1-6, пропорциональные соответственно расходу ингибитора $Q_{и}$ и расходу сухого газа $Q_{г}$ с коррекцией по температуре сепарации $\theta_{г}$ датчиком 7-2. Регулятор соотношения 4-3 формирует регулирующее воздействие на исполнительный орган 4-5 датчика расхода ингибитора. Задание регулятору формируется по расходу сухого газа $Q_{г}$ и температуре сепарации $\theta_{г}$. Изменение любого из них вызывает изменение выходного сигнала регулятора и соответственно расхода ингибитора. Вторичный прибор 4-4 при необходимости позволяет перейти с режима автоматического регулирования соотношения расход газа – расход ингибитора на режим ручного дистанционного управления исполнительным механизмом 4-5. При изменении задания регулятору дебита скважины 1-3 (см. рис. 9.7) заданное значение регулятору 4-3 также изменяется и в соответствии с его выходным сигналом исполнительный орган 4-5 устанавливает новый расход ингибитора.

9.4.4 Автоматическое регулирование температурного режима

Задача автоматического регулирования температурного режима установок низкотемпературной сепарации сводится к стабилизации температуры в низкотемпературном сепараторе С2 (см. рис. 9.4), огневом подогревателе ОП и в установке регенерации ингибитора УР.

На рисунке 9.8 показана система температурной стабилизации газа в низкотемпературном сепараторе С2.

В данной системе температура сепарации газа в сепараторе С2 (см. рис. 9.8) регулируется изменением расхода холодного газа через теплообменник Т1. Температура газа воспринимается термобаллоном 2-1 и измеряется манометрическим жидкостным термометром 2-2 с пределами измерения $(-60 \div +40)^\circ\text{C}$. Выходной пневматический сигнал с термометра 2-2 поступает на изодромный регулятор (ПИ-регулятор) 2-3, где он сравнивается с заданием от вторичного пневматического прибора 2-4. Регулирующее воздействие, пропорциональное сигналу рассогласования текущего и заданного значения температур, с выхода регулятора 2-3 поступает на исполнительный механизм 2-5 клапана, изменяя количество холодного газа, проходящего через теплообменник Т1. Во вторичном приборе 2-4 производится регистрация трех параметров: текущее и заданное значение температур в сепараторе С2 и давление в линии исполнительного механизма 2-5.

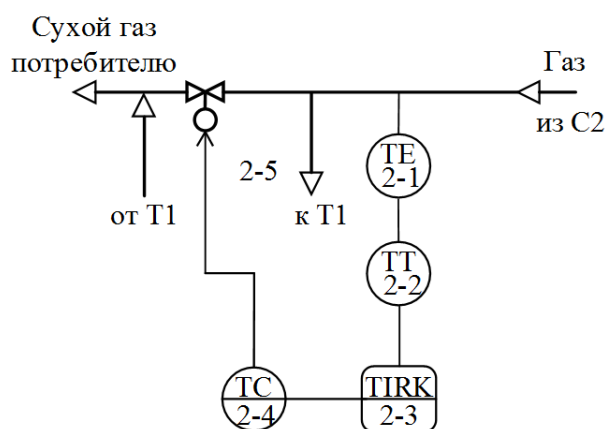


Рисунок 9.8 – Система автоматического регулирования температурного режима

10 АВТОМАТИЗАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Транспорт газа может осуществляться в двух состояниях: сжиженном и газообразном. Способы транспортировки этих газов существенно отличаются друг от друга.

Сжиженные углеводородные газы, представляющие собой смесь углеводородов (пропана, бутана, изобутана), отличаются тем, что при сравнительно небольшой температуре их можно транспортировать и хранить в жидком виде. Сжиженный газ занимает примерно $1/250$ своего первоначального объема, что создает предпосылки для поставки его потребителям всеми видами транспорта, включая трубопроводный. Сжиженные газы обладают свойством из жидкой фазы снова превращаться в газ при нормальном давлении, что соответствует условиям их применения в качестве сырья (в химической промышленности) или топлива при сжигании (в быту, промышленности и автотранспорте). Поэтому широко практикуется доставка сжиженных газов в баллонах и съемных емкостях, транспортируемых различными видами транспорта — железнодорожным, водным, автомобильным и отчасти авиационным. На месте доставки емкости и баллоны подключают к разводящим газовым сетям.

В отличие от сжиженного углеводородного газа природный газ, сохраняющий свои свойства при положительных температурах и различных давлениях, транспортируется в настоящее время только по магистральным газопроводам (рабочее давление 5,4 и 7,35 МПа и степень сжатия 1,45-1,50) и разводящей газовой сети. В конце газопровода газ поступает с давлением 1,5-2 МПа.

10.1 Устройство магистрального газопровода

Основным способом транспорта природного газа является трубопроводный транспорт. Магистральные газопроводы (МГ) предназначены для подачи газа на дальние расстояния из мест добычи к местам потребления. В состав МГ входят следующие объекты:

– головные сооружения. К ним относятся УКПГ, располагаются они вблизи газовых промыслов, месторождений. Их назначение – подготовка природного газа к дальнему транспорту, очистка и осушка. К ним же относятся головные компрессорные станции (КС), предназначенные для создания давления газа, необходимого для дальнего транспорта;

– линейные КС, которые устанавливаются на МГ через каждые 100 – 150 км. Их назначение – поддержание режима транспортировки газа по всему МГ;

– подземные газохранилища (ПГХ), назначение которых – создание запасов газа и регулирование неравномерности потребления. Подача природного газа из МГ в ПГХ, отбор газа из ПГХ для подачи его в МГ и непосредственно потребителям осуществляется дожимными КС. ПХГ устанавливаются вблизи крупных потребителей газа;

– газораспределительные станции (ГРС), которые устанавливаются в конце МГ вблизи крупных потребителей газа и в любой точке на газопроводе-отводе. Их назначение – подача газа потребителям с требуемыми параметрами (давлением, степенью очистки и одоризацией);

- установки электрохимической защиты (ЭХЗ);
- линейная запорная арматура (крановые узлы);
- узлы подключения КС к МГ;
- узлы приема и пуска очистных устройств.

