

**Областное государственное бюджетное профессиональное
образовательное учреждение «Томский политехнический
техникум»**

**Функциональные системы
автоматизации технологических
процессов**

Томск 2020

Автоматизация управления основывается на ряде принципов организации управления, которые можно разбить на четыре основных группы.

- 1. К первой группе можно отнести принципы организации производственного процесса. Эта группа принципов отвечает на вопрос: «*Как управлять?*»**
- 2. При автоматизированном управлении производством действуют также принципы, определяющие организацию и функционирование АСУ). Эта группа принципов отвечает на вопрос: «*Как организовать автоматизированное управление?*»**
- 3. Автоматизация управления стала возможной благодаря наличию современных технических средств, математического и организационного обеспечения, а также благодаря гибкости производственной информации. Это позволяет выделить группу принципов, определяющих возможность создания АСУ. Эта группа принципов отвечает на вопрос: «*На чем основано автоматизированное управление?*».**
- 4. Процессы создания АСУ - от проектирования до внедрения - характерны наличием своих собственных принципов. Эта группа принципов отвечает на вопрос: «*Как создавать автоматизированное управление?*».**

Принципы организации производственного процесса (первая группа). Эти принципы определяют рациональное сочетание в пространстве и во времени всех основных, вспомогательных и обслуживающих процессов.

- **Принцип специализации.** Специализация обуславливает выделение и обособление отраслей, предприятий, цехов, участков, линий и т. д., изготавливающих определенную продукцию или выполняющих определенные процессы. Уровень специализации предприятий и подразделений определяется сочетанием двух основных факторов - объемом производства и трудоемкостью продукции. На специализацию в значительной степени влияет стандартизация и нормализация, которые могут повысить масштабы производства однородной продукции. Специализация в целом отличается большой экономической эффективностью. Соблюдение принципа специализации состоит в закреплении за каждым производственным подразделением, за каждым участком, вплоть до рабочего места, ограниченной номенклатуры работ, минимально возможного числа различных операций.
- **Принцип пропорциональности.** Все производственные подразделения основных и вспомогательных цехов обслуживающих хозяйств, участков, линий, группы оборудования и рабочие места должны иметь пропорциональную производительность в единицу времени. Пропорциональные производственные возможности позволяют при полном использовании оборудования и площадей обеспечить равномерный выпуск комплектной продукции. Несоблюдение принципа пропорциональности приводит к появлению "узких мест" и диспропорций, когда объем продукции или услуг тех или иных подразделений оказывается недостаточным для выполнения производственных заданий и тормозит дальнейшее развитие производства.

- **Принцип параллельности.** Параллельное (одновременное) выполнение отдельных частей производственного процесса, этапов, фаз, операций расширяет фронт работ и резко сокращает длительность производственного цикла. Параллельность проявляется во многих формах - в структуре технологических операций, в совмещении основных и вспомогательных операций, в одновременном выполнении нескольких технологических операций и т. п.
 - **Принцип прямоочности.** Изделие, изготавливаемое предприятием, в процессе производства следует пропускать по всем фазам и операциям производственного процесса - от запуска исходного материала до выхода готовой продукции по кратчайшему пути без встречных и возвратных движений.
 - Соблюдение этого принципа реализуется в расположении зданий, сооружений, цехов, станков и в построении технологического процесса. Вспомогательные подразделения и склады размещаются возможно ближе к обслуживаемым ими основным цехам.
 - **Принцип непрерывности.** Перерывы в производстве необходимо устранять или уменьшать. Это относится ко всем перерывам, в том числе внутри операционным, междуоперационным, внутрисменным, междусменным. Машины или системы машин тем совершеннее, чем выше степень непрерывности их рабочего процесса. Организация производственного процесса тем совершеннее, чем выше степень достигнутой в нем непрерывности.
 - **Принцип ритмичности.** Производственный процесс должен быть так организован, чтобы в равные интервалы времени выпускались равные или возрастающие количества продукции и через эти интервалы времени повторились все фазы и операции процесса. Различают ритм запуска (в начале процесса), операционный ритм (промежуточный) и ритм выпуска продукции. Ведущим ритмом является последний.
- Создание АСУ ТП должно быть направлено на соблюдение принципов организации производственного процесса. Функционирование АСУ ТП должно обеспечивать соблюдение принципов непрерывности и ритмичности.

Принципы организации автоматизированного управления (вторая группа)

- Эти принципы определяют технологию управления в условиях АСУ.
- *Повышение экономической эффективности* производства является первым общим принципом автоматизации управления. При несоблюдении этого принципа автоматизация становится неэкономичной, нецелесообразной.
- *Общее упорядочение* является вторым общим принципом автоматизации управления. В процессе создания АСУ ТП и при ее функционировании на предприятии происходят интенсивные процессы упорядочения. Упорядочивается все - технология и процессы управления, структура и потоки информации, методы управления и обязанности должностных лиц, в результате чего организация производства поднимается на более высокий качественный уровень.
- Принцип соответствия - третий общий принцип автоматизации управления. Он является частным проявлением системного подхода и означает, например, гармоничное соответствие между потребностями автоматизируемого объекта и возможностями АСУ ТП.
- Принцип единообразия является четвертым общим принципом. Он означает унификацию и стандартизацию элементов АСУ ТП. Унификация элементов АСУ ТП упрощает и удешевляет процессы проектирования, процессы эксплуатации и облегчает преемственность при создании новых АСУ.

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 показываются.

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.**

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.**

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 (слайд 10).**
- **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. 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	

Условные буквенные обозначения приборов по функциональным признакам, ими выполняемым

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.

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 передача	Т	Приборы бесшкальные с дистанционной 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

Дополнительные обозначения, отражающие функциональные признаки преобразователей сигналов

Наименование	Обозначение
1. Род энергии сигнала:	
электрический	E
пневматический	P
гидравлический	G
2. Виды форм сигнала:	
аналоговый	A
дискретный	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

**В стандарте установлены два способа построения
условных обозначений:**

- 1) упрощенный способ.**
- 2) Развернутый способ.**

- При использовании **упрощенного способа** на схеме изображают основные функции контуров контроля и управления (без выделения входящих в них отдельных технических средств автоматизации и указания места расположения).
- 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 и буквенных обозначений приведенных в таблицах.

