

Групповая замерная установка

ШАМАНОВ ИНСАФ ГРУППА: 03-908

АГЗУ (автоматическая групповая замерная установка)

или ИУ (измерительная установка) – это часть системы оборудования нефтепромысла. Она отвечает за исполнение алгоритмов замера количества и соотношения сред, добываемых из скважины:

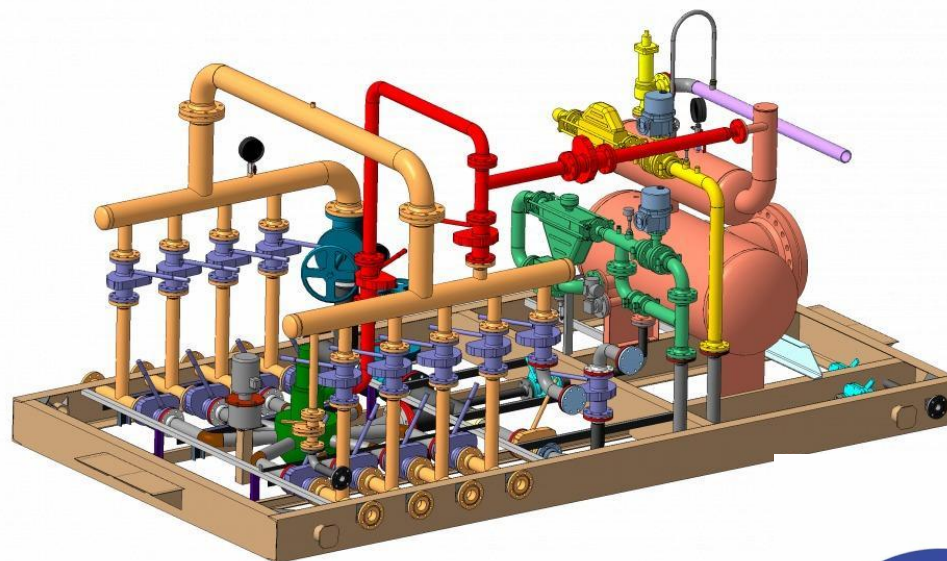
- Сырой нефти;
- Пластовой воды;
- Попутного нефтяного газа.

Полученные результаты индицируются и обрабатываются автоматикой, размещенной в блоке АГЗУ или передаются на КИПиА верхнего уровня на базе АСУ ТП.



Назначение:

- ГЗУ предназначена для автоматического учета количества жидкости и газа, добываемых из нефтяных скважин с последующим определением дебита скважины. Установка позволяет осуществлять контроль над работой скважин по наличию подачи жидкости и газа и обеспечивает передачу этой информации, а также информацию об аварии на диспетчерский пункт.
- Областью применения установок является нефтегазодобывающие предприятия, имеющие скважины с дебитом до $400 \text{ м}^3/\text{сут}$ и содержанием газа в жидкости при нормальных условиях до $160 \text{ м}^3/\text{м}^3$.



Описание оборудования:

- Количество подключаемых скважин от 1 до 14;
- Номинальное давление 25, 40 кгс/см²;
- Производительность установки 400, 600, 800, 1500 м³/сут.;
- Климатическое исполнение УХЛ1, ХЛ1, У1;
- Антикоррозионная защита: ПСМ, СЕ, трубопровода (опционально);
- Расходомер на жидкостной линии: массомер или мультифазный расходомер;
- Расходомер на газовой линии: массомер, вихревой, ультразвуковой.