10.2 Автоматизация компрессорной станции

По выполняемым функциям различают две разновидности газокomppressorных станций: дожимные и линейные. *Дожимные* компрессорные станции (ДКС) носят вспомогательный характер. Они устанавливаются, например, на выходе УКПГ (а по мере снижения пластового давления, в период компрессорной эксплуатации газового месторождения – и на входе), на ПХГ. Режим эксплуатации ДКС характеризуется непрерывным изменением степени сжатия газа; расхода газа, перекачиваемого одним ГПА и

всей ДКС; увеличением со временем мощности ГПА; необходимостью регулирования подачи газа; сравнительно небольшими сроками эксплуатации. Компоновка ГПА на ДКС со временем меняется. В начальный период компрессорной эксплуатации месторождения мощность силового привода компрессоров используется не полностью, поэтому на ДКС устанавливают агрегаты различной единичной мощности и производительности. Работа *линейных* КС более стабильна.

Компрессорная станция — это сложный комплекс технологических объектов.

В состав КС входят следующие объекты и системы:

- компрессорный цех (КЦ) с установленными газоперекачивающими агрегатами;
- установки очистки и охлаждения газа;
- технологические трубопроводы;
- установка подготовки газа (УПГ) для подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
- система маслоснабжения станции;
- узел подключения к газопроводу.

Организация компрессорного цеха (КЦ) связана с тем, что, как правило, единичной мощности ГПА недостаточно для обеспечения нужной степени сжатия и объемной производительности. Обычно на общую нагрузку работают сразу несколько ГПА, объединенных в компрессорный цех посредством общецехового оборудования (устройство подготовки газа, узел подключения, режимные краны, агрегаты воздушного охлаждения газа, система пожаротушения и так далее).

Каждый из объектов КС снабжен своей локальной САУ, которые для повышения эффективности управления транспортировкой природного газа объединяются в САУ компрессорных цехов и САУ всей КС.

Безусловно, основным объектом КС является газоперекачивающий агрегат, повышающий давление газа путем его сжатия. Поэтому система

автоматического управления и регулирования ГПА (САУ ГПА) является своеобразным ядром в системе автоматизации газокompрессорных станций.

10.3 Автоматизация газоперекачивающего агрегата

ГПА является сложным техническим объектом, от работы которого зависит безопасность и экономическая эффективность транспортировки природного газа по МГ. Управление такими объектами невозможно без средств и систем автоматизации, исключающих влияние человеческого фактора и обеспечивающих быструю и правильную реакцию на внешние воздействия.

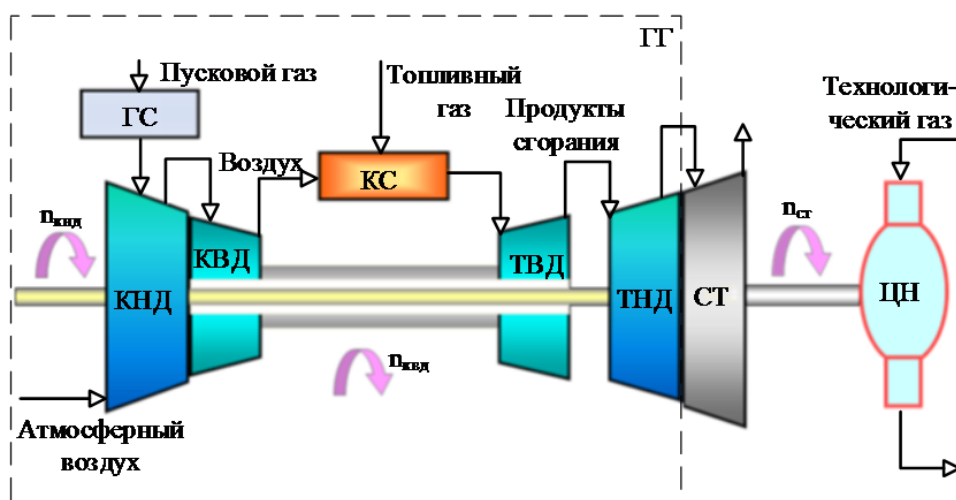
10.3.1 Принцип работы газоперекачивающего агрегата

Большинство ГПА, эксплуатируемых в настоящее время в России, представляют собой центробежные нагнетатели с газотурбинным приводом.

ГПА состоит из следующих компонентов:

- газотурбинного двигателя;
- центробежного нагнетателя;
- системы противообледенения и воздухоочистительного устройства;
- системы маслоснабжения нагнетателя;
- системы маслоснабжения двигателя;
- крановой обвязки нагнетателя;
- системы подачи топливного и пускового газа.

Двигатель предназначен для привода ротора нагнетателя газоперекачивающего агрегата. В качестве топлива для двигателя используется природный газ. Конструктивно двигатель выполнен в виде двух модулей (рисунок 10.1): модуля газогенератора (ГГ) и модуля силовой турбины (СТ).



ГГ – газогенератор; СТ – силовая турбина; ЦН – центробежный нагнетатель; ГС – газовый стартер; КНД – компрессор низкого давления; КВД – компрессор высокого давления; КС – камера сгорания; ТВД – турбина высокого давления; ТНД – турбина низкого давления; $n_{\text{КНД}}$, $n_{\text{КВД}}$, $n_{\text{СТ}}$ – число оборотов соответствующих механизмов

Рисунок 10.1 – Принцип действия ГПА с газотурбинным приводом

Газогенератор создаёт поток горячих газов высокого давления, который используется для приведения в действие силовой турбины путём сжигания смеси из топлива и сжатого воздуха. Силовая турбина служит для привода нагнетателя ГПА. Она преобразует потенциальную энергию продуктов сгорания газов в кинетическую, используемую для приведения в действие нагнетателя. С ротором газогенератора СТ имеет только газодинамическую связь.

Нагнетатель предназначен для сжатия природного газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов. Степень сжатия – 7,45 МПа.

Сжатие газа выполняется двумя ступенями сжатия с использованием двух центробежных компрессоров с последовательным включением. Движение газа и повышение давления в проточной части нагнетателя происходит за счет создания поля центробежных сил в рабочем колесе, обеспечивающего движение газа от центра колеса к его периферии и за счет преобразования

кинетической энергии газа в потенциальную (давления).

При запуске газовый стартер ГС через центральный привод раскручивает ротор высокого давления газогенератора ГГ. Очищенный в комплексном воздухоочистительном устройстве атмосферный воздух через входное устройство ГПА поступает в компрессор низкого давления КНД, частично сжимается в нём. В промежуточном корпусе за компрессором низкого давления воздух разделяется на два потока – наружный и внутренний.