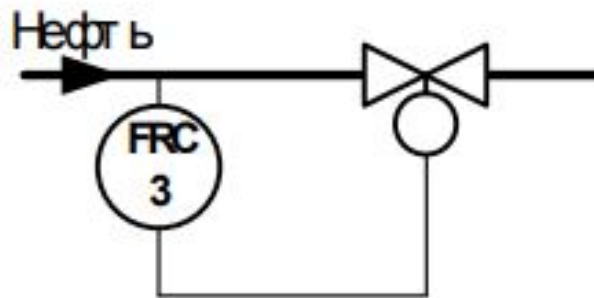
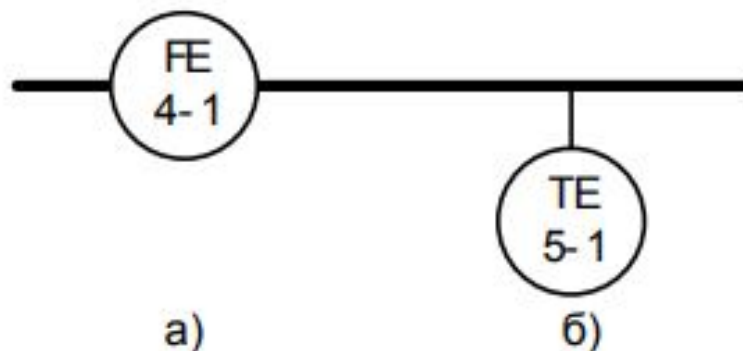


Схема построения обозначений

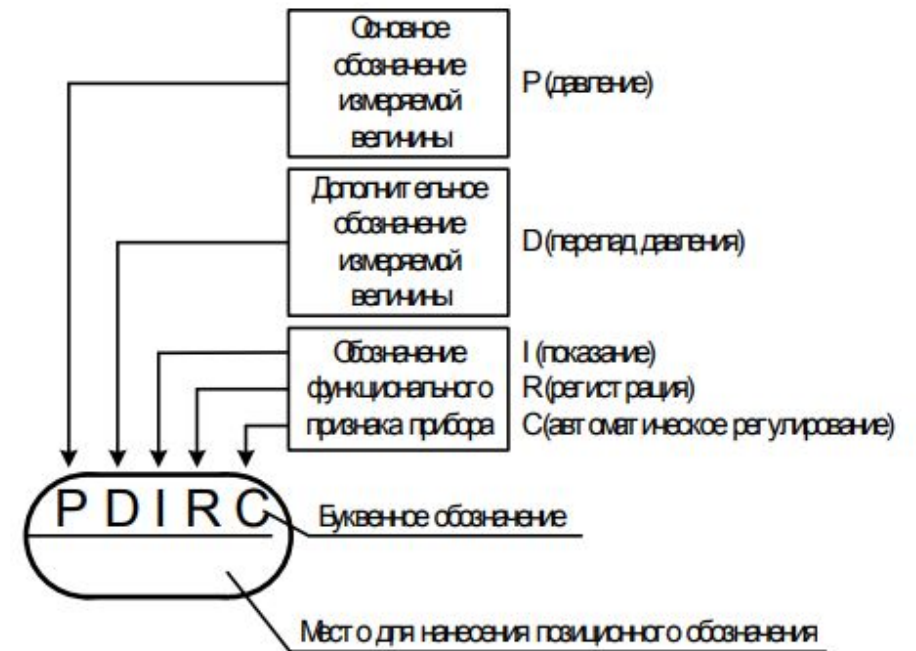
- При использовании развернутого способа на схеме изображают состав и место расположения технических средств автоматизации каждого контура контроля и управления.
- Достоинством упрощенного способа является меньшая трудоемкость составления схем автоматизации и простота чтения функциональности схемы из-за 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(а), устанавливаемые на технологическом оборудовании (с помощью закладных устройств) показывают рядом - в соответствии с рисунком(б).
- Обозначение условных графических обозначений средств автоматизации при использовании развернутого способа может быть выполнено путем комбинированного применения основных и дополнительных обозначений, приведенных в таблицах.



Изображение первичных измерительных преобразователей
относительно технологических коммуникаций

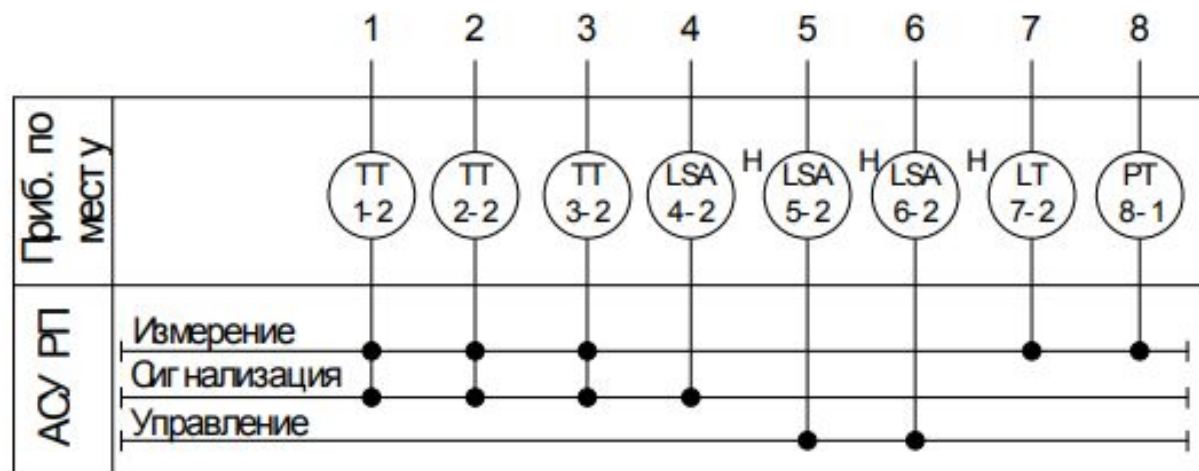
- При указании приборов в верхней части окружности наносятся буквенные обозначения измеряемой величины и функционального признака прибора. Порядок расположения букв в буквенном обозначении прибора принимают следующим (слева направо):
- основное обозначение измеряемой величины (слайд 11);
- дополнительное обозначение измеряемой величины, при необходимости (слайд 11);
- обозначение функционального признака прибора (слайд 12). 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. Первым располагают прямоугольник, в котором показаны внештатные 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). Необходимость реализации этих функций для каждого технологического параметра указывается точкой на пересечении линии функции и линии связи.



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

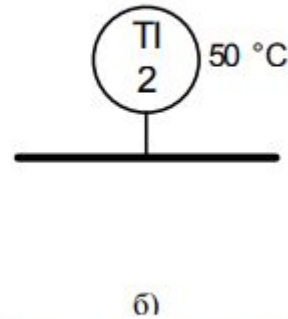
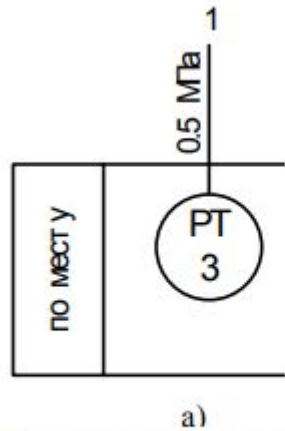
Линии связи между верхней и нижней частью ФСА допускается изображать с разрывом при большой протяженности и/или при сложном их расположении (рисунок). Места разрывов линий связи нумеруют арабскими цифрами в порядке их расположения в прямоугольнике с заголовком «Приборы местные». Допускается пересечение линий связи с изображениями технологического оборудования. Пересечение линий связи с обозначениями приборов не допускается. 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).