Принцип работы

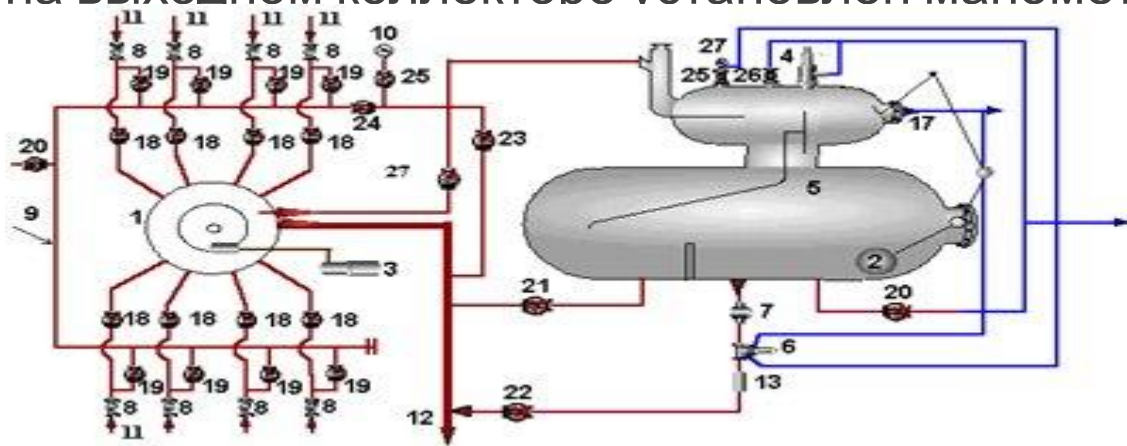
Газожидкостная смесь со скважин, через обратные клапана, задвижки, поступает в камерный преобразователь расхода КПР. БЭСКЖ обрабатывает по специальному алгоритму сигнал, поступающий от КПР, вычисляет и отображает показания на цифровом индикаторе значение массы жидкости в кг., а также выдает нормированный сигнал для передачи в систему телемеханики. Со счетчика СКЖ газожидкостная смесь подается в выходной сборный коллектор.

Далее по ходу движения газожидкостной смеси на выходном коллекторе возможна установка: смесителя потока, влагомера полнопоточного (для определения обводненности нефти), зонда для ручного отбора проб (определения качественных характеристик нефти). Для удаления воздушных пробок при заполнении ГЗУ, сброса давления и слива остатков рабочей жидкости в установке предусмотрена дренажная система.

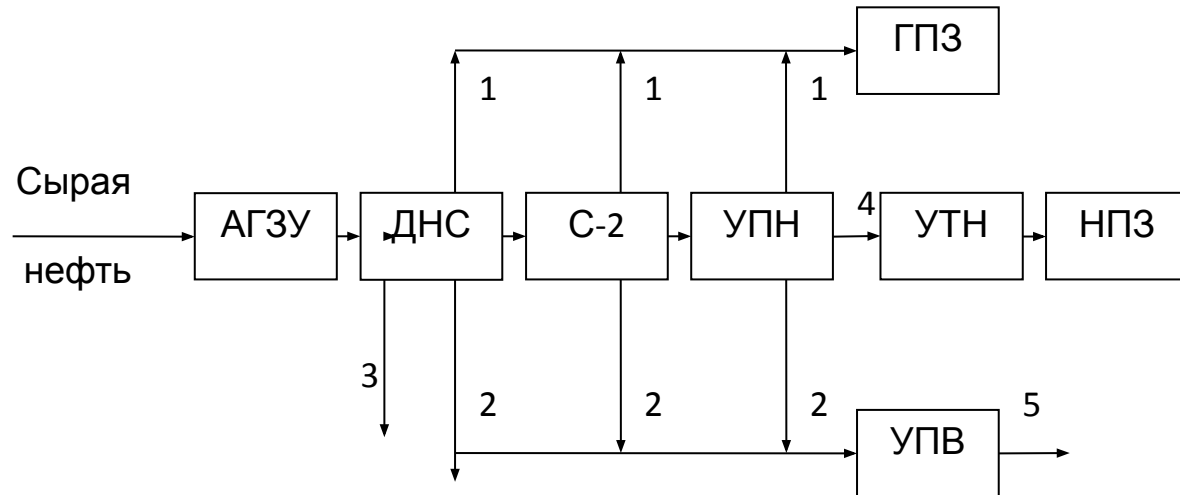


Принцип работы

Конструкцией ГЗУ предусмотрены байпасные отводы с задвижками для направления потока жидкости со скважин в общий коллектор, без определения дебита. Для визуального контроля избыточного давления в трубопроводе в счетчике СКЖ и технологических трубопроводах установлены манометры. Для контроля за давлением и передачи сигнала превышения допустимого давления, в систему телемеханики, на выходном коллекторе установлен манометр



Блок схема переработки нефти на промыслах.