Поток воздуха внутреннего контура поступает в компрессор высокого давления КВД, где происходит его дальнейшее сжатие. Из компрессора высокого давления КВД сжатый воздух поступает в кольцевую камеру сгорания КС. Поток сжатого воздуха смешивается в жаровой трубе с топливным газом, подаваемым форсунками. Образовавшаяся смесь сгорает при постоянном давлении, в результате чего образуются продукты сгорания с высокой температурой. Воспламенение смеси топливного газа с воздухом в жаровой трубе при запуске производится запальными устройствами. Кинетическая энергия продуктов сгорания при расширении на рабочих лопатках турбин преобразуется в механическую работу вращения роторов высокого и низкого давления ТВД и ТНД. Турбина высокого давления ТВД приводит во вращение ротор компрессора высокого давления КВД, а турбина низкого давления ТНД - ротор компрессора низкого давления КНД. Смесь продуктов сгорания, имеющая кинетическую энергию, после ТНД поступает в силовую турбину СТ, которая через выходной вал с полумуфтой приводит во вращение ротор центробежного нагнетателя ЦН. Воздушный поток из наружного контура охлаждает элементы камеры сгорания и турбин ГГ и СТ.

10.3.2 Параметры, контролируемые на ГПА

На ГПА контроль и сигнализация осуществляется по большому числу параметров.

Объем перекачиваемого газа в нагнетателе зависит от степени сжатия, которая, в свою очередь, зависит от оборотов двигателя, поэтому на ТВД, ТНД

и СТ устанавливаются датчики частоты вращения. Унифицированный сигнал от этих датчиков поступает на вход модуля управления расходом топлива САУ, который, в свою очередь, изменяет степень открытия топливного регулирующего клапана.

Основная задача топливного регулирующего клапана состоит в таком изменении расхода топлива, которое обеспечит стабилизацию частоты вращения силовой турбины на заданном уровне. Контроль за скоростью вращения валов ТВД и ТНД позволяет определить степень загрузки агрегата, предотвращает работу агрегата на запрещенных оборотах.

Измерение температуры выхлопных газов на выходе из газогенератора необходимо для создания необходимого соотношения топливо/воздух в камере сгорания. Резкие скачки температур или их повышение сверх номинальных значений могут привести к тепловым деформациям частей турбины, в результате чего может возникнуть понижение прочности материала и его свойств. Термоэлектрический преобразователь установлен в полости между ТНД и СТ. Сигнал по температуре также поступает на вход модуля управления расходом топлива. Верхняя предельная уставка по температуре выхлопных газов 650 °С.

Измерение давления технологического газа на входе и выходе нагнетателя необходимо для предотвращения помпажа. Унифицированный сигнал с датчиков давления поступает на вход функционального модуля противопомпажного регулирования, который предотвращает помпаж нагнетателя на всех режимах работы агрегата путем управления клапаном рециркуляции компримируемого газа.

Система уплотнения вала нагнетателя необходима для того, чтобы обеспечивать герметичность газовых полостей и не допускать выброс газа в машинный зал. Защита по перепаду давления между маслом уплотнения и газом в полости нагнетателя останавливает агрегат при снижении перепада давления менее 0,05 МПа (нормальные значения перепада от 1,05 до 0,2 МПа).

При эксплуатации турбоустановок повреждения опорных и упорных

подшипников приводят к длительным простоям турбин. Подшипники турбин фиксируют положение вращающегося ротора относительно неподвижных деталей цилиндра и воспринимают различные нагрузки. Температуру этих подшипников целесообразно измерять отдельными показывающими или регистрирующими приборами. Защита по температуре упорного и заднего подшипников нагнетателя осуществляется с помощью термометров сопротивления, установленных на вкладышах упорных подшипников. Подшипниковые термопреобразователи имеют инерционность от 4 до 8 с. Основными причинами повышения температуры опорных подшипников являются: уменьшение расхода масла, которое может произойти вследствие попадания посторонних предметов в маслопроводы, засорения дроссельных шайб на подводящих маслопроводах, снижения давления масла за маслоохладителями и др. При повышении температуры выше 80 °С происходит остановка ГПА по аварии, так как может произойти выплавление рабочей поверхности.

Одним из основных параметров системы управления является сигнал по расходу. Он используется не только в алгоритмах антипомпажной защиты, но и распределения нагрузки между агрегатами. Для измерения расхода газа применяются конфузоры, создающие местный перепад давления, который с помощью соответствующего датчика преобразуется в нормированный электрический выходной сигнал, поступающий на функциональный модуль противопомпажного регулирования.

Измерение температуры газа на входе и выходе нагнетателя и температуры воздуха на входе в КНД осуществляется обычно с помощью платинового термометра сопротивления, выходной сигнал которого поступает на функциональный модуль противопомпажного регулирования. При повышении температуры на выходе нагнетателя газ разогревает изоляцию трубы. Контроль за этим параметром позволяет не допустить этой аварийной ситуации.

Важным параметром для регулирования является давление воздуха за

осевым компрессором, используемое для создания необходимого соотношения топливо/воздух в камере сгорания. Выходной унифицированный сигнал датчика (4 - 20 мА) поступает на вход модуля управления расходом топлива, который изменяет степень открытия топливного регулирующего клапана. Защита по давлению воздуха снижает обороты турбины при превышении давления выше 0,78 МПа.

Контроль осевого сдвига ротора и вибрации газогенератора и силовой турбины предотвращает разрушение конструкции агрегата.

Диапазон изменения основных контролируемых параметров силовой турбины и нагнетателя показан на рисунках 10.2 и 10.3.

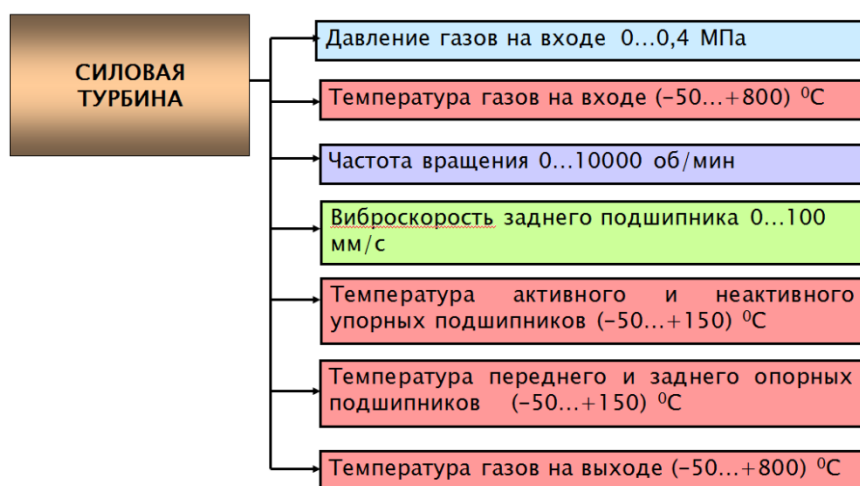


Рисунок 10.2 – Контроль параметров силовой турбины

Кроме того, контролируется большое число вспомогательных параметров, которые также могут служить оценкой состояния самого агрегата и технологического режима транспортировки, например, наличие металлической стружки в масле, обледенение на входе всасывающего вентилятора и т.п.