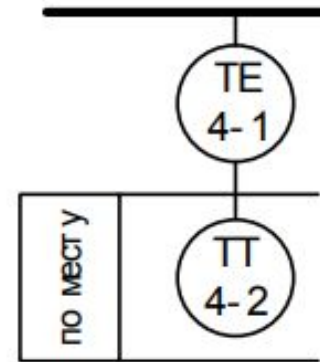
Пример изображения нижней части функциональной схемы

автоматизации

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 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 б). 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.).



Пример указания значений измеряемых величин
на линиях связи



Пример позиционного обозначения приборов

Автоматизация добычи промышленного сбора нефти и нефтяного газа

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).

Одной из важнейших функций промышленной системы сбора скважинкой продукции нефтяных месторождений является контроль дебитов добывающих скважин — информационная основа для мониторинга эффективности управления разработкой нефтяных месторождений. В настоящее время в промышленном обустройстве практически всех нефтяных месторождений используются автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) типа «Спутник».

Установка типа Спутник состоит из двух блоков: технологического и аппаратурного.

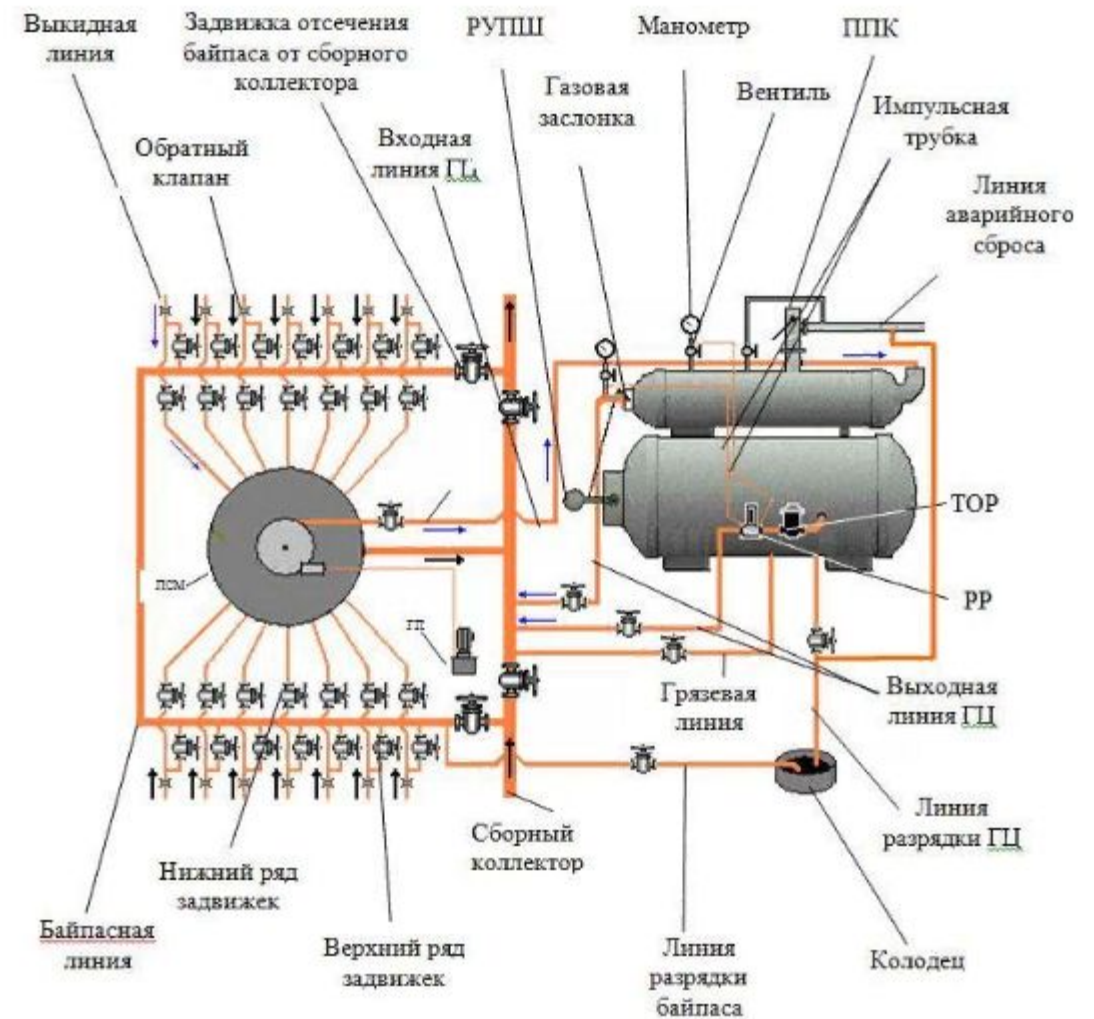
В технологическом блоке размещаются:

- емкость сепарационная со счетчиком жидкости TOP,
- блок гидропривода переключателя скважин,
- переключатель скважин,
- запорная арматура.

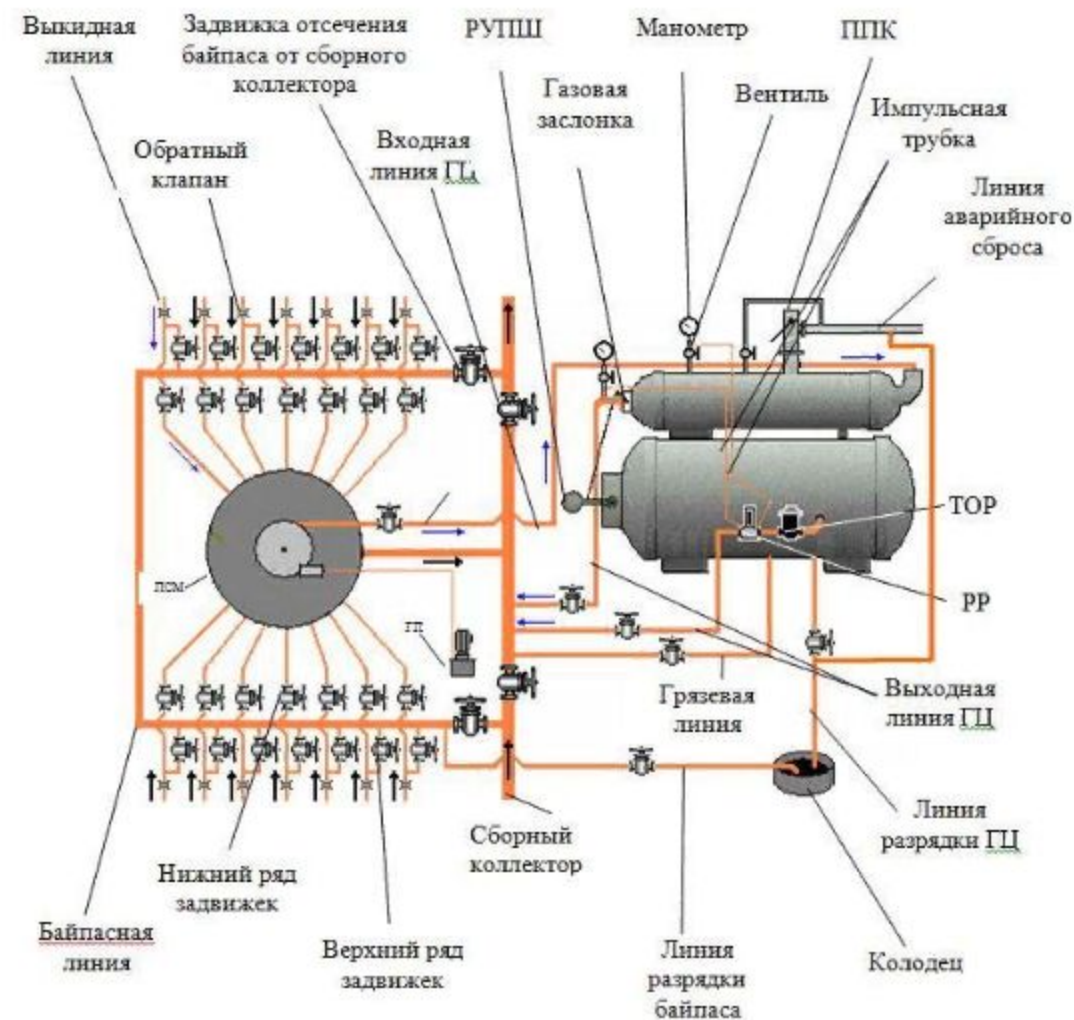
В аппаратурном блоке устанавливаются:

