

АГЗУ – Автоматизированная газо-замерная установка

Автоматизированная система измерений массы сырой нефти, массы сырой нефти без учёта воды (обезвоженной нефти) и объёма свободного нефтяного газа, за определённый период времени, это и есть АГЗУ – Автоматизированная газо-замерная установка.

Данная установка предназначена для работы с нефтегазовыми смесями как с низким газовым фактором, так и с высоким.

Узел измерения расхода жидкости в установках выполнен на основе расходомеров массовых. Наличие влагомера в жидкостной линии позволяет получить необходимую точность измерения производительности скважин отдельно по нефти, воде и газу.

Принцип работы установки.

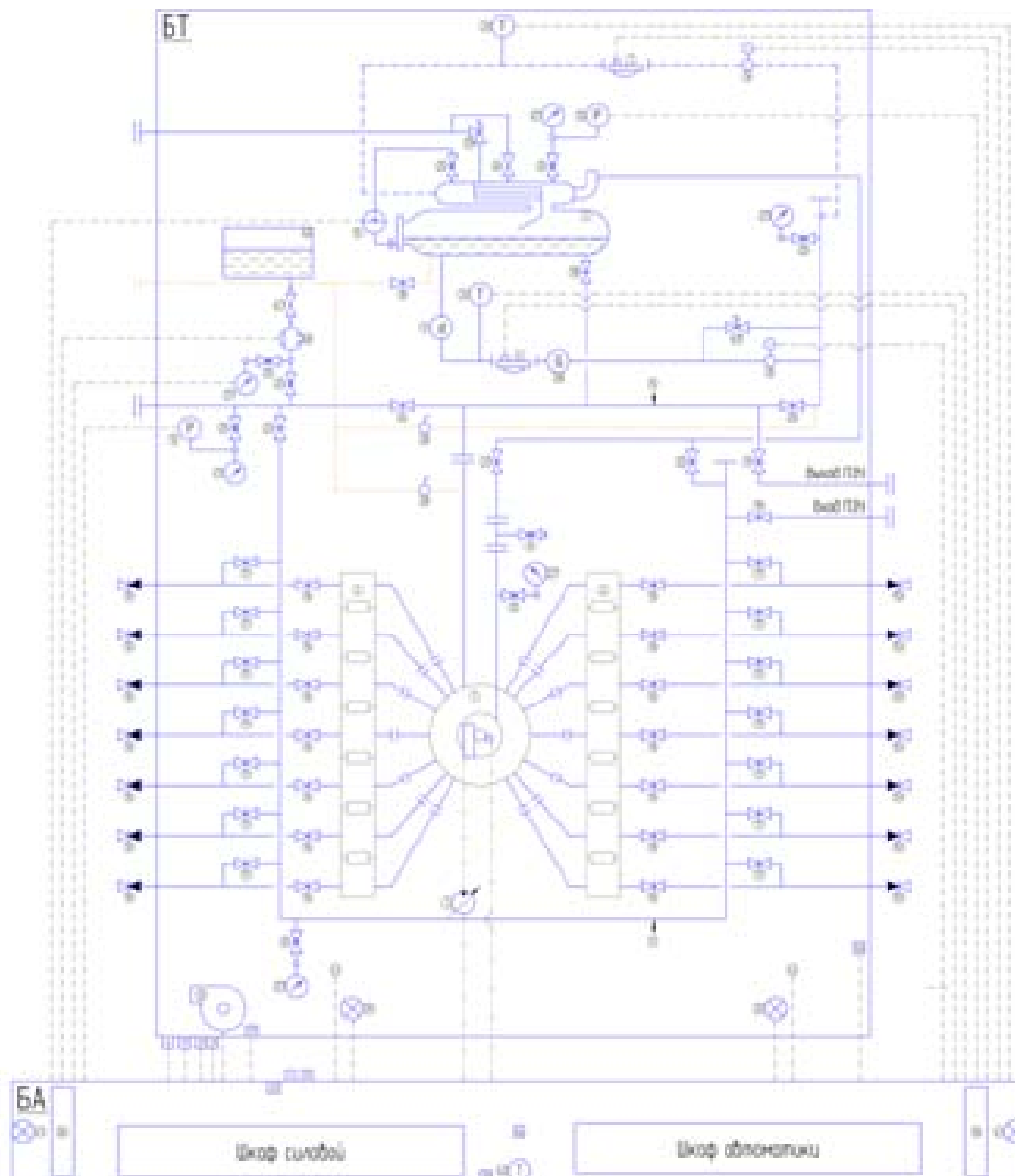


Рисунок 1 – Технологическая схема АГЗУ

В состав установки входят блоки: блок технологический БТ и блок автоматики БА. Электрическая связь между блоками осуществляется по кабельным каналам через клеммные разъёмы, размещаемые в шкафу блока автоматики и клеммные коробки, установленные на технологическом блоке.