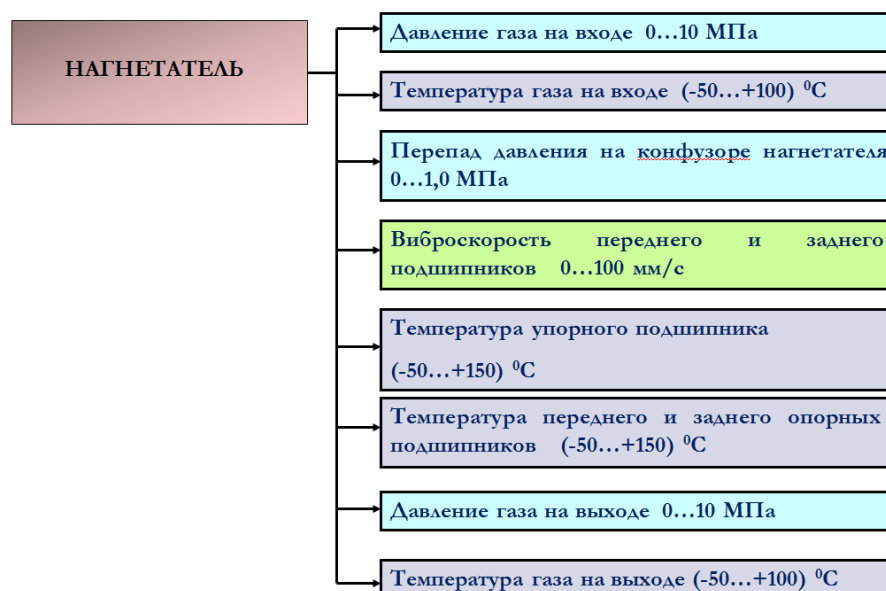


Рисунок 10.3 – Основные параметры контроля нагнетателя

10.3.3 Защиты ГПА

Система защиты обеспечивает защиту агрегата во время пуска и остановки, а также автоматически выполняет операции, необходимые для восстановления нормального режима в процессе работы. При аварийном режиме она останавливает агрегат и подает аварийный сигнал обслуживающему персоналу.

Защитные устройства предотвращают повреждение агрегата и обеспечивают безопасность обслуживающего персонала при возникновении аварийных состояний. Все системы защиты действуют независимо от системы управления с тем, чтобы при возникновении неисправности в системах управления, системы защиты не вышли бы из строя. Во всех случаях **быстрое отключение турбины и остановка агрегата при возникновении опасного состояния осуществляется прекращением подачи топливного газа к камере сгорания стопорным клапаном и открытием клапанов для выпуска воздуха из компрессора**. Противопомпажная защита воздушного компрессора осуществляется сбросными клапанами, частично сбрасывающими воздух из компрессора.

Система защиты ГТУ предохраняет агрегат в случае отклонения за

допустимые пределы следующих показателей:

- давление масла смазки;
- осевой сдвиг роторов;
- температура подшипников;
- перепад давлений «масло-газ»;
- температура продуктов сгорания;
- давление топливного газа;
- частота вращения роторов;
- вибрация подшипников.

Защита также срабатывает в следующих ситуациях:

- погасание факела в камере сгорания;
- нарушение заданной последовательности пусковых операций;
- задержка агрегата в зоне запрещенной частоты вращения;
- помпаж нагнетателей.

Защита по давлению масла смазки. Эта защита останавливает агрегат при падении давления масла в смазочных системах турбины и нагнетателя ниже установленных величин (0,02 МПа). Низкое давление масла смазки может нарушить условия смазки и вызвать разрушение подшипников ГПА. Поэтому одновременно с аварийным сигналом должен включаться резервный масляный насос, обеспечивая давление в смазочной системе не менее 0,04 МПа.

Защита по погасанию факела. Система обнаружения пламени выполняет две функции.

Во время нормального запуска агрегата светочувствительные элементы фотореле обнаруживают установление пламени в камере сгорания и разрешают продолжать последовательность запуска агрегата. В противном случае прекращается подача топливного газа и, таким образом, исключается возможность его скопления в турбине, а, следовательно, и возможность взрыва.

В случае срыва пламени во время работы немедленно прекращается подача топливного газа в камеру сгорания, в результате чего исключается возможность поступления несгоревшего топлива в патрубок турбины, где

могло бы произойти вторичное зажигание в результате соприкосновения топливного газа с горячими поверхностями, что опасно как для обслуживающего персонала, так и для самого оборудования.

Эта цепь защиты включается послеоткрытия стопорного и регулирующего клапанов.

Защита по осевому сдвигу роторов. При осевом сдвиге возможно задевание вращающихся деталей агрегата за неподвижные и разрушение отдельных узлов агрегата. Эта защита срабатывает, останавливая агрегат, при увеличении давления масла в системе защиты по осевому сдвигу выше установленных величин. Масло к компрессору, силовой турбине и нагнетателю поступает через реле осевого сдвига (шайбы определенного диаметра), а сливается через зазоры между соплами реле и упорными дисками на валах агрегата. Давление масла должно составлять 0,12 – 0,18 МПа. Изменение давления масла, которое происходит при осевом сдвиге ротора, фиксируется датчиками системы защиты. Аварийный сигнал «Авария по осевому сдвигу» подается при повышении давления масла до 0,3 – 0,35 МПа.

Защита по перепаду между маслом уплотнения и газом в полости нагнетателя (защита «масло-газ»). Для предотвращения протечек газа по валу из нагнетателя в машинный зал применяется система уплотнения нагнетателя. С этой целью к торцевому уплотнению, совмещенному с опорным вкладышем подшипника нагнетателя, подается масло с давлением на 0,1 – 0,15 МПа больше давления газа в нагнетателе. Для поддержания постоянной разности давления между маслом и газом используется регулятор перепада давления. Защита по перепаду давления «масло-газ» осуществляет автоматическое переключение с рабочего масляного насоса уплотнения на резервный при снижении перепада давления, а также остановку агрегата с отключением нагнетателя от газопровода при полном исчезновении перепада.