- блок управления и индикации.
- блок питания.

Входные патрубки для подключения скважин расположены симметрично по обе стороны.

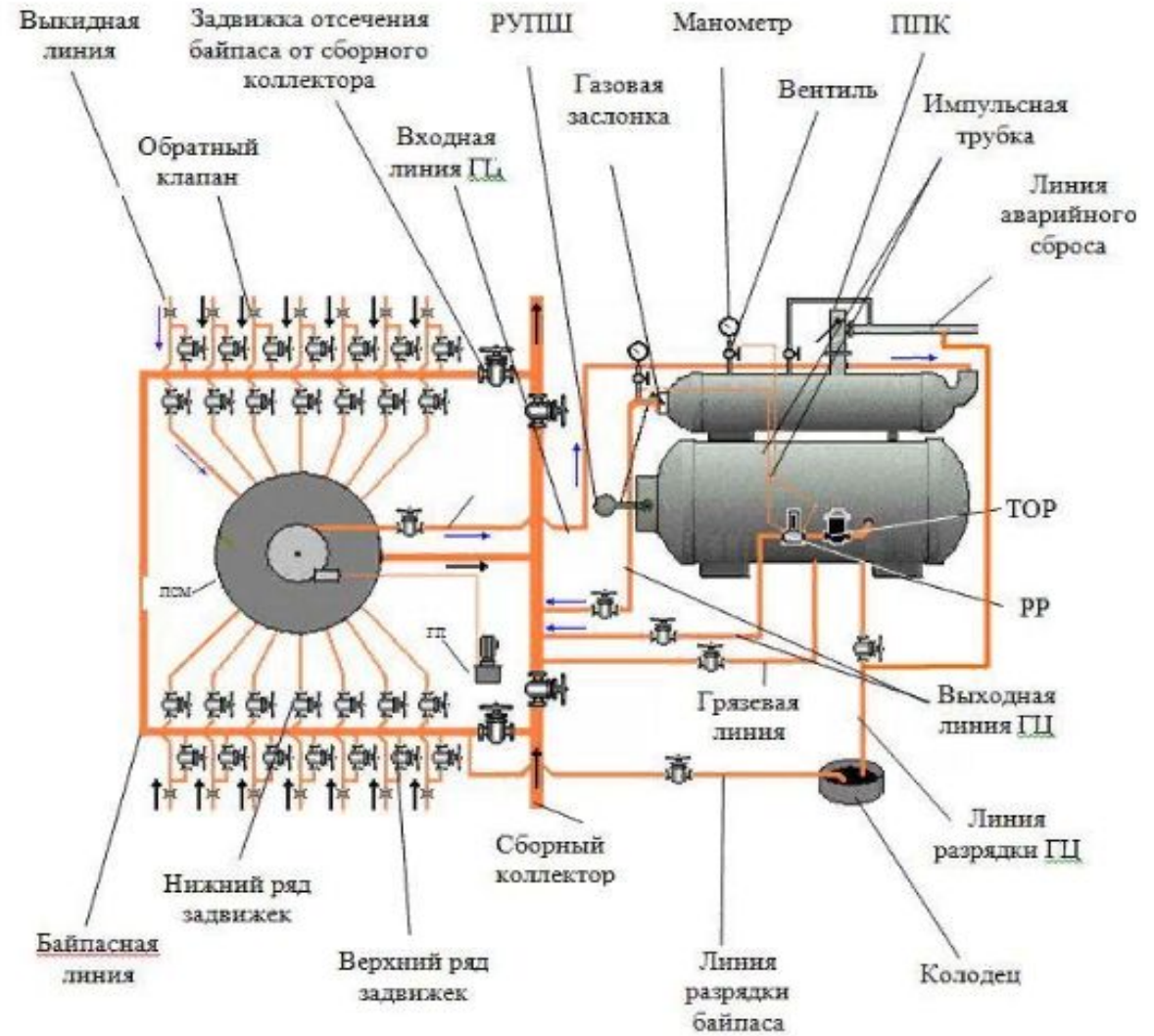


Продукция всех подключенных к Спутнику скважин поступает в переключатель скважин многоходовой, из которого продукция одной из них направляется на замер через сепарационную ёмкость, а продукция остальных направляется дальше в общий трубопровод. В сепарационной емкости происходит накопление жидкости и ее сепарация от нефтяного газа. Отделившийся нефтяной газ также направляется в общий трубопровод. Поплавок в накопительной емкости через систему рычагов при достижении в нем верхнего предельного уровня жидкости перекрывает заслонку на газовой линии. Давление в сепарационной емкости повышается. При достижении перепада давления между сепаратором и выходным трубопроводом в пределах 0,08-0,12 МПа клапан регулятора расхода открывается и накопившаяся в емкости жидкость через счетчик расхода ТОР выдавливается в общий трубопровод. При снижении перепада давления до 0,02—0,03 МПа клапан регулятора расхода перекрывается, поплавок через систему рычагов при достижении в нем нижнего предельного уровня жидкости открывает заслонку на газовой линии и цикл накопления жидкости в нефтегазовом сепараторе повторяется.



В случае, когда заслонка на газовой линии закрыта, клапан регулятора расхода открыт, а уровень жидкости в сепараторе остается высоким, жидкость под действием перепада давления внутри сепаратора пропускается через счетчик расхода. Продолжительность протекания жидкости через счетчик зависит от дебита скважины по жидкости и нефтяному газу. При понижении уровня жидкости в накопительной емкости сепаратора ниже половины диаметра накопительной емкости заслонка на газовой линии начинает открываться и пропускать накопившийся газ в общий коллектор. Вследствие понижения давления в сепараторе клапан регулятора расхода закрывается и вновь происходит накопление жидкости.