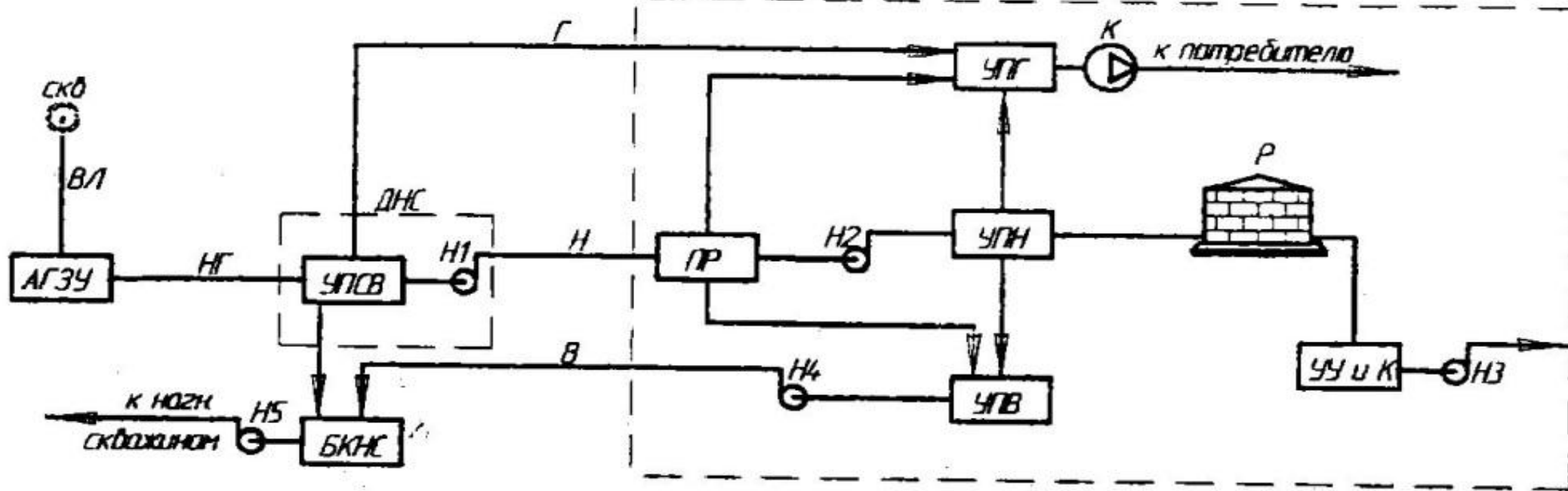


1. Газ;
2. Вода, отделенная от нефти;
3. Механические примеси;
4. Стабильная нефть;
5. Очищенная вода

- АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;
- ДНС - дожимная насосная станция;
- С-2 – сепарация второй ступени;
- УПН – установка подготовки нефти;
- УТН – установка товарной нефти;
- НПЗ - нефтеперерабатывающий завод;
- ГПЗ - газоперерабатывающий завод;
- УПВ - установка подготовки воды.