Защита от превышения температуры газа. Эта защита является одной из основных систем защит газовой турбины.

При нормальных условиях эксплуатации температура газа обычно

поддерживается регулированием расхода топлива. Однако при неисправностях в системе регулирования, помпаже нагнетателя количество подаваемого топлива, а значит, и температура газа могут превысить установленные нормы. Это может привести к выгоранию лопаток проточной части, разрушению лопаточного аппарата и другим тяжелым последствиям. Вначале система защиты от превышения температуры газа включает предупредительный звуковой и световой сигналы, что указывает на необходимость разгрузки турбины, предотвращая тем самым ее отключение. Если же температура газа будет продолжать повышаться, то система защиты останавливает агрегат. Система защиты спроектирована таким образом, что является независимой от системы регулирования температуры газа. Температуру газов измеряют датчиками, устанавливаемыми за ТНД или перед ТВД.

Защита по превышению частоты вращения роторов ТВД, ТНД и силовой турбины. Система защиты от превышения частоты вращения предназначена для защиты газовой турбины от возможных повреждений, вызываемых превышением максимальной частоты вращения валов ТНД, ТВД и силовой турбины. При повышении частоты вращения может произойти отрыв лопаток, разрушение замков и дисков, могут появиться осевые сдвиги и разрушения подшипников, корпусных деталей ГТУ и т.д.

Чтобы предотвратить превышение частоты вращения роторов ГТУ свыше допустимых значений, применяют разного рода автоматы безопасности.

Защита по температуре подшипников. Система защиты по температуре подшипников выдает предупреждающий и аварийный сигналы при возрастании температуры выше допустимой, так как это может привести к разрушению подшипников, выплавлению баббита вкладышей, осевым сдвигам, повышенной вибрации и т.п.

Система защиты от вибрации. Защита агрегата от вибрации осуществляется с помощью датчиков, размещаемых на корпусах подшипников ГПА. При этом вибрация измеряется в трех направлениях: вертикальном, поперечном и осевом. Повышенная вибрация может привести к нарушению

условий смазки и разрушению подшипников, задеваниям вращающихся деталей в прочной части и другим аварийным ситуациям.

Кроме перечисленных выше основных систем защиты, применяются и другие, например, по минимальному и максимальному уровню масла в маслобаке агрегата; давлению топливного газа; предотвращению работы вала компрессора в диапазоне резонансных частот вращения в течение определенного времени; защита нагнетателя от помпажа.

Предельные нормы параметров компонентов ПАЗ приведены на рисунках 10.4 и 10.5 (в качестве примера приведены уставки для агрегата типа ГПА 16Р «Уфа»).

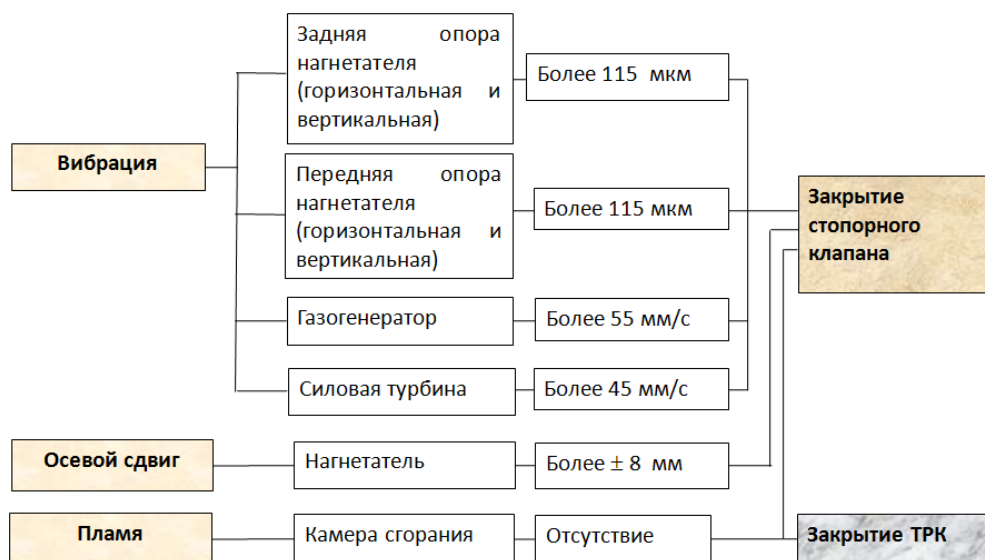


Рисунок 10.4 – Предельные нормы параметров ПАЗ и действие защиты

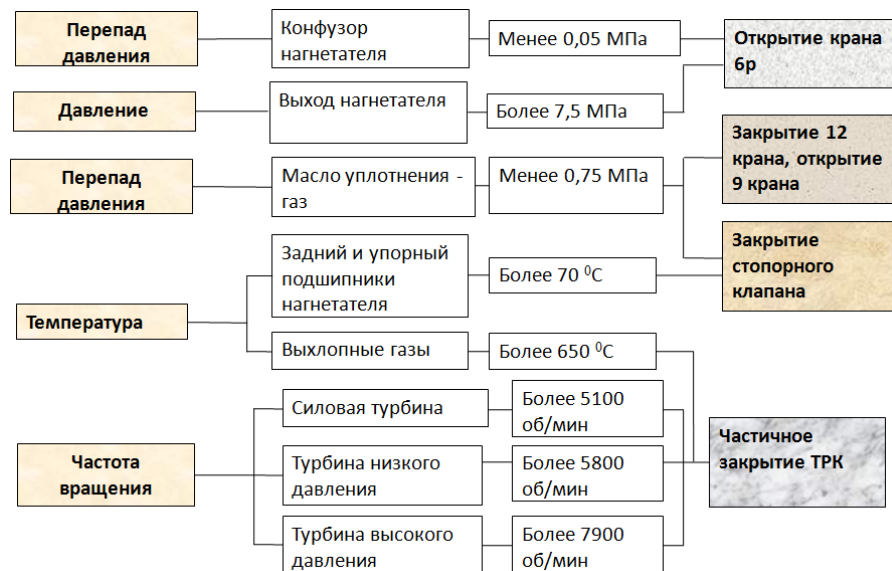


Рисунок 10.5 – Предельные нормы параметров ПАЗ и действие защиты

10.3.5 Антипомпажное регулирование

Помпаж, или неустойчивый режим работы нагнетателя, является наиболее опасным автоколебательным режимом в системе нагнетатель – газопровод, приводящий к срыву потока в проточной части нагнетателя.