Устройство регулирования расхода жидкости в замерном сепараторе обеспечивает циклическое прохождение жидкости через счетчик ТОР с постоянной скоростью, что позволяет осуществлять измерение в широком диапазоне дебитов скважине относительно малой погрешностью. Время измерения устанавливается в зависимости от дебита скважин, способа добычи, состояния разработки месторождения и т.п. В установке предусмотрена возможность контроля работы скважин по отечеству (за определенное время) сигналов от счетчика ТОР.



СПУТНИК

- <https://youtu.be/uMfGkQVA1G4>

ACMA

- <https://youtu.be/zKyN1hCjFGY>

Автоматизированные сепарационные установки

Для первичной сепарации нефти и газа, а также оперативного измерения объема отсепарированной нефти, выделившегося газа и обеспечения дальнейшего транспорта нефти по нефтепромысловым трубопроводам применяют блочные автоматизированные сепарационные установки: СУ2-750, СУ2-1500 и СУ2-3000, имеющие пропускную способность соответственно 750, 1500 и 3000 м³/сут.

Схема установки показана на рис. Газонефтяная смесь через задвижку 12 направляется в гидроциклонную головку 13 и далее поступает в верхний сепаратор, где газ отделяется от капель жидкости. Далее нефть проходит через фильтр 16, турбинный счетчик 1 и направляется в нефтесборный коллектор.

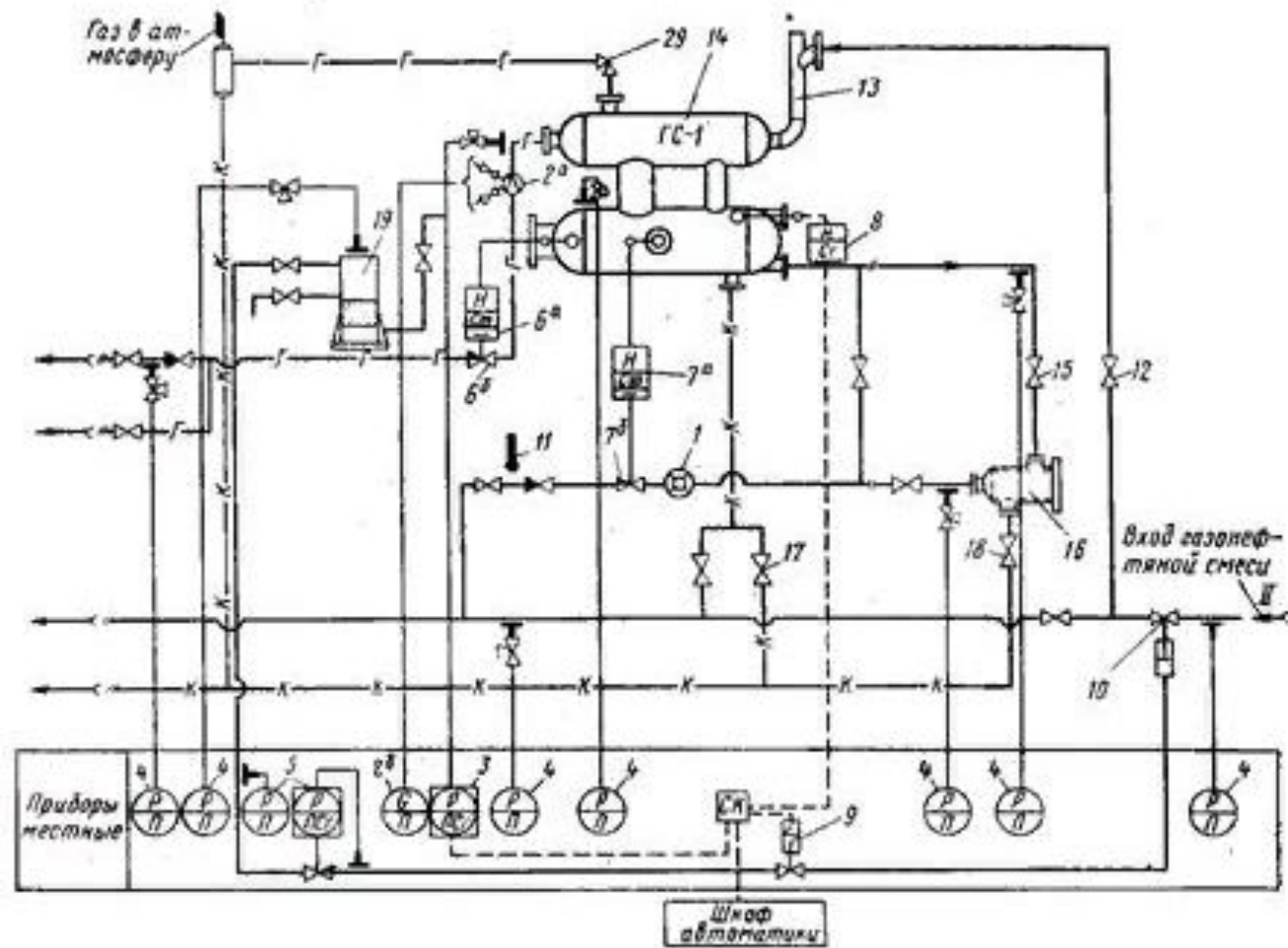


Схема контроля и автоматизации сепарационной установки

Камерная диафрагма, установленная на газовой линии, предназначена для измерения с помощью дифманометра объема отсепарированного из нефти газа. Сепаратор оборудован предохранительным клапаном 29, обеспечивающим уменьшение давления из сепарационной емкости при его аварийном превышении. Для улавливания капель из уходящего газа предусмотрен расширитель.

Системой автоматизации предусмотрены автоматическое регулирование уровня в сепараторе, автоматическая блокировка установки при аварийном повышении уровня и давления и передача аварийных сигналов на диспетчерский пункт. Регулирование уровня осуществляется двумя механическими регуляторами уровня 6, 7, размещенными на нижней сепарационной емкости и соединенными с исполнительными механизмами — регулирующими клапанами, расположенными соответственно на линиях отвода выделившегося газа и отсепарированной нефти.