БТ выполнен в виде утепленного помещения внутри которого находятся: нефтегазовый сепаратор, бак для химреагента, насос дозатор, электрические обогреватели, узел переключения скважин с переключателем скважин многоходовым ПСМ, запорная и регулирующая арматура, контрольно-измерительные приборы, датчики пожарной сигнализации и датчики загазованности.

Для вентиляции помещения внутри блока установлен вентилятор с воздуховодом, выведенным выше крыши технологического блока.

БА выполнен в виде утепленного помещения, внутри которого размещены: система управления и обработки информации (СУОИ), силовой шкаф, а также смонтированы вторичные приборы пожарной сигнализации и газосигнализаторов. Для поддержания необходимой положительной температуры в помещении установлен электрический обогреватель.

Газожидкостная смесь от скважин поступает на узел переключения, где с помощью системы автоматики или вручную выбирается скважина, которую нужно поставить на измерение. Продукция с остальных скважин через байпасную линию направляется в общий выходной коллектор. Продукция измеряемой скважины поступает во внешний циклон сепаратора, где она разделяется на жидкость и газ. Газ попадает в полость сепаратора и, пройдя через каплеотбойник и расходомер, уходит в общий коллектор. Жидкость стекает по полкам в нижний сосуд сепаратора и накапливается в нём.

При заполнении нижнего сосуда датчик перепада давления подаёт сигнал ПЛК «закрыть» кран шаровой, прекращая выход газа из верхнего сосуда, что ведёт к возрастанию перепада давления между полостями сепаратора и коллектором, после чего жидкость через влагомер, расходомер, кран шаровой начинает поступать в коллектор и её уровень в сепараторе понижается.

При достижении минимального уровня жидкости в нижнем сосуде датчик перепада давления подаёт сигнал ПЛК «закрыть» кран шаровой и «открыть» кран шаровой.

В момент открытия крана шарового, при поступлении в систему управления от расходомера сигнала, превышающего нулевое значение, включается таймер отсчёта времени измерения и в системе управления начинает поступать измерительная информация.

В момент закрытия крана шарового выходной сигнал расходомера принимает нулевое значение, отсчёт расхода жидкости прекращается, но счёт времени продолжается до следующего открытия клапана. При этом значение времени измерения фиксируется в памяти системы управления.

Измерительная информация от расходомеров, влагомера, датчиков давления и температуры поступает в систему управления (СУ). СУ обрабатывает, формирует измерительную информацию, выводит на индикацию и передает по каналам связи в диспетчерский пункт нефтедобывающего предприятия.

Установки для каждой подключенной на измерение скважины осуществляют следующие виды измерений:

- прямые измерения массового расхода и массы сырой нефти;
- прямые и косвенные измерения объёмного расхода и объёма газа, выделившегося в результате сепарации, с приведением к нормальным условиям;
- прямые и косвенные измерения объёмной доли воды в сырой нефти;
- косвенные измерения массового расхода и массы сепарированной нефти.

Измерения среднесуточного массового расхода жидкости и среднесуточного объёмного расхода газа производится путём непрерывного усреднения значений расхода, поступающих от расходомеров и последующего масштабирования (пересчёта) этих значений в среднесуточные.

Значения среднесуточного массового расхода сырой нефти определяются как разность значений среднесуточного массового расхода жидкости и пластовой воды.

Значения среднесуточного массового расхода пластовой воды определяются как произведение среднесуточного массового расхода жидкости, измеренного расходомером и

массовой доли пластовой воды в этой жидкости с учётом плотностей пластовой воды и нефти.

Блок полностью автономен в работе. Всё оборудование блока смонтировано на сварном основании в теплоизолированном помещении.

В настоящее время самый распространенный и применяемый контроллер для системы управления АГЗУ это - **DirectLOGIC DL205** или **SCADAPack**.