Помпаж – это резкие колебания давления в системе «нагнетатель-сеть». При помпаже расход и потребляемая мощность могут изменяться от нуля до номинала, возможен периодический выброс газа из напорной полости на всасывание нагнетателя.

Процесс возникновения помпажа можно объяснить следующим образом. При штатной работе нагнетателя поток газа имеет определённый расчётный угол атаки на рабочие лопасти (рисунок 10.6). При таком угле входа потока в рабочее колесо обтекание лопаток нагнетателя происходит плавно, без завихрений.

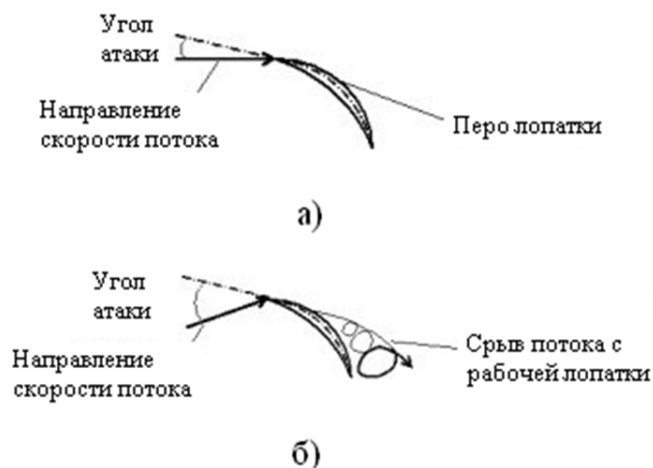


Рисунок 10.6 – Механизм возникновения помпажа

Угол входа потока (угол атаки) зависит прежде всего от расхода газа через нагнетатель. При снижении расхода этот угол увеличивается, при увеличении расхода уменьшается. В случае снижения расхода газа через нагнетатель до значения примерно 60% от расчётного, угол атаки увеличится до критического значения и произойдёт так называемый срыв потока с рабочей лопатки. В результате этого срыва резко снизится эффективность работы ступени нагнетателя, т.е. упадёт степень сжатия. Давление, создаваемое нагнетателем в напорной полости, будет намного меньше, чем в напорном коллекторе (за краном № 2) и газ с более высоким давлением из напорной полости устремится на всасывание нагнетателя, т.е. возникнет обратное течение газа в проточной части нагнетателя. Установленный перед краном № 2 обратный клапан закрывается, отсекая напорный коллектор от полости нагнетателя, давление на выходе нагнетателя падает до значения меньшего, чем создаваемое нагнетателем, и нагнетатель возобновляет подачу газа в прямом направлении до расхода, при котором возникает обратное течение, а затем процесс повторяется. При помпаже обратный клапан на линии крана № 2 служит для предотвращения перетока газа из напорного коллектора на всасывание нагнетателя.

Внешне помпаж проявляется в виде хлопков, сильной вибрации нагнетателя, отдельных периодических толчков, в результате чего возможны

разрушение рабочего колеса нагнетателя, повреждение упорного подшипника, разрушение лабиринтных уплотнений и т.д. Возникновение помпажа в нагнетателе вызывает колебания частоты вращения и температуры газа газотурбинной установки, приводящей во вращение нагнетатель, и, как следствие, к возникновению неустойчивой работы компрессора, что, в свою очередь, приводит к аварийной остановке ГПА.

При неисправности обратного клапана возможна обратная раскрутка ротора.

Причинами возникновения помпажа являются:

1) изменение характеристики сети (газопровода):

- вследствие колебаний давления газа в газопроводе;
- влияния параллельно включенных, но более напорных нагнетателей;
- неправильной или несвоевременной перестановки кранов в трубной
- обвязке нагнетателя;

2) изменение режима работы нагнетателя до значительного уменьшения расхода газа (приблизительно до 60% расчетного значения):

- вследствие снижения частоты вращения нагнетателя ниже допустимой;
- ухудшения технического состояния газотурбинного привода;
- попадания посторонних предметов на защитную решетку нагнетателя и
- ее обледенение и др.

Область помпажа определяется по газодинамической (рабочей) характеристике нагнетателя, которая представляет собой зависимость политропического напора нагнетателя от значения объемного расхода на всасывании (см. рисунок 10.7). Эта область располагается слева от области рабочих режимов и приближение режима нагнетателя к помпажу является следствием уменьшения расхода газа и КПД нагнетателя.



Рисунок 10.7 – Газодинамическая характеристика нагнетателя

Для предотвращения попадания нагнетателя в зону неустойчивой работы рабочая точка на газодинамической характеристике должна лежать правее помпажной линии не менее чем на 10%.

Главная опасность помпажных колебаний для ГПА – большая вероятность повреждения упорного подшипника, возможность разрушения покрывающего диска рабочего колеса, сильные задевания и разработка зазоров в лабиринтных уплотнениях.

Цель антипомпажного регулирования состоит в поддержании работы компрессора в стабильном диапазоне при любой требуемой степени сжатия, обеспечивая давление всасывания выше помпажного значения при всех возможных условиях эксплуатации, включая пуск и останов. Функциональность системы основана на измерении полученной степени сжатия и объемного расхода компрессора на всасывании. Перепад давления измеряется в двух различных точках на всасывании без использования диафрагмы – благодаря этому исключаются потери давления, которые могли бы отрицательно сказаться на эксплуатационных качествах. При обнаружении помпажных условий происходит запуск рециркуляционного контура при помощи специального антипомпажного клапана, который устанавливается в

газовую линию всасывания (рис. 10.8).