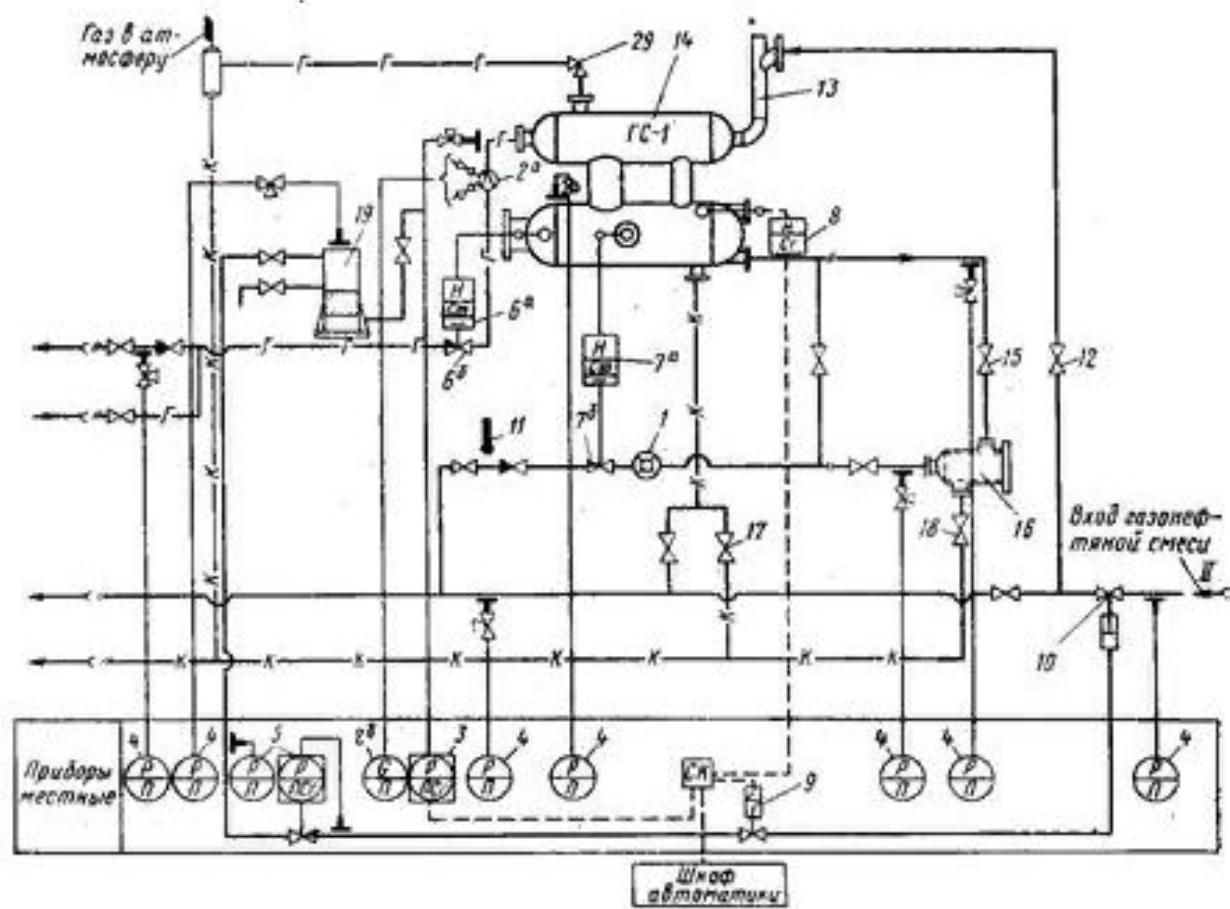


Схема контроля и автоматизации сепарационной установки

Автоматическая блокировка установки при аварийном разливе жидкости в сепараторе выполняется с помощью сигнализатора уровня 8 типа ПФ-40-СУВЗГ-4, соленоидного пилотного клапана 9 типа КСП-4М, осушителя 19 типа ОГ-8 и задвижки 10 с пневмоприводом, установленным на линии поступления нефти в сепаратор.

Если уровень жидкости достигнет аварийной отметки, поплавковый сигнализатор 8 выдает электрический сигнал на клапан КСП-4М, который при этом обеспечивает подачу воздуха на пневмопривод задвижки 10. Задвижка перекроет линию поступления нефти в сепаратор.

Осушитель газа 19 предназначен для подготовки газа, используемого в системе автоматики. Автоматическая защита от превышения давления осуществляется с помощью датчика давления 3 (электроконтактный манометр ВЭ-16РБ), установленного на линии отвода газа после сепаратора. При аварийном повышении давления сигнал от электроконтактного манометра поступает на КСП-4М 9. Система блокировки, управляющая задвижкой 13, действует аналогично блокировке при аварийном разливе жидкости. После устранения аварийной ситуации на сепарационной установке задвижка 10 открывается вручную домкратом типа ВД-3.

Вторичные приборы размещены в шкафу автоматики, устанавливаемом на открытом воздухе рядом с сепарационной установкой. Давления контролируют стандартными техническими манометрами.