Ниже приведена структурная схема блока автоматики АГЗУ

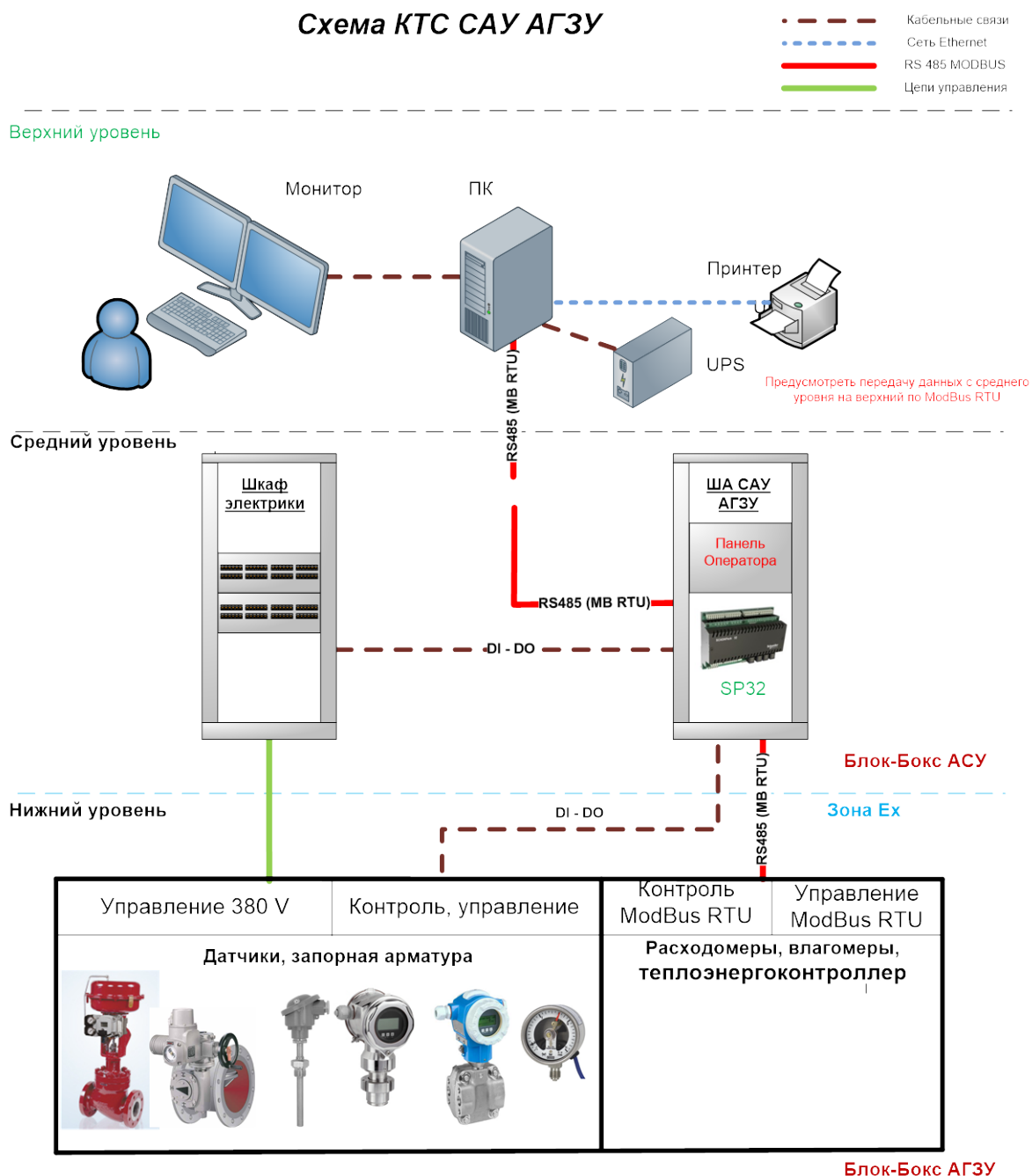


Рисунок 2 – КТС БА АГЗУ.

Описание КТС

Нижний уровень

Нижний уровень системы оборудования КИПиА должно быть достаточным для его работы в помещениях, имеющих взрывобезопасный (искробезопасный) уровень взрывозащиты, маркировку по взрывозащите, IExdII ATЗ, IExiII ATЗ.

Программируемый логический контроллер и сопутствующее оборудование находятся в шкафах, расположенных в блоке автоматики (взрывобезопасная зона).

Формат унифицированных сигналов – AI (4-20мА), DI (0/24В), AO (4-20мА), DO (сухой контакт).

Средний уровень

Средний уровень системы должен включать в себя преобразователи унифицированных аналоговых и дискретных сигналов, программируемые логические контроллеры (ПЛК) и промышленную сеть передачи данных для осуществления связи между ними. Преобразователи должны располагаться в шкафу, находящемся в блоке автоматике. Подключение нижнего уровня к среднему осуществляется через коробки клеммные взрывозащищённые.

Верхний уровень

Передача данных из блока обработки, расположенного в шкафу управления, до АРМ оператора осуществляется по соответствующему каналу связи.

Функции АРМ оператора:

- индикация и архивирование расходов нефти по скважинам,
- управление переключателем скважин по заданной программе.
- управление работой насоса-дозатора химреагентов и отображение состояния,
- регулировка систем обогрева и подогрева,
- управление системой принудительной вентиляции,
- индикация процентного содержания воды в нефти текущей скважины,
- индикация давления в коллекторе,
- дебит по жидкости и по газу,
- индикация уровня в накопительной ёмкости,
- индикация температуры жидкости и газа,
- индикация температуры в помещениях,
- индикация уровня реагента в расходном баке,
- индикация несанкционированного входа в помещение,
- индикация загазованности в помещениях и неисправности сигнализаторов,
- отображение информации о пожаре,

Метрологическое обеспечение средств измерений, измерительная система (измерительные каналы системы) должны соответствовать требованиям «Закона об обеспечении единства средств измерений» ГОСТ Р 8.596-2002.

Все средства измерений, программируемые контроллеры, измерительная система (измерительные каналы системы) должны быть зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений. Метрологические характеристики должны обеспечивать достижение необходимой точности, установленной нормативными документами РФ и регламентом ведения технологического процесса.