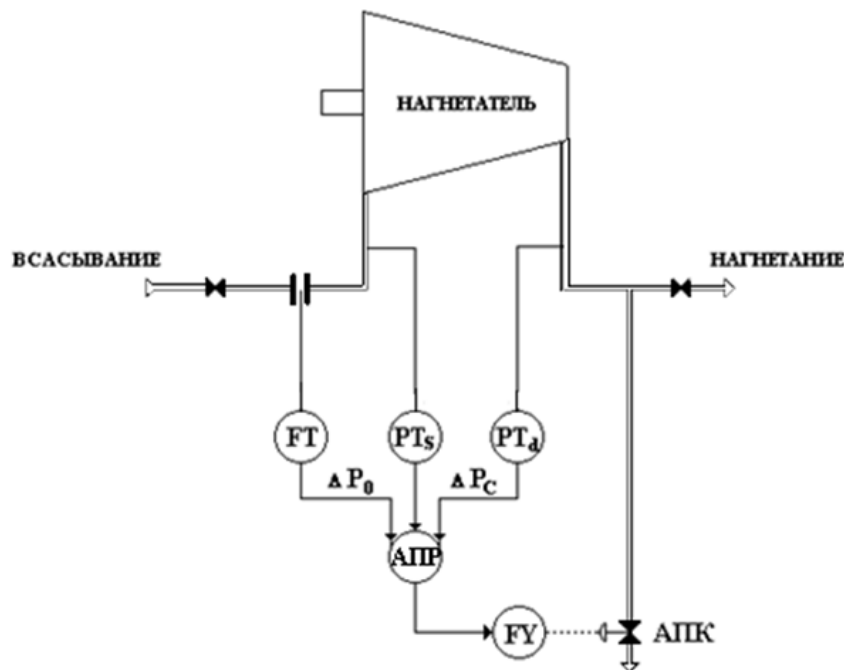


Рисунок 10.8 – Система антипомпажного регулирования

10.4 Автоматизация объектов газораспределения

Для распределения газа в населенных пунктах служат газораспределительные сети, в которые газ поступает через газораспределительные станции (ГРС). ГРС является конечным участком магистрального газопровода и границей между городскими и магистральными газопроводами.

Газопроводы систем газоснабжения бывают высокого давления (0,3-1,2 МПа), среднего и низкого (менее 0,005 МПа) давления.

Газопроводы разных давлений связывают между собой системой газорегуляторных пунктов (ГРП). Газорегуляторные пункты бывают обычные, блочные (ГРПБ), шкафные (ГРПШ), а также в виде газорегуляторных установок (ГРУ).

Газораспределительная станция – комплекс сооружений газопровода, предназначенных для подачи промышленным предприятиям, населенным пунктам и другим потребителям обусловленного договором объема газа с определенным давлением, необходимой степенью очистки и одоризации,

измерения объемного расхода газа и, при необходимости, контроля качественных показателей газа. Основное назначение ГРС – понижение давления газа до уровня, необходимого по условиям его безопасного потребления.

На газораспределительных станциях как конечных пунктах газопроводов осуществляются:

- 1) снижение (редуцирование) давления газа до заданной величины;
- 2) автоматическое поддержание этого давления;
- 3) количественный учет газа.

Кроме того, на ГРС производится очистка газа от механических примесей, дополнительная одоризация поступающего к потребителю газа, а также предусматриваются меры по защите трубопроводов от недопустимых повышений давления газа.

На рисунке 10.9 показана структурная схема ГРС с двумя потребителями газа.



Рисунок 10.9 – Структурная схема ГРС с двумя потребителями

Узел переключения служит для защиты системы газопроводов потребителя от возможного повышения давления и переключения режима подачи газа потребителю с автоматического на ручное регулирование давления

с помощью запорной арматуры обводных линий (байпасов) в случае необходимости выполнения ремонтно-профилактических работ на оборудовании ГРС.

В блоке переключения осуществляется контроль состояния общестанционных кранов и автоматическое управление ими в случае аварии на ГРС.

Обводная линия, соединяющая газопроводы входа и выхода ГРС, оснащается приборами измерения температуры и давления, а также отключающим краном и краном-регулятором.

Узел подогрева исключает обмерзание оборудования и образование кристаллогидратов в газопроводных коммуникациях и арматуре ГРС. Подогрев газа производят в подогревателе.

Узел редуцирования должен обеспечивать снижение давления на выходе ГРС и автоматическое поддержание его величины в соответствии с диапазоном колебания, независимо от объемов поставки газа. Он состоит из двух линий редуцирования (одна рабочая, другая – резервная). Каждая линия оснащена запорно-регулирующей арматурой: краном пробковым ручным перед фильтром, регулятором давления, краном пробковым ручным на выходе.

Для регулирования давления применяются регуляторы давления прямого действия или регуляторы с аналоговым управлением (непрямого действия). Регуляторы прямого действия более быстродействующие и надежные, так как исключается промежуточное звено – каналы связи и устройство управления, к тому же они не требуют дополнительной энергии, так как работают за счет энергии газового потока. Используемые на ГРС регуляторы обеспечивают регулирование давления с погрешностью до 2,5%.

На ГРС применяют регулирующие клапаны, так как они позволяют быстро изменять регулируемое давление на выходе клапана и имеют большой выбор типоразмеров.

Линии редуцирования газа должны быть оборудованы сбросными свечами и иметь автоматическую защиту от отклонения от рабочих параметров

и автоматическое включение резерва.

Узел очистки с устройством сбора конденсата обеспечивает предотвращение попадания механических примесей и конденсата в технологические трубопроводы, оборудование, средства контроля и автоматики ГРС. Технологическая схема блока очистки предусматривает сбор конденсата в специальную емкость, а также удаление механических примесей из устройств очистки.

Для сигнализации уровня в накопителе фильтра устанавливаются датчики нижнего, верхнего и аварийного уровня.

С целью определения степени засоренности фильтра подключают датчик перепада давления на сетке фильтра.

Узел учета газа предназначен для коммерческого учета газа.

Узел одоризации предназначен для придания запаха газу, подаваемому потребителю с целью своевременного обнаружения по запаху его утечек. Норма вводимого в газ одоранта (этилмеркаптана) составляет 16 г (19,1 см³) на 1000 м³ газа.

Наиболее распространенным способом учета объема газа, прошедшего через ГРС, является метод переменного перепада давления.

Для определения и контроля параметров транспортируемого газа и оперативного управления технологическим процессом ГРС оснащается устройствами контрольно-измерительных приборов и средств автоматики. Комплекс средств автоматики и контроля на ГРС, согласно «Положению по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов» ВРД 39-1.10-069-2002, обеспечивает:

- редуцирование газа до заданного значения;
- учет расхода газа;
- автоматическую защиту подогревателей газа, водогрейных котлов систем подогрева и отопления;
- аварийно-предупредительную сигнализацию по давлению газа на входе и выходе ГРС, температуре, одоризации, связи, электроснабжению,

загазованности, параметрам работы подогревателей, температуре теплоносителя в системе отопления здания ГРС;

- охранную и пожарную сигнализации;
- дистанционное управление запорной и переключающей арматурой;
- автоматическую защиту потребителей от превышения рабочего давления в газопроводах систем газоснабжения;
- контроль количества накапливаемых в сборной емкости жидких продуктов очистки газа;
- контроль загазованности в помещениях ГРС.