Центральный пункт сбора, подготовки и сдачи товарной нефти

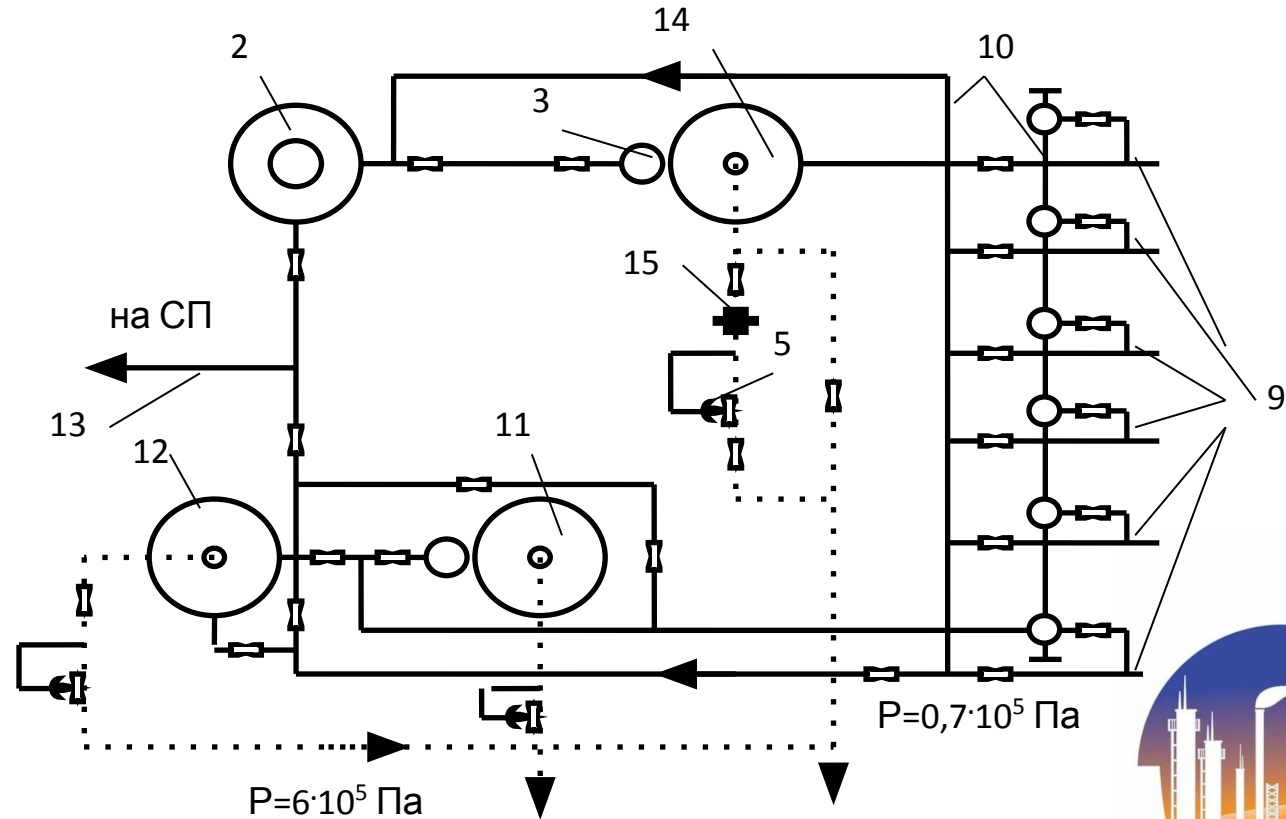


- АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;
- УПСВ – установка предварительного сброса воды;
- БКНС – блочная кустовая насосная станция;
- ПР – предварительное разделение;
- УПГ – установка подготовки газа;
- УПН – установка подготовки нефти;
- УПВ – установка подготовки воды; УУ и К – узел учета и контроля.



Схема групповой замерно-сепарационной установки.

- 2 – мерник;
- 3 – регулятор уровня;
- 5 – регулятор давления "до себя";
- 9 – выкидные линии;
- 10 – распределительная батарея;
- 11 – трап первой ступени;
- 12 – трап второй ступени;
- 13 – самотечный коллектор;
- 14 – замерный трап;
- 15 – замерная диафрагма.



Область применения.

Температура, С°	от 0 до 70
Максимальное рабочее давление, кгс/см	40
Верхнее значение кинематической вязкости, м ² /с	до 1,5x10 ⁻⁴
Газовый фактор при нормальных условиях, нм ³ /т	от 0 до 100
Плотность, кг/м ³	не менее 700
Содержание сероводорода в попутном газе в % по объёму, при давлении 1,7 МПа	не более 4
Содержание сероводорода в попутном газе в % по объёму, при давлении 4,0 МПа и парциальном давлении сероводорода до 345 Па	не более 0,02
Размер механических примесей в измеряемой среде, мм	до 3



Недостатки самотёчных систем сбора нефти.

- Работают за счет напора, создаваемого разностью геодезических отметок в начале и в конце нефтепровода. Мерник должен быть выше уровня земли, а в условиях гористой местности необходимо выбирать трассу подачи нефтепроводов, обеспечивающую нужный напор и пропускную способность;
- Необходима глубокая сепарация нефти от газа, для предотвращения образования в нефтепроводах газовых "мешков";
- Выкидные линии и сборные коллекторы не рассчитаны на увеличение дебитов скважин и сезонные изменения вязкости нефти;
- Скорость потока жидкостей низкая. Это приводит к отложению механических примесей, солей и асфальтопарафинистых отложений;
- Потери нефти от испарения легких фракций и газа достигают 3 % от общего объема добычи. Основные источники потерь – негерметизированные мерники и резервуары устанавливаемые у скважин, на сборных пунктах и в товарных парках;
- Системы трудно поддаются автоматизации;
- Системы требуют большого количества обслуживающего персонала (операторов лаборантов)



Спасибо за внимание.