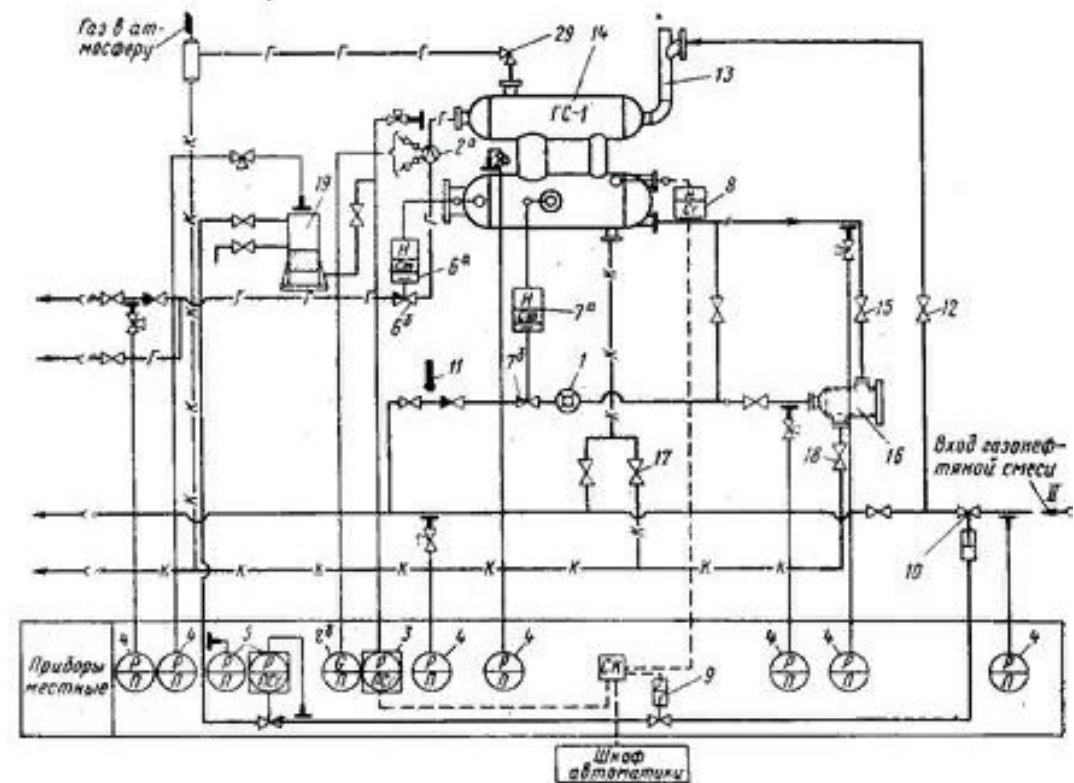


Схема контроля и автоматизации сепарационной установки

- Автоматизированные блочные сепарационные установки с насосной откачкой.
- Если после сепарации давление, под действием которого выходит нефть, недостаточно для дальнейшего движения по промысловой транспортной сети, применяют сепарационные установки типа СУН с откачивающими насосами.
- Установки выпускаются трех модификаций: СУН-1-750-6, СУН-2-750-6, СУН-1-1500-6. Первая цифра после буквенного шифра указывает на тип гидроциклонного сепаратора — одноемкостный или двухъемкостный (1 и 2), второе число — на пропускную способность установки (в м³/сут); третья цифра — на рабочее давление в сепараторе.
- Схема установки показана на рис. Установка комплектуется двумя или тремя откачивающими насосами типа ЦС или МС, смонтированными единым блоком на сварной раме. На установке СУН предусмотрено автоматическое согласование пропускной способности с объемом поступающей в сепаратор жидкости. Это выполняется механическим регулятором уровня РУМ 1, смонтированным в сепараторе с регулирующим клапаном 2, установленным на линии выхода нефти после насосов, откачивающих жидкость. В случае внезапного прекращения подачи по сигналу электроконтактных манометров 3, установленных на выкиде насосов, последние будут остановлены. При аварийной остановке рабочего насоса схемой автоматики предусмотрено включение резервного. Автоматическая защита установки при аварийном уровне в сепараторе осуществляется датчиком предельного уровня 4 типа ДПУ-1М, включающим с помощью соленоидного пилотного клапана КСП-4 задвижку с пневмоприводом 5 типа ПИТ-1, установленную на линии входа газонефтяной смеси в сепаратор. Защита от аварийного превышения давления осуществляется электроконтактным манометром. При этом, как и в случае аварийного повышения уровня, перекрывается входная линия.

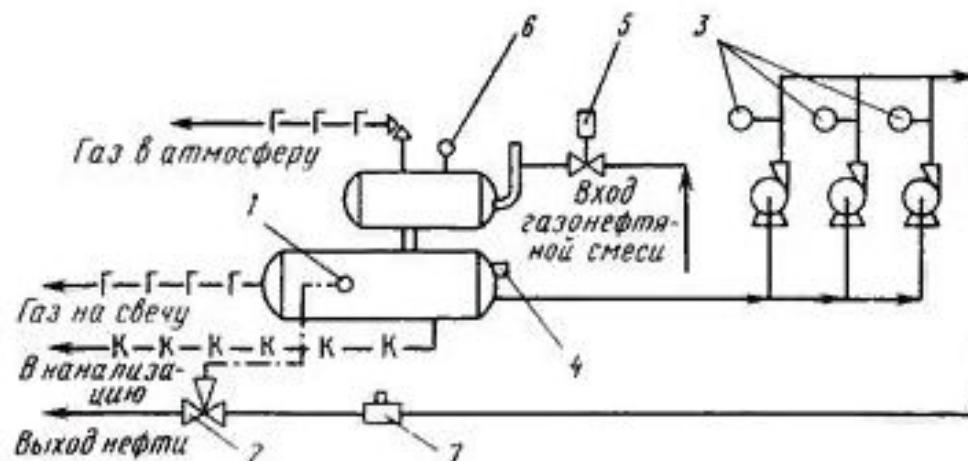


Схема автоматизированной сепарационной установки с насосной откачкой

- Автоматизированные концевые блочные сепарационные установки. Предназначены они для сепарации газа из нефти при атмосферном либо избыточном давлении, равном 5—15 кПа. В схеме установки, приведенной на рис, сепарационный блок состоит из двух горизонтальных емкостей 7 и 5, размещенных друг над другом и соединенных сточным патрубком 4. Верхняя емкость служит для освобождения отсепарированного газа от сопутствующих капель жидкости. Для этого в ней установлены отбойники грубой 9 и тонкой 3 очисток газа. Нижняя сепарационная емкость обеспечивает полную сепарацию нефти. Сепарационный блок установлен на высоком основании 18 для обеспечения движения отсепарированной нефти самотеком до резервуарного парка. В зависимости от условий работы газосборной системы высота таких оснований составляет 1; 9; 12 или 15 м. Поступающая нефть по лотку 10 попадает на распределитель 6, обеспечивающий равномерный сток ее через патрубок 4 в нижнюю емкость. Далее нефть движется по лотку 2 тонким слоем, что повышает эффективность сепарации. Патрубок 13 предусмотрен для выхода отсепарированного газа из нижней в верхнюю емкость и для выравнивания давления в них. Для осаждения из нефти и удаления механических примесей в нижней емкости установлена перегородка 16. Системой автоматики предусмотрены регулирование уровня нефти в сепараторе и автоматическая защита при аварийном превышении уровня. Механический регулятор 15 с исполнительным механизмом 17, установленным на сливной линии, поддерживает заданный уровень в сепараторе. Механический регулятор 12 с исполнительным механизмом 11 на входе в сепаратор обеспечивает защиту при аварийном разливе нефти в сепараторе. Для измерения уровня нефти в сепараторе применяют буйковый уровнемер 19 типа УБ-51-04. Для сигнализации аварийного превышения уровня жидкости используют датчик 20 типа ДПУ-1, для сигнализации о предельном давлении—электроконтактный манометр 14 типа ВЭ-16-РБ.
- <https://youtu.be/-ZhQjCWJvr8>

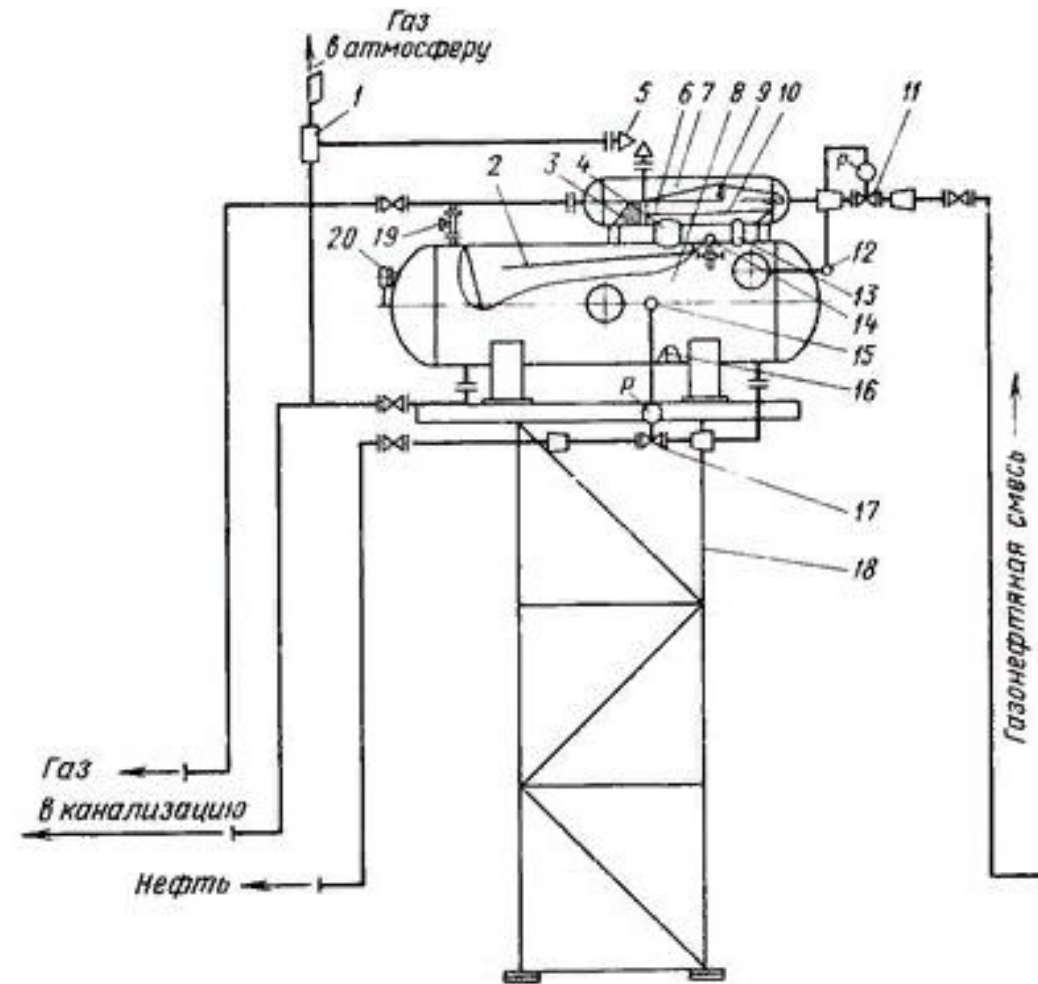


Схема автоматизированной концевой блочной сепарационной установки

- Автоматизированная блочная установка для сепарации и предварительного обезвоживания нефти. Блочная автоматизированная сепарационная установка типа БАС-100 позволяет уменьшить количество воды, содержащейся в нефти, поступающей на установки подготовки (обезвоживания) нефти, что улучшает режим работы последних и обеспечивает значительную экономию топлива (рис). Нефть после сепарационных установок смешивается с горячей пластовой водой, поступающей с установок подготовки нефти, и направляется в отсек 7 на полки 6, где из нее выделяется газ и поступает в газосборную сеть. Перепад давления между двумя отсеками, разделенными перегородкой 8, поддерживается регулятором 2, вследствие чего частично дегазированная нефть через разделительный патрубок 14 поступает в отсек 9. Здесь регулятором 11 поддерживается заданный уровень горячей пластовой воды. При движении эмульсии через этот слой воды происходит интенсивное перемешивание, глобулы воды сталкиваются, укрупняются и осаждаются. Частично обезвоженная нефть через патрубок 10 выводится из сепаратора и направляется на установку подготовки нефти. Выделившаяся вода через патрубок 13 сбрасывается в дренажную линию. Объем поступающей и уходящей с установки нефти измеряют турбинными расходомерами 1 и 12.
- Регулирование уровня водонефтяного раздела осуществляется регулятором 2 типа РУР-1. В случае аварийного разлива и превышения давления подаются аварийные сигналы соответственно датчиком предельного уровня 4 типа ДПУ-1М и электроконтактным манометром 5. При избыточном давлении в сепараторе газ сбрасывается через предохранительный клапан 3.

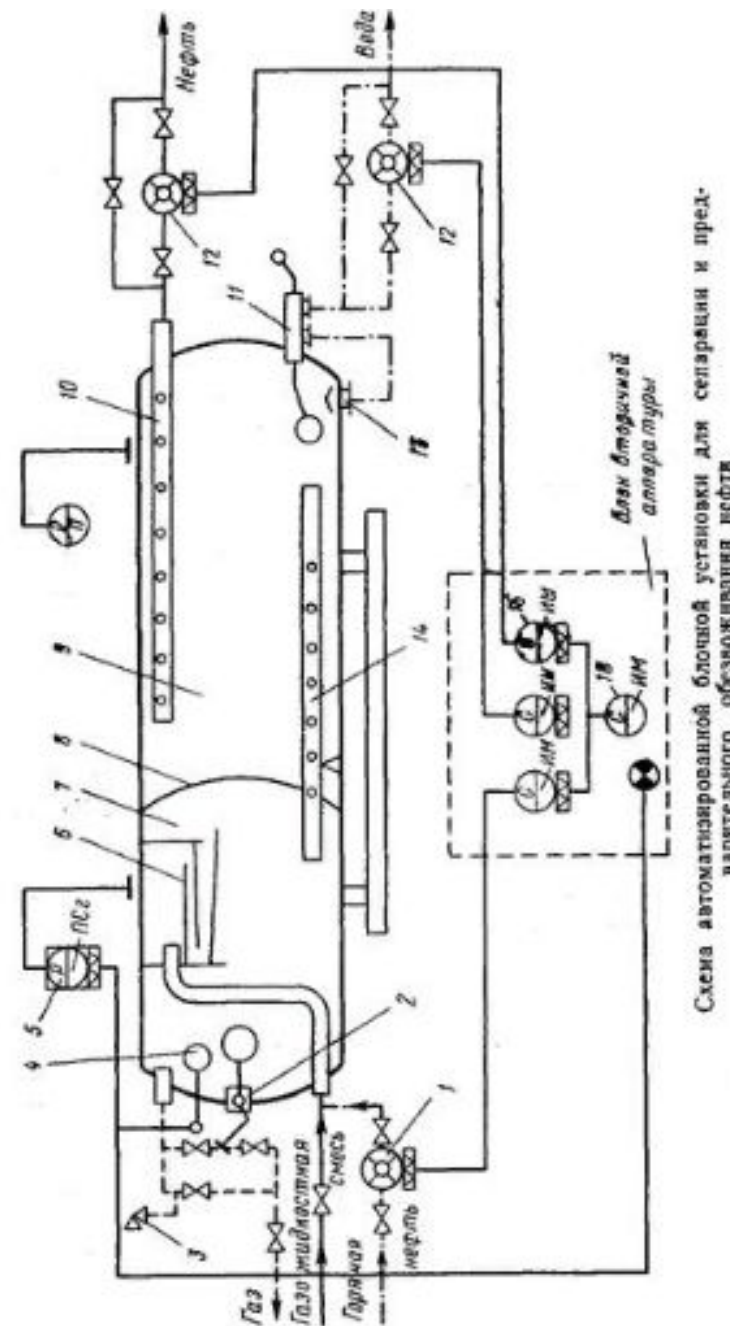


Схема автоматизированной блочной установки для сепарации и предварительного обезвоживания нефти