10.4.1 Автоматизация ГРС

АРМ оператора ГРС необходимо для повышения эффективности взаимодействия оператора (диспетчера) с системой и сведения к нулю его критических ошибок при управлении; сокращения времени на обработку информации, на поиск необходимой информации; улучшения качества контроля и учета аналоговых и дискретных параметров; управления технологическим оборудованием, т.е. повышения эффективности работы оператора.

Функции, которые выполняет АРМ САУ ГРС:

- обеспечение механизма регистрации пользователей для защиты от несанкционированного управления технологическим оборудованием ГРС;
- отображение на мониторе мнемосхем крановой обвязки и технологического оборудования ГРС в форме видеок кадров, выполненных по принципу многоуровневого вложения от общего к частному;
- визуализация на мониторе информации от датчиков и сигнализаторов о состоянии технологического оборудования ГРС, а также информации, поступающей от локальных САУ в реальном масштабе времени (подогревателей газа и др.);
- отображение аналоговых параметров, в том числе в виде трендов за заданный промежуток времени, и контроль их достоверности;

- отображение уставок аналоговых параметров с возможностью их изменения;
- отображение состояний исполнительных механизмов и контроль их исправности;
- дистанционное управление исполнительными механизмами (кранами, вентиляторами, дискретным клапаном - дросселем);
- регистрация и архивирование информации с согласованной глубиной ретроспективы о состоянии крановой обвязки ГРС, состоянии технологического оборудования, аварийных и предаварийных ситуациях, действиях оператора (по управлению технологическим оборудованием, изменению уставок технологических параметров);
- отображение и регистрация учета расхода газа по нескольким замерным узлам (мгновенного, суточного, месячного расхода), изменение конфигурационных параметров, в том числе с учетом химического состава газа;
- отображение текущей аварийной и предупредительной информации в журнале текущих тревог;
- звуковое оповещение оператора об аварийной ситуации, включающее аварийную и предупредительную звуковую сигнализацию;
- автоматическая генерация и печать журналов оператора;
- ведение архивов журналов событий, трендов и журналов оператора.

Средства автоматизации ГРС предназначены для повышения надежной и стабильной работы ГРС и обеспечения непрерывной подачи газа потребителям.

Комплекс технических средств автоматизации, установленный на технологическом оборудовании, обеспечивает:

1) управление узлом переключения, в том числе:

- измерение давления и температуры газа на входе ГРС, сравнение измеренных значений с заданными технологическими и аварийными границами, формирование и выдача предупредительной и аварийной сигнализации;
- измерение давления и температуры газа на выходе ГРС, сравнение измеренных значений с заданными технологическими и аварийными

границами, формирование и выдача предупредительной и аварийной сигнализации;

- сигнализацию положения кранов узла переключения, охранного крана ГРС;

- дистанционное (с локального пульта ГРС и с диспетчерского пункта) управление кранами узла переключения, охранным краном ГРС и автоматическое отключение ГРС при авариях;

- сигнализацию минимального и максимального допустимого уровня жидкости в сепараторе;

- дистанционное и автоматическое управление краном на линии сброса жидкости в зависимости от уровня жидкости в фильтре-сепараторе;

- предупредительную сигнализацию максимального уровня жидкости в сборных емкостях;

2) управление узлом предотвращения гидратообразований, в том числе:

- измерение давления и температуры газа на выходе блока подогрева;

- сигнализация положения кранов на входе и выходе блока подогрева, крана на линии подачи газа в обход подогревателя;

- автоматическое и дистанционное управление кранами;

- сигнализация о работе подогревателя от системы управления подогревателя;

- сигнализация аварии подогревателя;

3) управление узлом редуцирования газа, в том числе:

- контроль положения кранов на линиях редуцирования;

- автоматическое и дистанционное включение/отключение линий редуцирования, в том числе резервных и вспомогательных;

- сигнализация давления газа на линиях редуцирования между последовательно установленными регулирующими устройствами;

- автоматическое регулирование давления газа, подаваемого потребителям;

- 4) коммерческий учет газа по каждому потребителю, в том числе:
- измерение общих для всех потребителей параметров и введение необходимых констант; измерение давления газа; измерение температуры газа;
 - измерение расхода газа (счетчик газа с импульсным выходом);
 - расчет расхода газа;
- 5) управление блоком одоризации газа, в том числе:
- сигнализация минимального уровня в емкости хранения одоранта;
 - управление дозированной подачей одоранта в газ;
 - сигнализация наличия потока одоранта;
 - учет количества введенного одоранта;
- 6) управление краном на обводной линии, в том числе:
- положение крана на обводной линии;
 - дистанционное (с локального пульта ГРС и с диспетчерского пункта) управление краном на обводной линии;
- 7) коммерческий учет газа на собственные нужды, в том числе измерение:
- параметров и введение необходимых констант;
 - давления газа;
 - температуры газа;
 - расхода газа (счетчик газа с импульсным выходом);
- 8) контроль состояния ГРС, в том числе:
- выявление аварийных ситуаций по соответствующим алгоритмам, включение аварийных защит ГРС;
 - измерение температуры в блоке КИП;
 - сигнализация наличия дозрывоопасной концентрации природного газа в помещениях ГРС;
 - пожарная сигнализация;
 - сигнализация проникновения на территорию ГРС и в помещения ГРС;
 - сигнализация утечек одоранта;

- контроль работы и управление станцией катодной защиты (измерение напряжения, тока, потенциала и регулирование выходного напряжения/тока);

9) представление информации, в том числе:

- формирование и выдача информации, включая предупредительную и аварийную сигнализацию, на локальный пульт контроля и управления, включение звукового извещателя на ГРС;

- формирование и выдача предупредительных и аварийных сигналов на удаленный пульт, включение звукового извещателя;

- формирование и выдача информации по каналам связи в диспетчерский пункт;

- обработка, синхронизация и выполнение команд, поступающих с локального пульта и из диспетчерского пункта;

- дистанционное (с диспетчерского пункта) отключение ГРС;

10) вспомогательные функции:

- переключение с основного источника питания на резервный без нарушения алгоритма работы и выдачи ложных сигналов;

- защита от несанкционированного доступа к информации и управлению;

- протоколирование событий.

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Палагушкин Виктор Александрович

Мымрин Игорь Николаевич

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Учебное пособие

Корректор

Султанбаева Илона Эриковна – специалист по учебно-методической работе
ССП УГНТУ «ИДПО»

Объем издания: