

# Курс лекций для операторов ДНГ и операторов ПУ.



**РОСНЕФТЬ**

автор проекта: Дмитрий Игоревич Мальцев  
ООО «РН-Юганскнефтегаз» ведущий технолог ЦДНГ-17 ГУДНГ

г. Тюмень  
22/04/2015

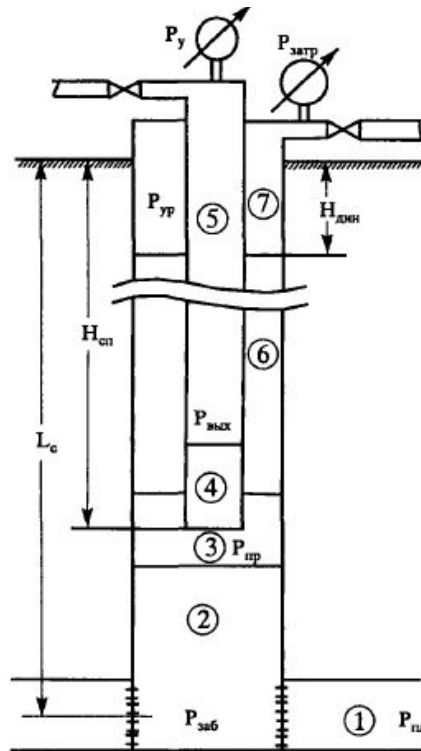


Рис. 2. Схема добывающей системы:

$P_{пл}$ ,  $P_{зоб}$  — соответственно пластовое и забойное давления;  $P_{пр}$  — давление на приеме погружного оборудования;  $P_{вых}$  — давление на выходе из погружного оборудования;  $P_{ур}$  — давление на динамическом уровне в затрубном пространстве;  $P_y$  — давление на устье скважины в НКТ;  $P_{затр}$  — давление на устье скважины в затрубном пространстве;  $L_c$  — длина (глубина) скважины;  $H_{сп}$  — глубина спуска погружного оборудования;  $H_{дин}$  — динамический уровень; 1 — пласт (призабойная зона); 2 — скважина; 3 — область приема погружного оборудования; 4 — погружное оборудование (насос); 5 — подъемник; 6 — затрубное пространство, заполненное газожидкостной смесью; 7 — затрубное пространство, заполненное газом

- Под скважиной добычи нефти понимается процесс извлечения проектного количества продукции из пласта и подъем его на дневную поверхность по возможности бесперебойно и минимальными затратами.
- Основным объектом изучения является сложная единая гидродинамическая система, или добывающая система.
- Скважина – цилиндрическая горная выработка пространственной ориентации, диаметр которой существенно меньше её длины, предназначенная для сообщения продуктивного горизонта и дневной поверхности.
- Виды скважин: Добывающая, нагнетательная, контрольные, оценочные, разведывательные и т.д.

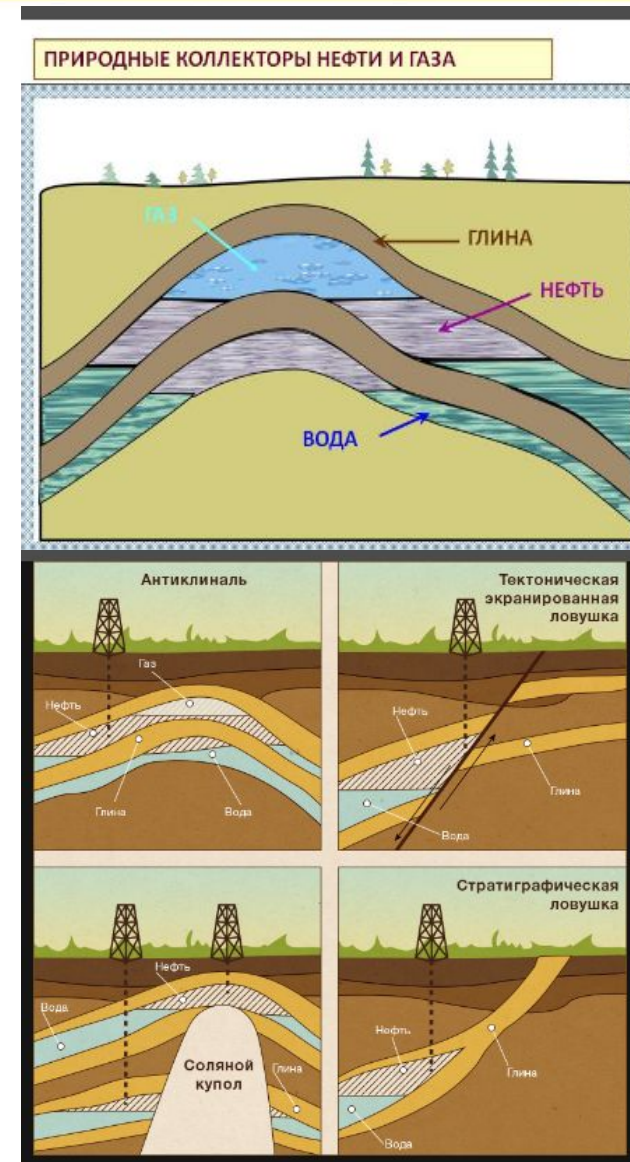


1. Геология нефти и газа.
2. Физико-химические свойства пластовых флюидов.
3. Геофизические исследования скважин.
4. Бурение нефтяных и газовых месторождений.



Газонефтяное месторождение.

- Естественное скопление нефти (газа) в недрах называется нефтяной (газовой) **залежью**.
- Совокупностью залежей, расположенных на одном участке Земли или моря, образует нефтяное (газовое) месторождение.
- Нефть (газ) совместно с водой содержится в разветвлённой системе пор, пустот, поровых каналов, в кавернах между отдельными зернами породы, который называется коллектор нефтяной залежи.
- Наличие пустот в коллекторе называется пористостью.
- Проницаемость горных пород – способность пропускать через себя жидкость.
- Абсолютная проницаемость – это проницаемость пористой среды при движении в ней какой-либо одной фазы.
- Эффективная проницаемость – проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при содержание в порах другой фазы.
- Относительная проницаемость – отношение эффективной проницаемости к абсолютной.
- Упругость горных пород – способность их к изменению своего объема с изменением давления.





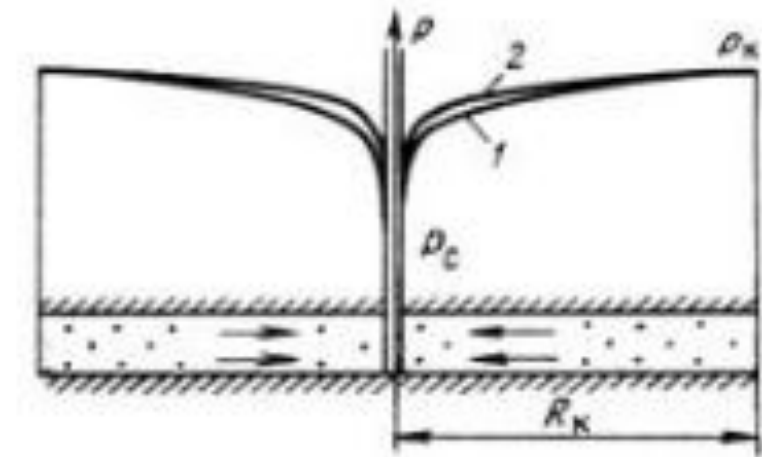
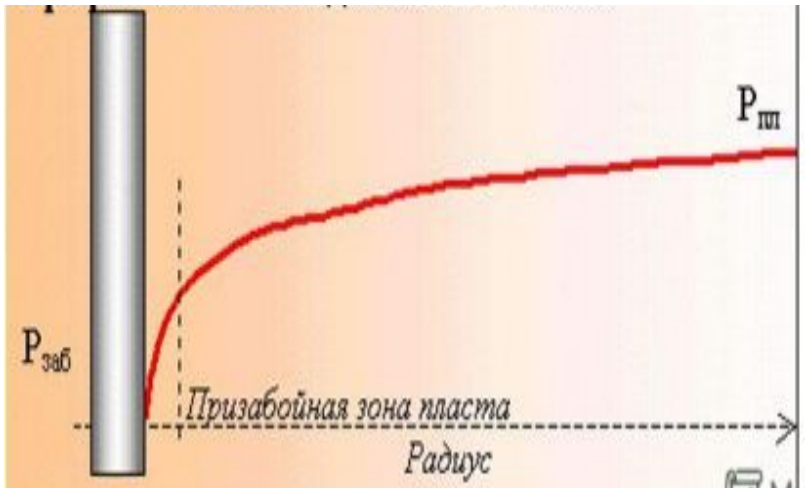


Уравнение Дарси (фильтрация флюидов в пористой среде):

$$Q_r = \frac{2 \pi k h (P_x - P_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{R_c}}$$

- $k$  - коэффициент проницаемости, дарси;  $h$  - мощность пласта, см;  $P_k$  и  $P_c$  - давление на контуре питания и в скважине, ат;  $R_k$  и  $R_c$  - радиусы контура питания и скважины, см;  $\mu$  - вязкость жидкости, сантипуазы;  $Q_r$  - дебит скважины, см<sup>3</sup>/сек.

$$Q = K(P_{пл} - P_3)$$





# Физико-химические свойства пластовых флюидов.

- **Нефть** – природная маслянистая горючая жидкость со специфическим запахом, состоящая в основном из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы и некоторых других химических элементов.
- **Основные показатели:**
  - плотность (<830 г/см<sup>3</sup> – особо легкая, 830-850 г/см<sup>3</sup> – легкая, 850-870 г/см<sup>3</sup> – средняя, 870-895 г/см<sup>3</sup> тяжелая, >895 битумная).
  - Содержание серы: до 1% малосернистые, 1-3% сернистые, >3% сернистые.
  - Содержание смолисто-асфальтеновых веществ: малосмолистые нефти 10%, смолистые 10-20%, высокосмолистые от 20 до 35% асфальтено-смолистых веществ.
  - По содержанию твердых парафинов: до 5% - малопарафинистые, 5-10% парафинистые, >10% высокопарафинистые.
  - По вязкости : 0.5 – 10 сПз – маловязкие, 10-50 сПз средние вязкие, 50-200 сПз –высоковязкие, > 200 сПз – сверхвязкие.
- **Фракция (потребительские качества) :** 140С – бензиновая фракция, 140С-180С легированная фракция (тяжелая нефтя), 180С-220С керосиновая фракция, 220С-350С дизельная фракция; >350 С – мазут, >490С гудрон.
- **Состояние углеводородов:** С-С<sub>4</sub> – газообразное состояние, С<sub>5</sub>-С<sub>16</sub> жидкое состояние, >С<sub>16</sub> твердо состояние

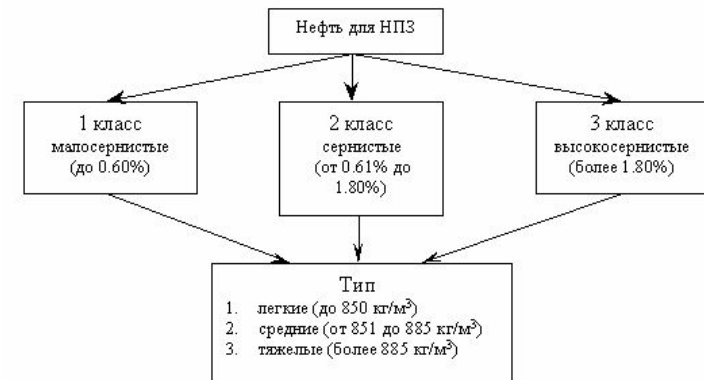
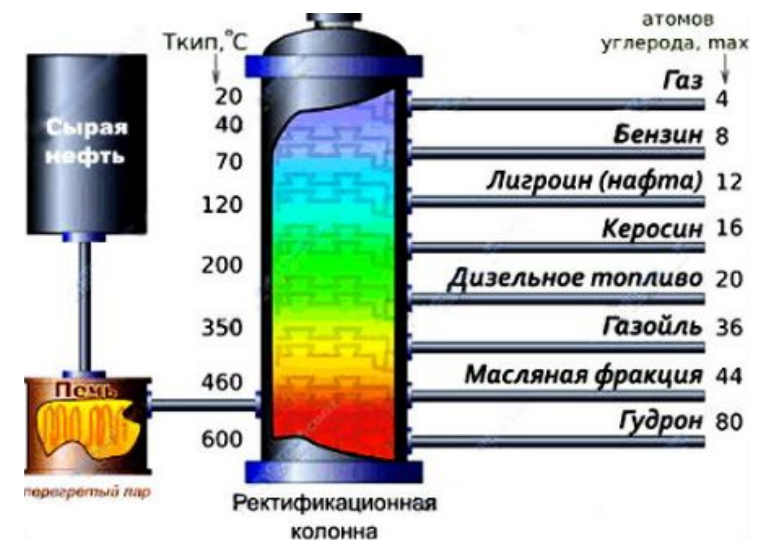


Рис. 2.2 Классификация нефтей для НПЗ.

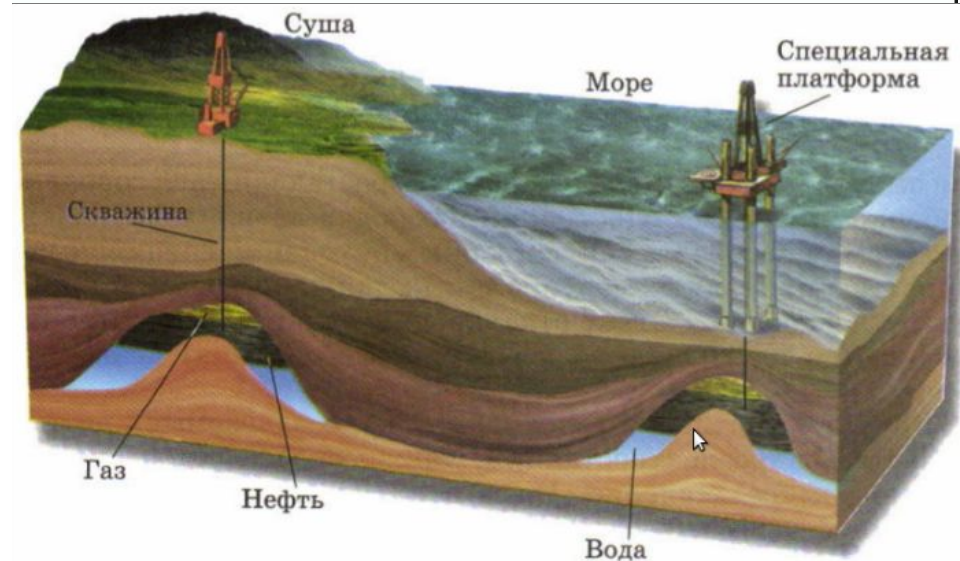
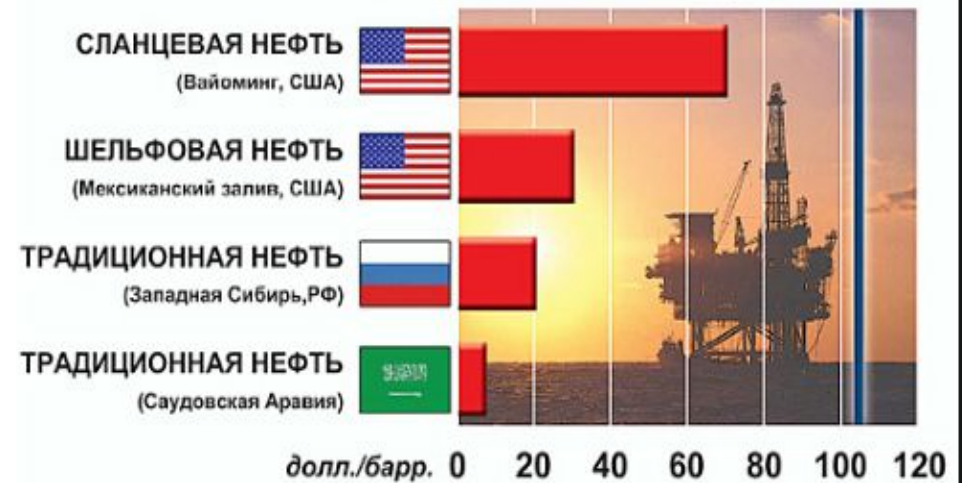


# Основные марки нефтей



- «[Brent](#)», добываемый в Северном море — для рынков Европы и Азии. Цены примерно на 70% экспортируемых сортов <sup>[3]</sup> нефти прямо или косвенно задаются на базе котировок Brent.
- «[WTI](#)» (West Texas Intermediate), известная также как «(Texas) Light Sweet» — для западного полушария (США) и как ориентир для других сортов нефти. В XX веке долгое время был единственным маркерным сортом.
- Маркерный сорт [Dubai Crude](#) широко используется при определении цен нефти, экспортируемой из стран Персидского залива в [ATP](#).
- [в России](#) существует несколько основных сортов: тяжелая смесь [Urals](#) (цена рассчитывается с дисконтом от Brent), легкая нефть [Siberian Light](#) (добываемая в Ханты-Мансийском АО), [ESPO](#) (марка восточносибирской нефти). Другие Российские сорта: [REBCO](#), [Sokol](#) ([Сахалин-1](#)), [Vityaz](#) ([Сахалин-2](#)), арктический сорт [ARCO](#) (месторождение [Приразломное](#), разрабатываемое «[Газпром нефтью](#)»).

## Себестоимость добычи нефти



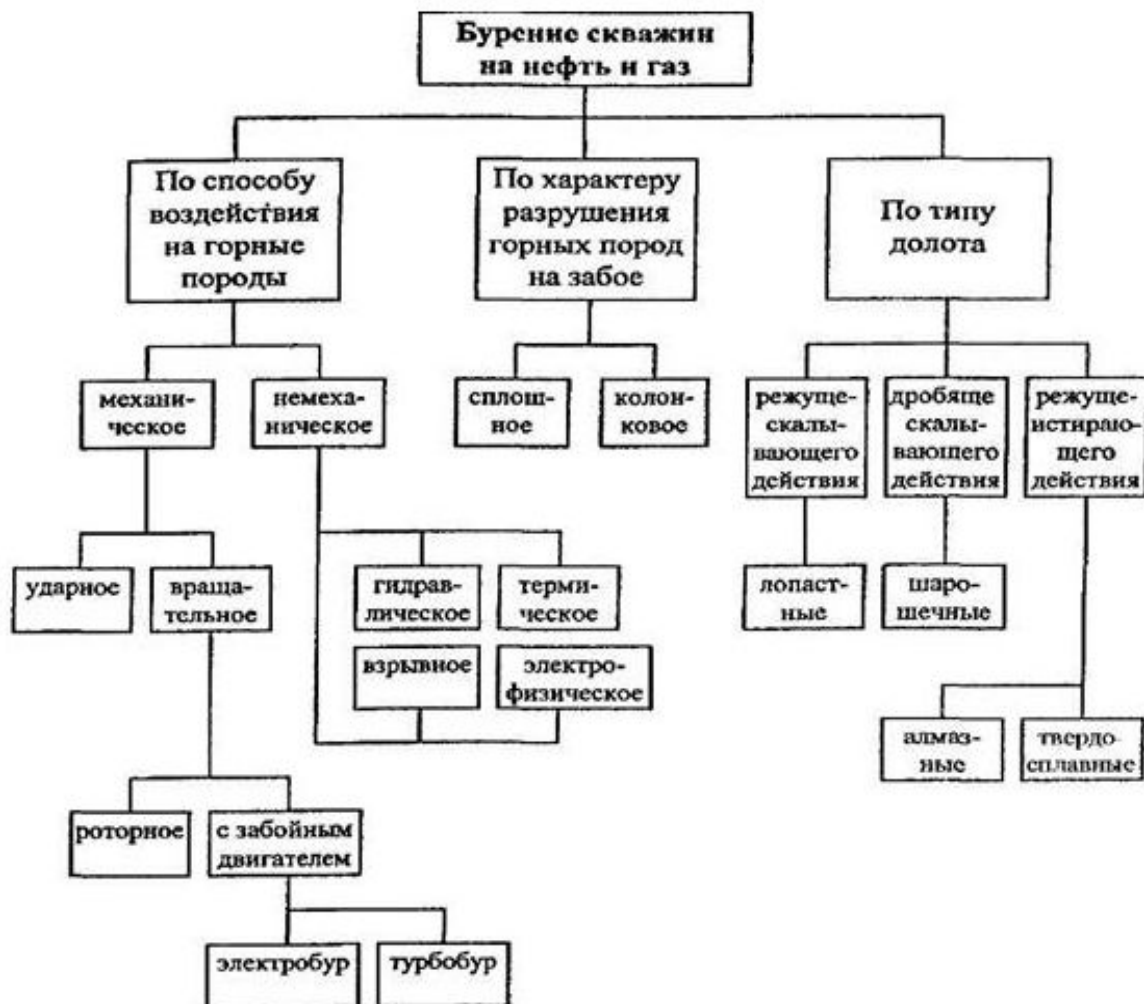
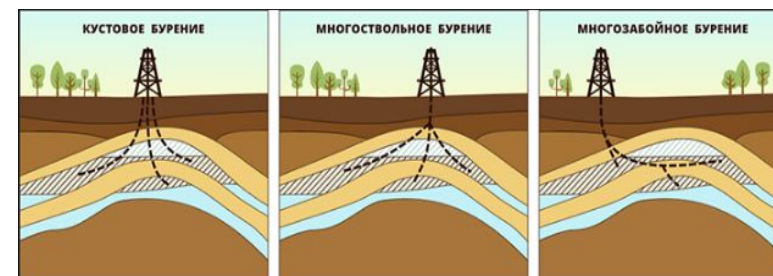
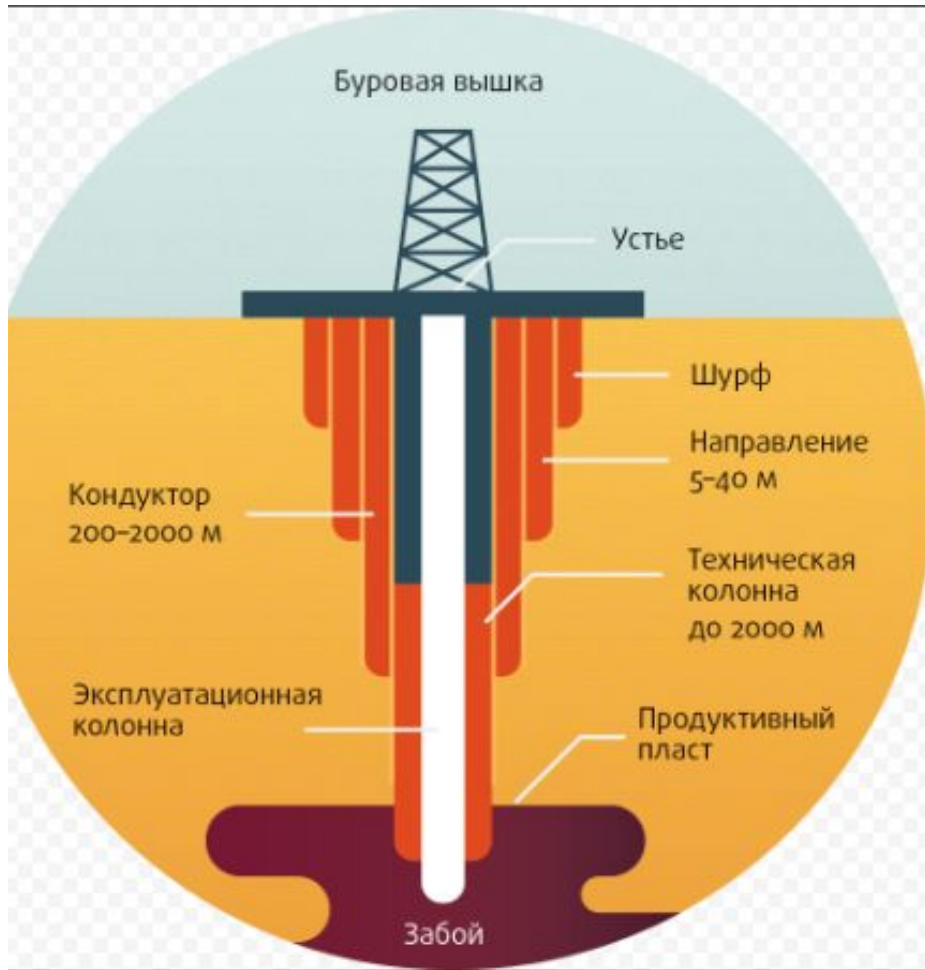


Рис. 4. Виды буровых скважин

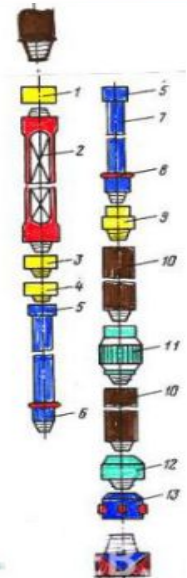






## Конструкция буровой колонны

- 1 – верхний переводник ведущей трубы;
- 2 – ведущая труба;
- 3 – нижний переводник ведущей трубы;
- 4 – предохранительный переводник ведущей трубы;
- 5 – муфта замка;
- 6 – ниппель замка;
- 7 – буровые трубы;
- 8 – протектор;
- 9 – переводник на утяжеленные буровые трубы (УБТ);
- 10 – УБТ;
- 11 – центратор;
- 12 – наддолотный амортизатор;
- 13 – калибратор



**Устье** – это начало скважин на дневной поверхности.

**Шурф** – технологический колодец.

**Направление** – самая большая обсадная колонна, предназначена для предохранения устья от размыва, предохранения стенок скважины от осыпания.

**Кондуктор** – изолирует водоносные пласты, перекрывает неустойчивые породы, обеспечивает возможность установки противовыбросового оборудования.

**Техническая колонна** – Служит для перекрытия пластов в трудных геологических условиях (несовместимые по пластовым давлениям пласты)

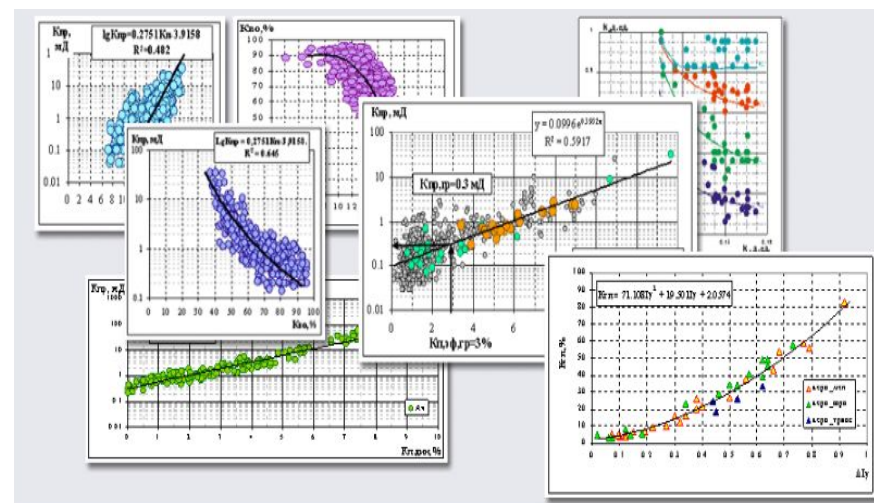
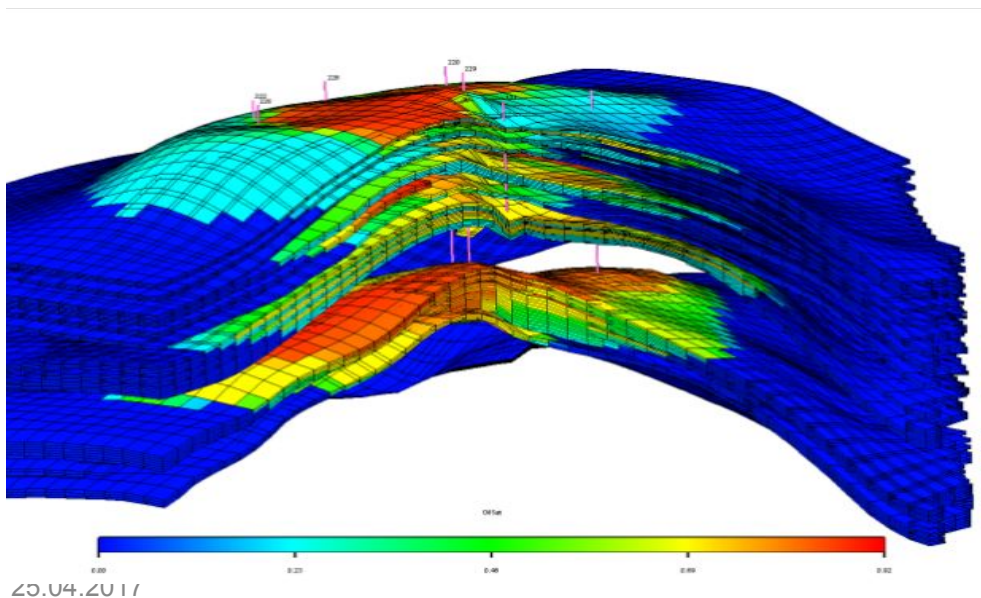
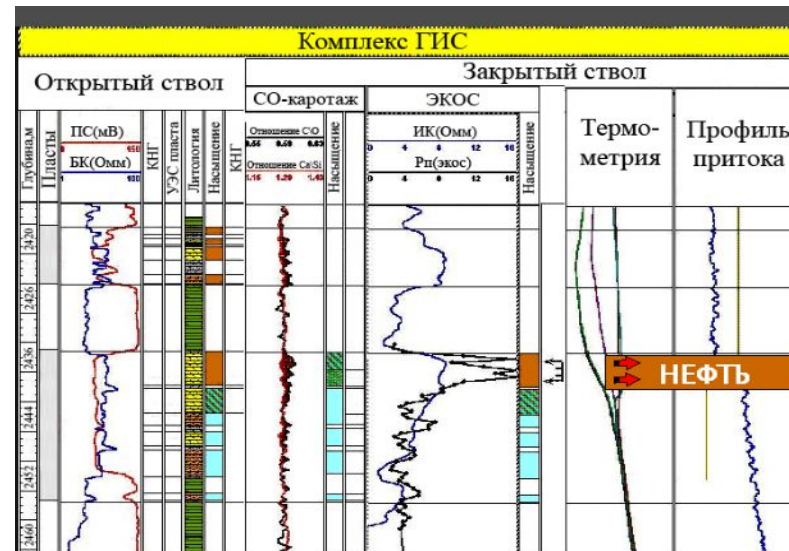
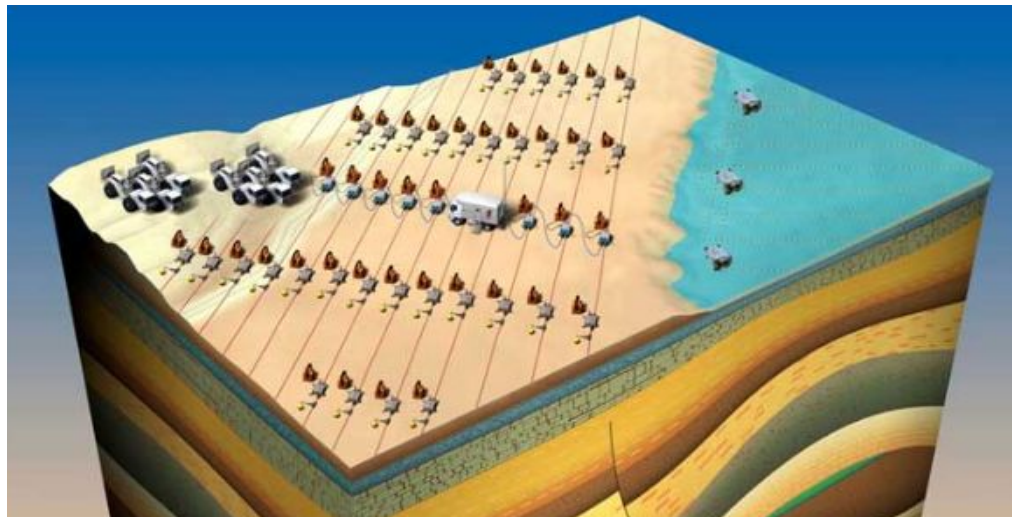
**Эксплуатационная колонна** – необходима для эксплуатации скважины. Она спускается до глубины залегания продуктивного горизонта.





- Основная цель исследования залежей и скважин — получение информации о них для подсчета запасов нефти и газа, проектирования, анализа, регулирования разработки залежей и эксплуатации скважин. Исследование начинается сразу же после открытия залежей и продолжается в течение всей «жизни» месторождения, т. е. осуществляется в процессе бурения и эксплуатации скважин, обеспечивающих непосредственный доступ в залежь.
- Исследования можно подразделить на первичные, текущие и специальные. Первичные исследования проводят на стадии разведки и опытной эксплуатации месторождения. Задача их заключается в получении исходных данных, необходимых для подсчета запасов и проектирования разработки. Текущие исследования осуществляют в процессе разработки. Их задача состоит в получении сведений для уточнения параметров пласта, принятия решений о регулировании процесса разработки, проектирования и оптимизации технологических режимов работы скважин и др. Специальные исследования вызваны специфическими условиями разработки залежи и эксплуатации скважин (внедрение внутрипластового горения и т. д.).
- Выделяют прямые и косвенные методы исследования. К прямым относят непосредственные измерения давления, температуры, лабораторные методы определения параметров пласта и флюидов по керну и пробам жидкости, взятым из скважины. Большинство параметров залежей и скважин не поддается непосредственному измерению. Эти параметры определяют косвенно путем пересчета по соотношениям, связывающим их с другими, непосредственно измеренными побочными параметрами. Косвенные методы исследования по физическому явлению, которое лежит в их основе, подразделяют на:
  - - промыслово-геофизические,
  - - дебито- и расходометрические,
  - - термодинамические
  - - гидродинамические.
- При промыслово-геофизических исследованиях с помощью приборов, спускаемых в скважину посредством глубинной лебедки на электрическом (каротажном) кабеле, изучаются:
  - - электрические свойства пород (электрокаротаж),
  - - радиоактивные (радиоактивный каротаж — гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж, нейтронные каротажи),
  - - акустические (акустический каротаж),
  - - механические (кавернометрия) и т. п.

# Исследование нефтяных и газовых скважин





## Промысловые исследования операторами ДНГ:

1. Снятие параметров Нд/Нст , Рзат.
2. Снятие параметров с СУ : F, I, Загрузка, ТМС, УРЭ.
3. Замеры фонда
4. Отбор проб КВЧ , H<sub>2</sub>O, бк состав
5. Отжим (определение истинного уровня).
6. Прослеживание режима УПР/АПВ.
7. Исследование ППД (замена штуцера)



1. Кустовая площадка на месторождение
2. Система сбора и подготовки нефти и газа
3. Фонтанная арматура
4. АГЗУ и БГ



*Кустовая площадка* – ограниченная территория месторождения, на которой размещены группы скважин, производственные и вспомогательные объекты.

*На кустовой площадке находится:*

- Скважины (нефтяные, нагнетельные (ППД), и т.д.)
- АГЗУ
- БГ
- Система трубопроводов (выкидные линии)
- Запорная арматура
- Система хим. Защиты
- Площадка НЭО
- Площадка КТПН
- Мачта связи и система КИП
- Пожарный щит
- Информационный щит (аншлаг)
- Прочая инфраструктура (Кабельные эстакады)





### Подземная обвязка скважин

- Продукция от добывающих и нагнетательных (при отработке на нефть) скважин по отдельным трубопроводам поступает в измерительную установку.
- В ИУ продукция скважин по трубопроводам поступает на ПСМ. Через него продукция одной из скважин направляется в сепаратор, остальных скважин - в общий коллектор.
- При помощи входных задвижек продукцию каждой скважины вручную можно направить в обводной трубопровод.
- Контроль дебитов скважин осуществляется в ИУ. Результаты замеров передаются в устройства обработки информации, в БМА.
- Далее жидкость поступает в общую систему нефтесбора

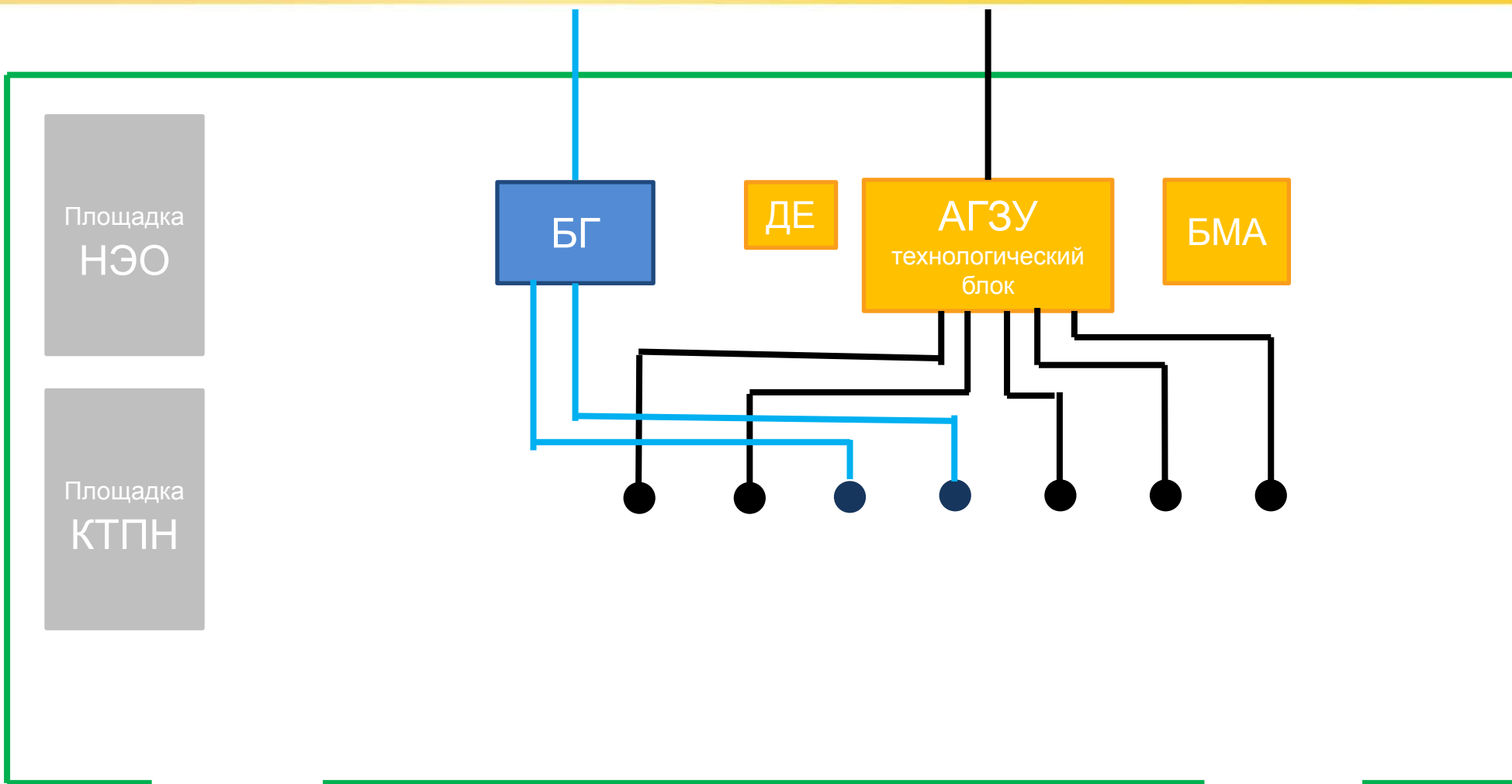


Схема подземных коммуникаций – подземная обвязка



### Наземная обвязка скважин

- Продукция каждой добывающей скважины по коллектору поступает на трехходовой переключатель потока, оборудованный электроприводом, который направляет поток на общий нефтесборный трубопровод, либо по замерному коллектору в ИУ.
- В ИУ происходит замер дебита скважин, далее жидкость поступает в общую систему нефтесбора. ИУ в данном случае применяется без ПСМ.

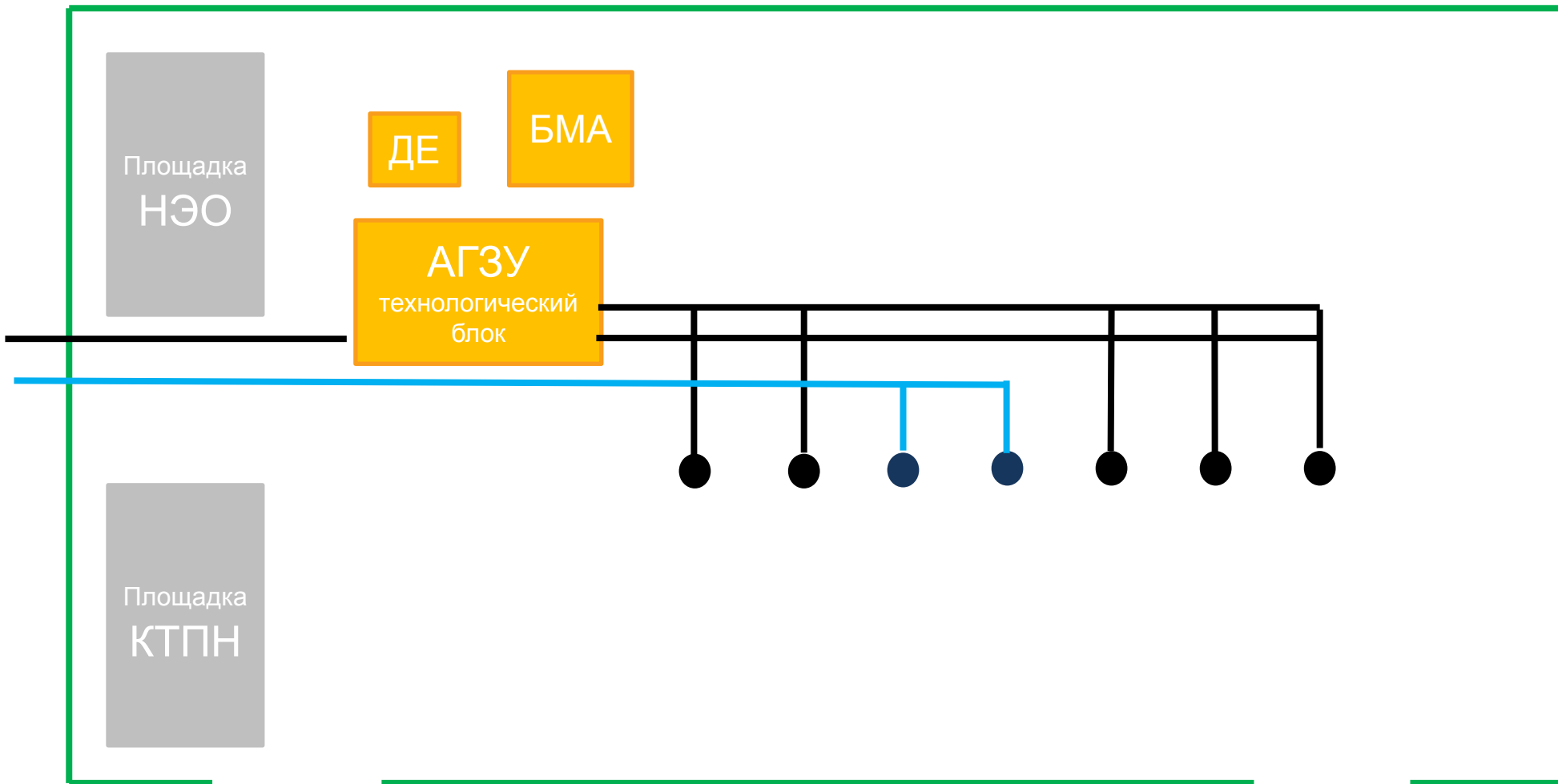


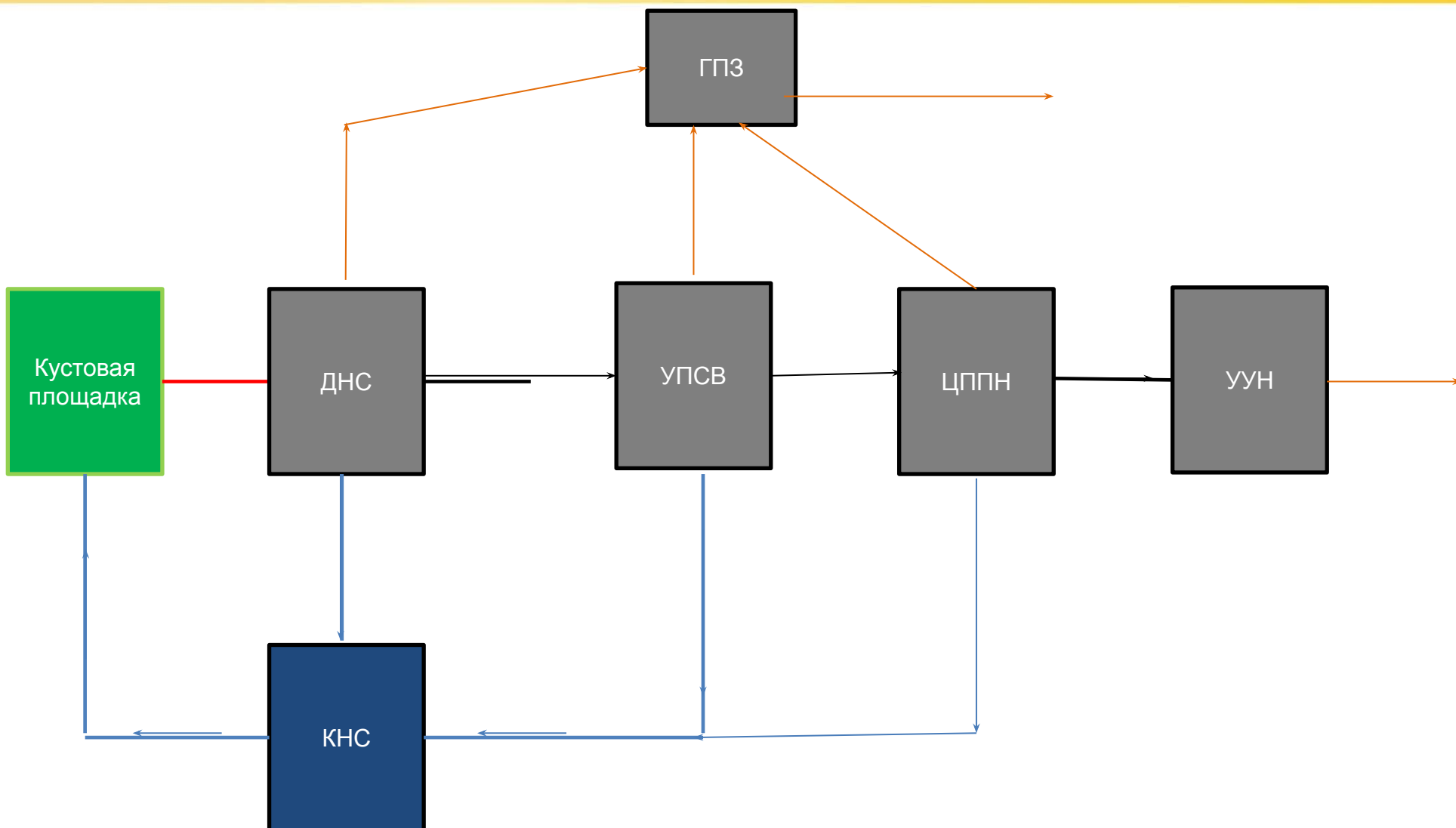
Схема подземных коммуникаций – наземная обвязка

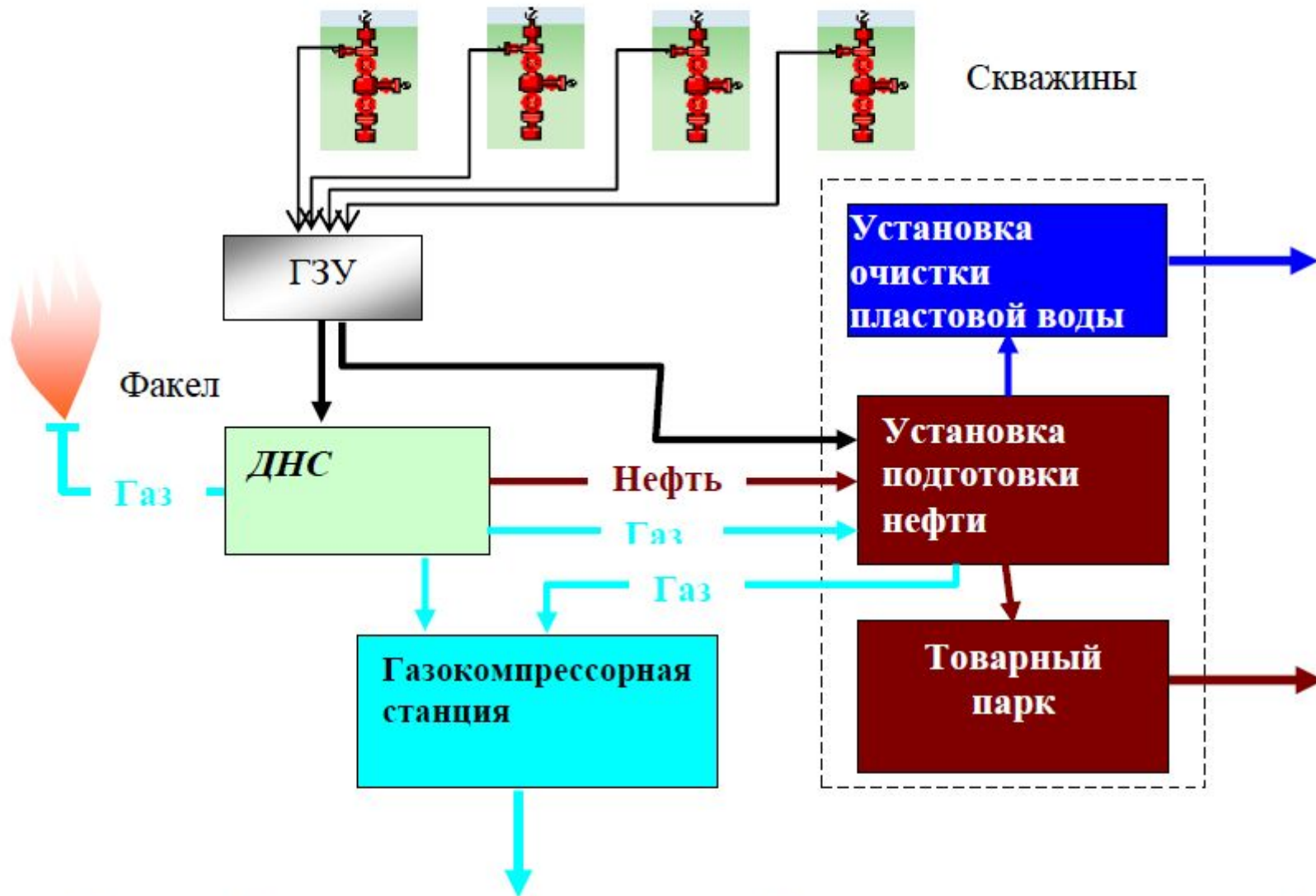


## Система ППД

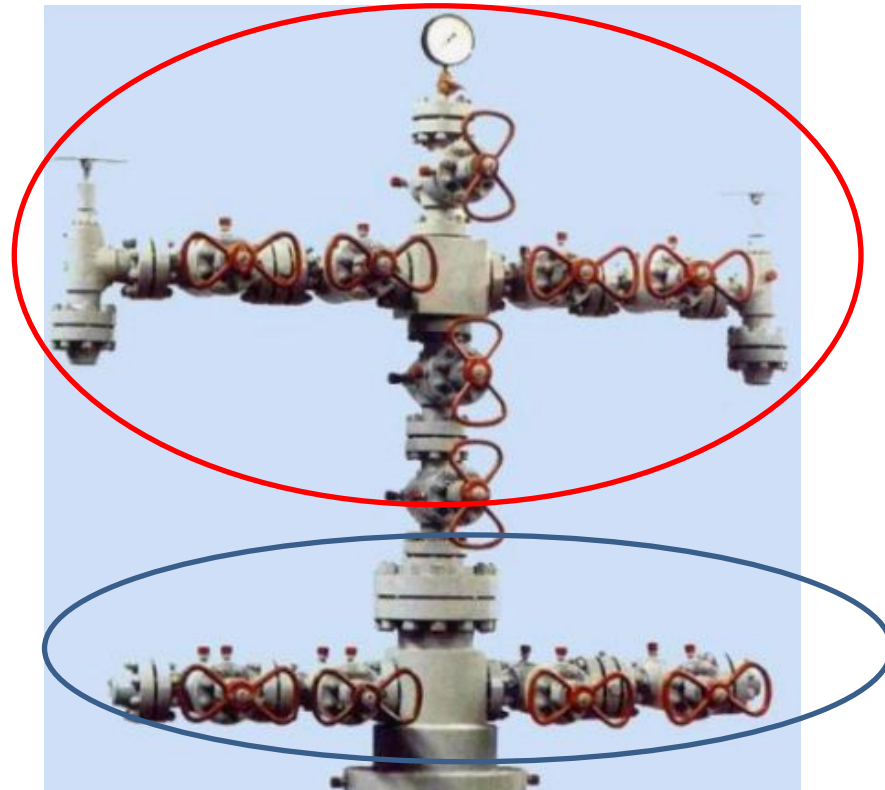
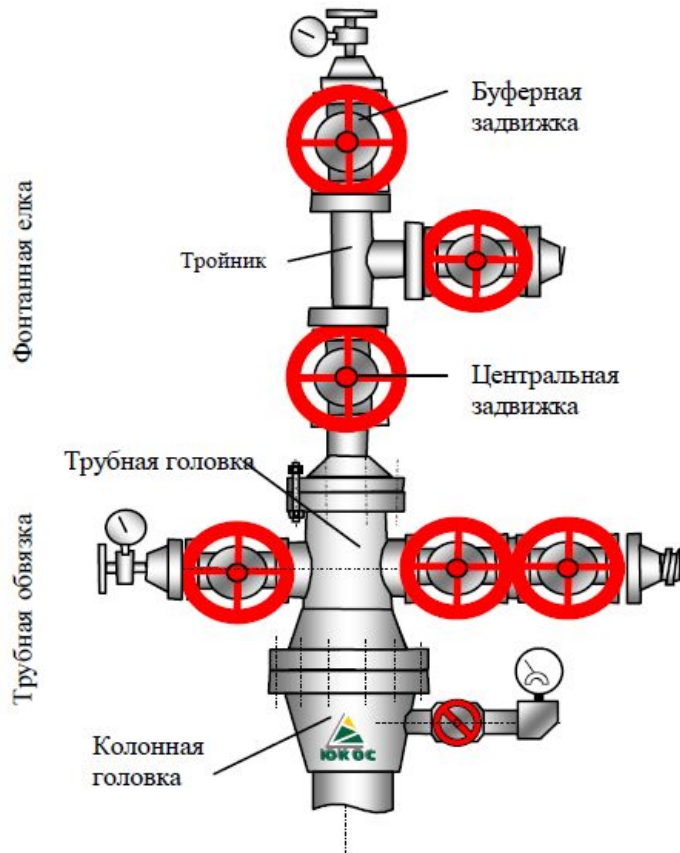
- Рабочий агент (сеноманская, подтоварная, пресная вода) по водоводам высокого давления с КНС поступает на прием БГ кустовой площадки, где происходит распределение, учёт и закачка рабочего агента по нагнетательным скважинам для поддержания пластового давления.
- Давление закачки контролируется по манометру, установленному на устье нагнетательной скважины, и передается с блока гребенок посредством системы автоматизации на пульт управления цеха.
- Необходимый объём закачки регулируется установкой штуцеров на арматуре нагнетательной скважины.
- Объём закачки рабочего агента каждой скважины контролируется при помощи установленного на арматуре датчика расхода скважинного (ДРС).







# Типовая схема фонтанной арматуры



**ФА предназначена** для герметизации устья скважины, контроля и регулирования режима их эксплуатации, а так же для проведения различных технологических операций .

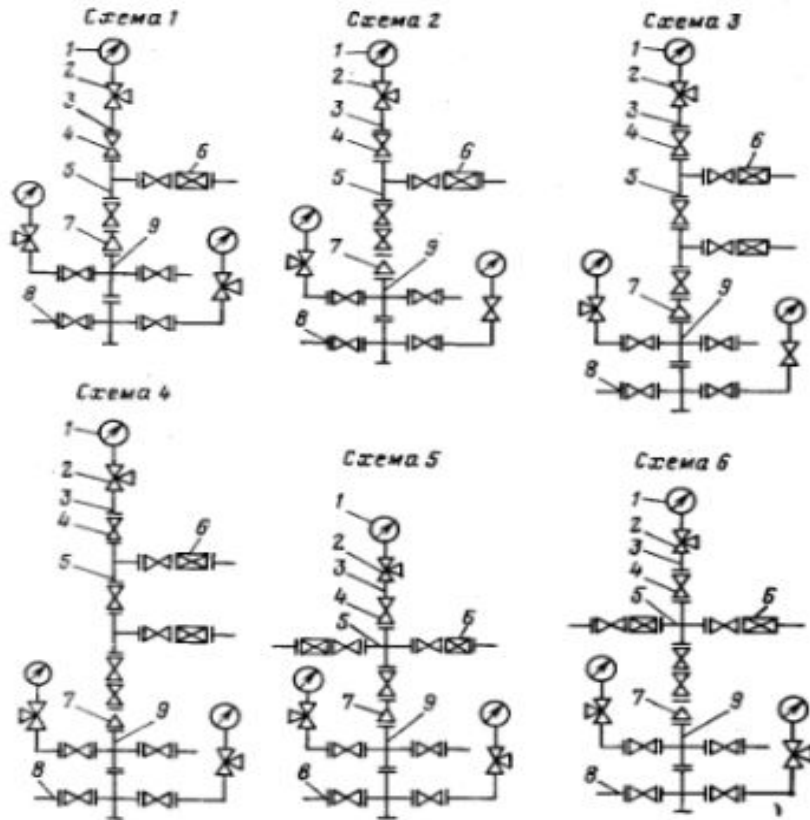
**Трубная головка** – предназначена для подвески одного или двух рядов подъемных труб, их герметизацию, а также позволяет выполнять технологические операции при освоении, эксплуатации и ремонте скважин.

**Фонтанная елка** – предназначена для направления потока продукции через манифольд и выкидную линию на замерную установку, для регулирования режима эксплуатации и контроля за работой скважины путем спуска глубинных приборов



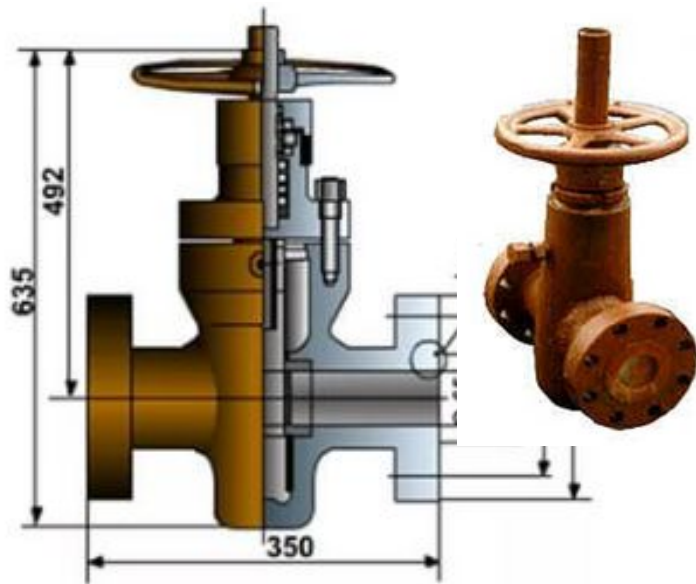
- Комплекс работ , связанный с устранением неполадок с подземным оборудованием и стволом скважины и воздействием на ПЗП называется подземным ремонтом.
- ТРС : смена насоса , ликвидация обрыва штанг или НКТ , изменение глубины спуска, удаление отложений.
- КРС: Ликвидации аварий, исправление поврежденных ЭК, РИР, ОПЗ, ПВЛГ.
- Подземный ремонт скважин выполняется с помощью комплекса оборудования, состоящего из подъемных и транспортных средств, инструмента для выполнения ручных операций , средств механизаций , оборудование по чистке скважин.

# Типовая схема фонтанной арматуры



ФА выполнена из запорной арматуры (задвижки, вентиля), тройников, крестовин и дополнительного оборудования (лубрикаторы, штуцерная колодка, обратный клапан, манометры, подвесной патрубков на полевом затрубье).





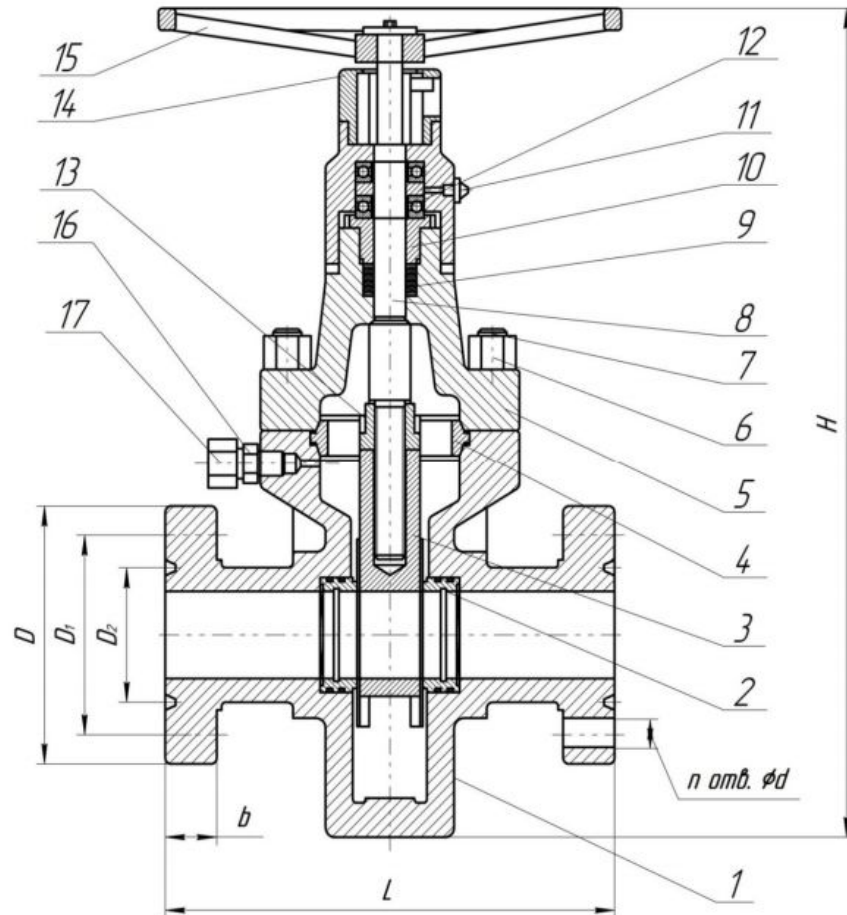
Задвижка типа ЗМ 65Х21 с ручным переключением  
65 - условный проход (мм)  
21 (210) – рабочее давление Мпа (кгс/м<sup>3</sup>)

Принцип работы задвижки состоит в том, что при вращении маховика возвратно – поступательное движение через шпindelь передается однопластинчатому шиберу, который открывает или закрывает проходное отверстие задвижки

Задвижка типа ЗМ 65Х21 с ручным переключением  
65 - условный проход (мм)  
21 (210) – рабочее давление Мпа (кгс/м<sup>3</sup>)

Принцип работы задвижки состоит в том, что при вращении маховика возвратно – поступательное движение через шпindelь передается однопластинчатому шиберу, который открывает или закрывает проходное отверстие задвижки

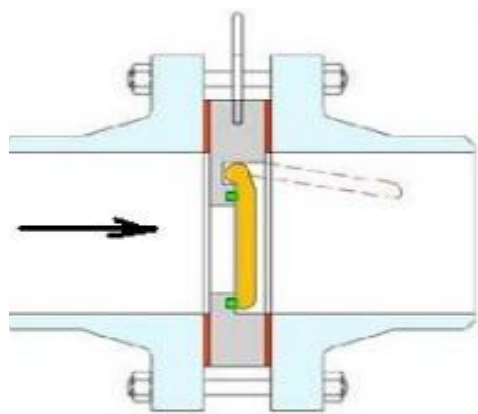
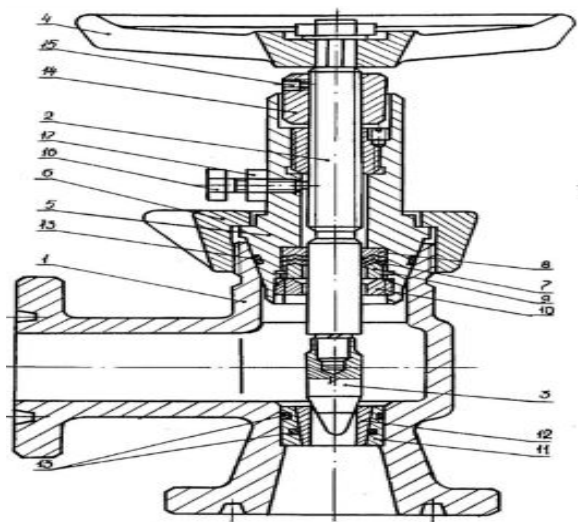
# Запорная арматура на ФА

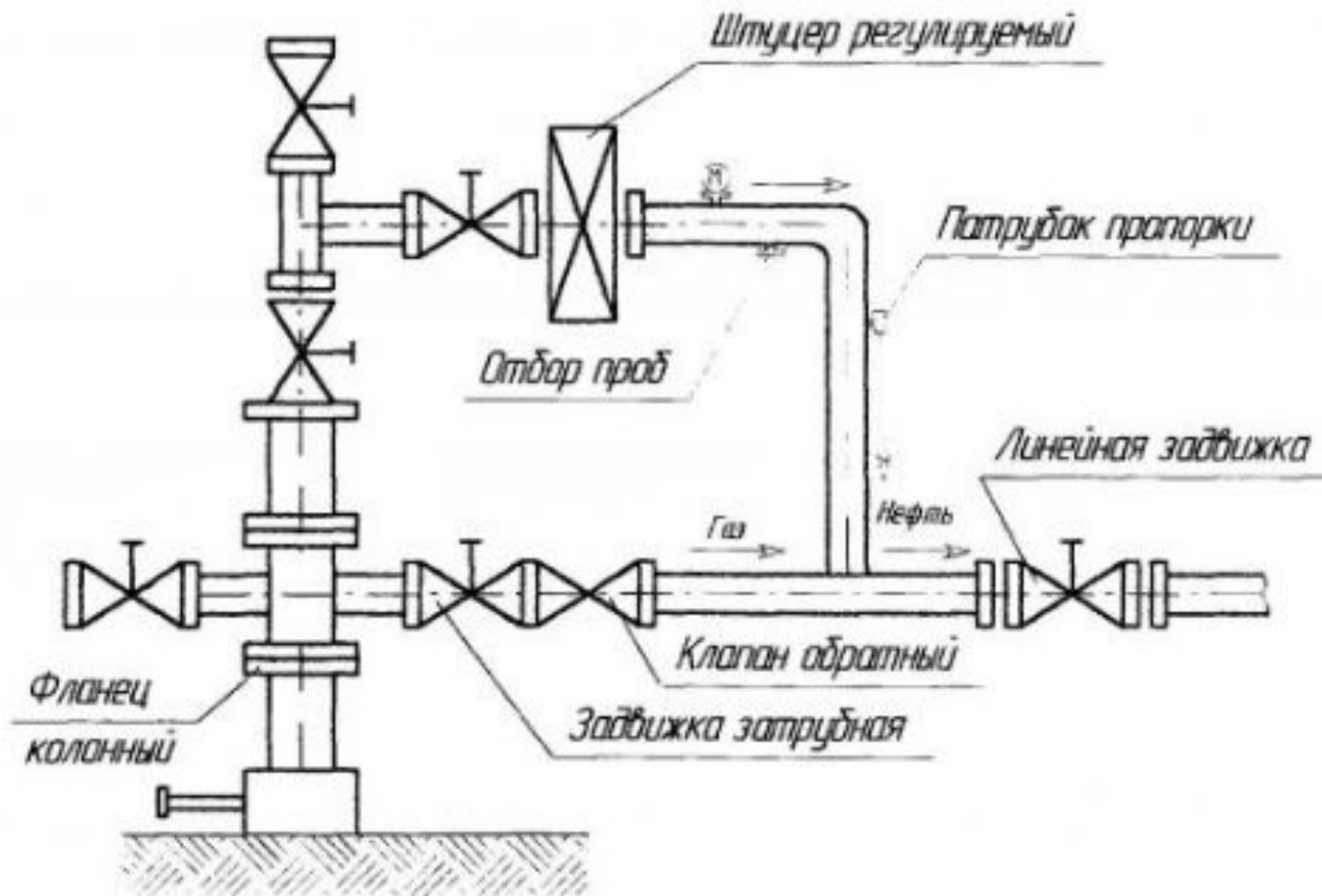


Поз.	Наименование детали	Материал
1	Корпус	30ХМЛ
2	Седло	35ХМ
3	Шибер	35ХМ
4	Кольцо	Сталь 20
5	Крышка	30ХМЛ
6	Гайка	Сталь 45
7	Шпилька	30ХМА
8	Шпindelь	20Х13
9	Манжета	
10	Втулка	Сталь 45
11	Масленка	
12	Подшипник	
13	Втулка резьбовая	35ХМ
14	Кожух	Сталь 20
15	Маховик	Сталь 25
16	Штуцер	Сталь 45
17	Крышка	Сталь 45

Заж

# Штуцерная колодка и обратный клапан на ФА







- 1. Что такое АГЗУ.
- 2. Принцип действия и общая схема.
- 3. Основные элементы АГЗУ

# Автоматизированная Групповая Замерная Установка



**АГЗУ** – предназначены для автоматического измерения дебита жидкости добывающих скважин, осуществления контроля за работой скважин по наличию подачи жидкости. В системе сбора нефти и газа устанавливается непосредственно на месторождение.

## **АГЗУ Спутник 40-8-400**

40 – максимальное рабочее давление, кгс/см<sup>2</sup>.

8 – количество подключаемых скважин, отводов (10,14)

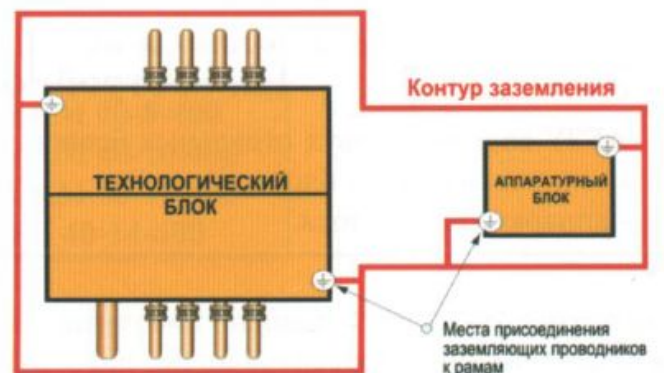
400 – максимальный измеряемый дебит скважины по жидкости м<sup>3</sup>/сут.

В **технологическом блоке** производится измерение дебита жидкости. Все электрооборудование технологического блока выполнено во взрывоопасном исполнении. Класс взрывоопасности – В-1а.

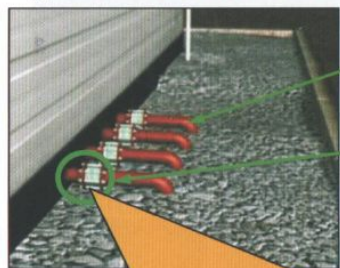
В **аппаратном блоке** расположены приборы и аппаратура управления работой оборудования установки.

Класс аппаратного помещения – обыкновенный, поэтому аппаратный блок должен устанавливаться на расстоянии не менее 10 метров от технологического блока, т.е. во взрывоопасной зоне.

Дренажный колодец – служит для выполнения технологических мероприятий в технологическом блоке





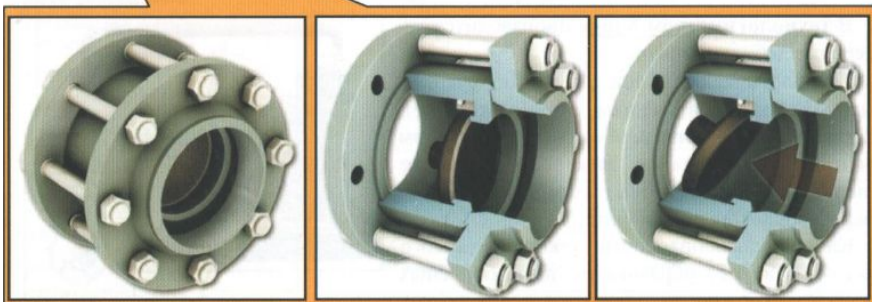


**Выкидная линия**

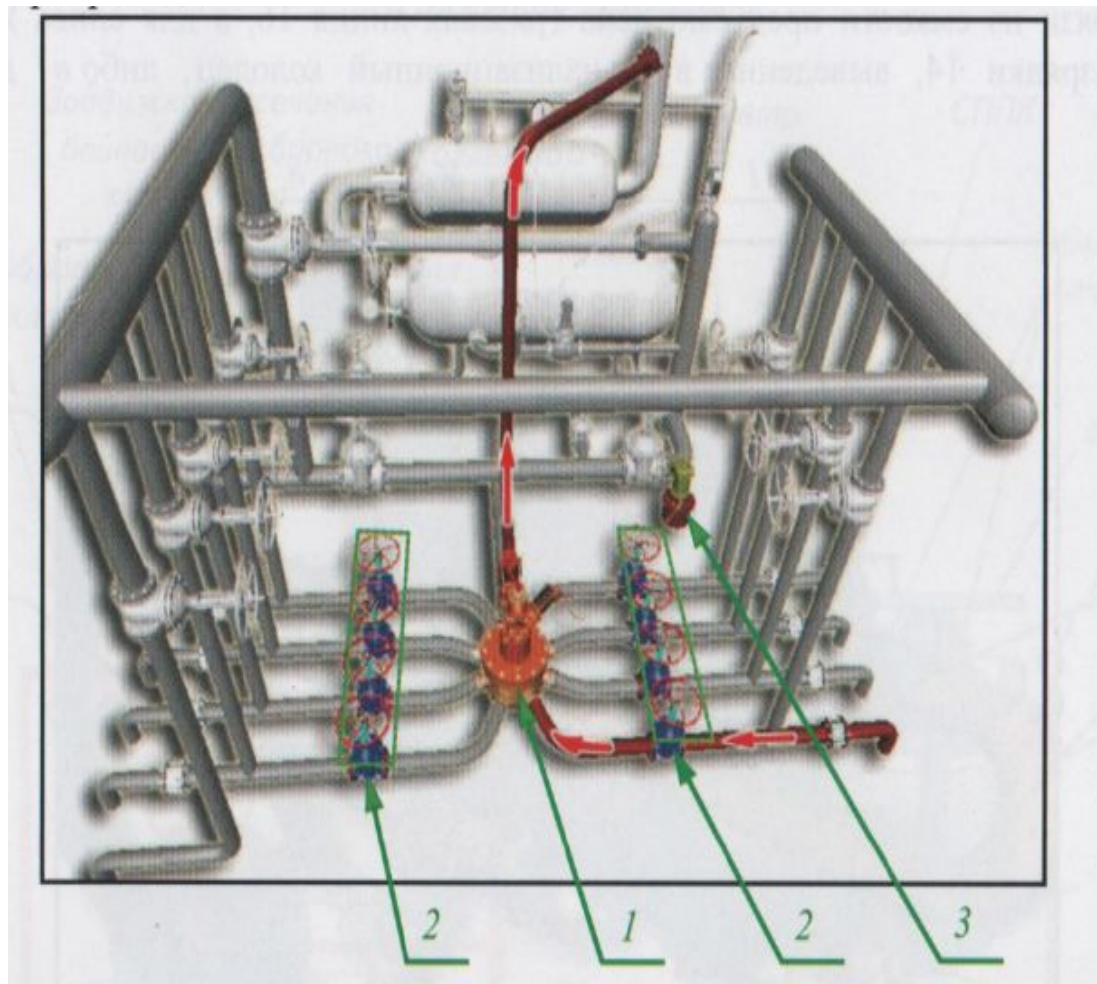
Служит для подачи жидкости со скважины на АГЗУ.

**Обратные клапана**

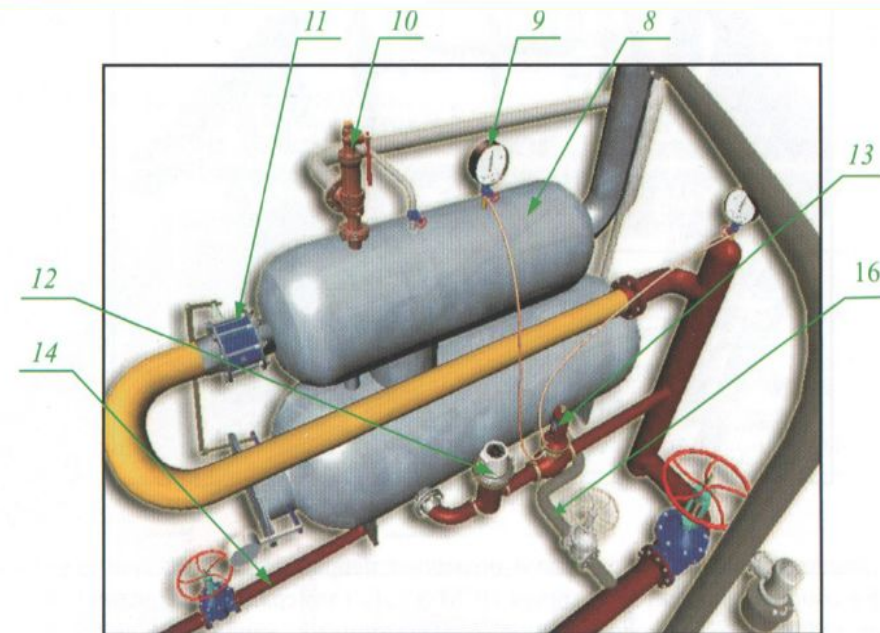
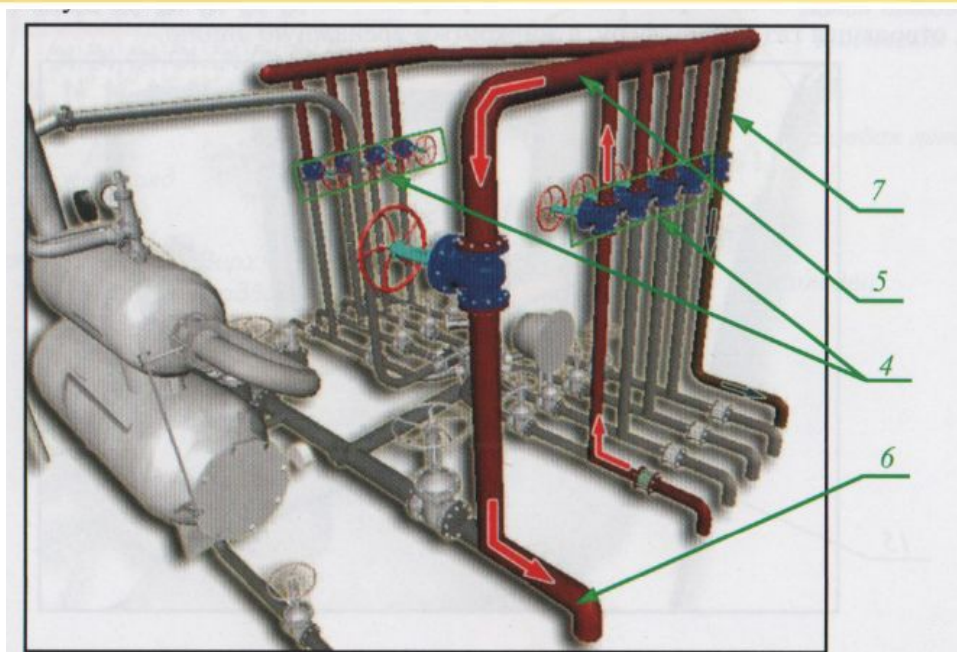
Предназначены для предотвращения движения жидкости в обратном направлении



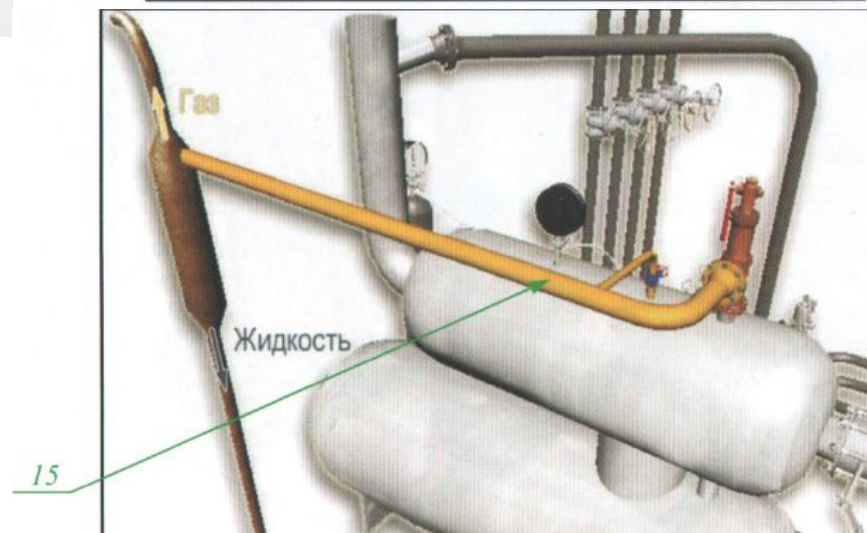
- 1 – ПСМ – переключатель скважин многоходовой
- 2 – Нижний ряд задвижек
- 3 - гидропривод



# Технологический блок АГЗУ

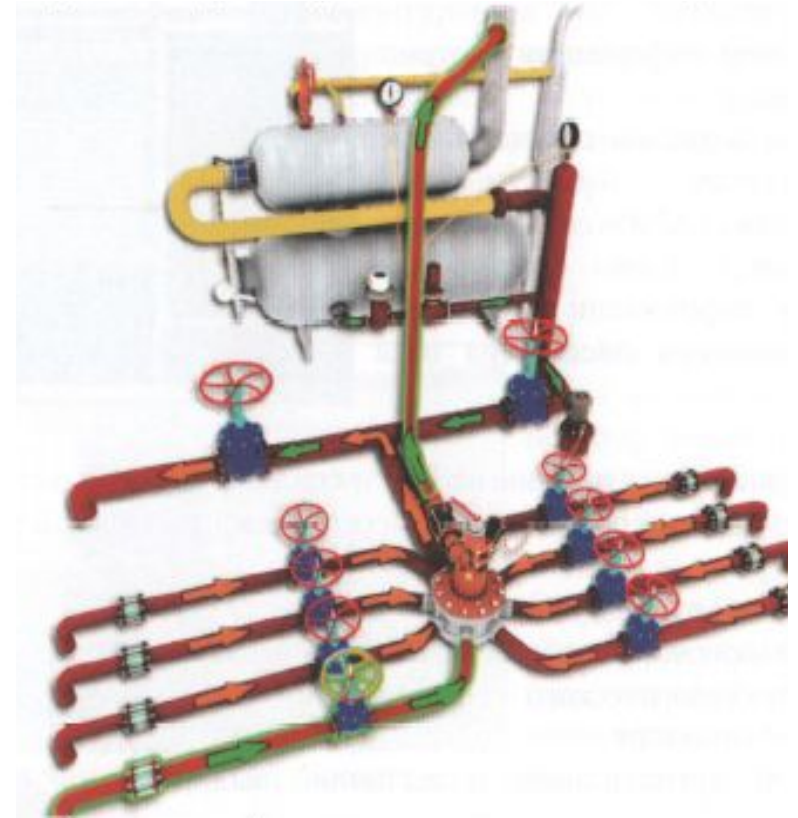
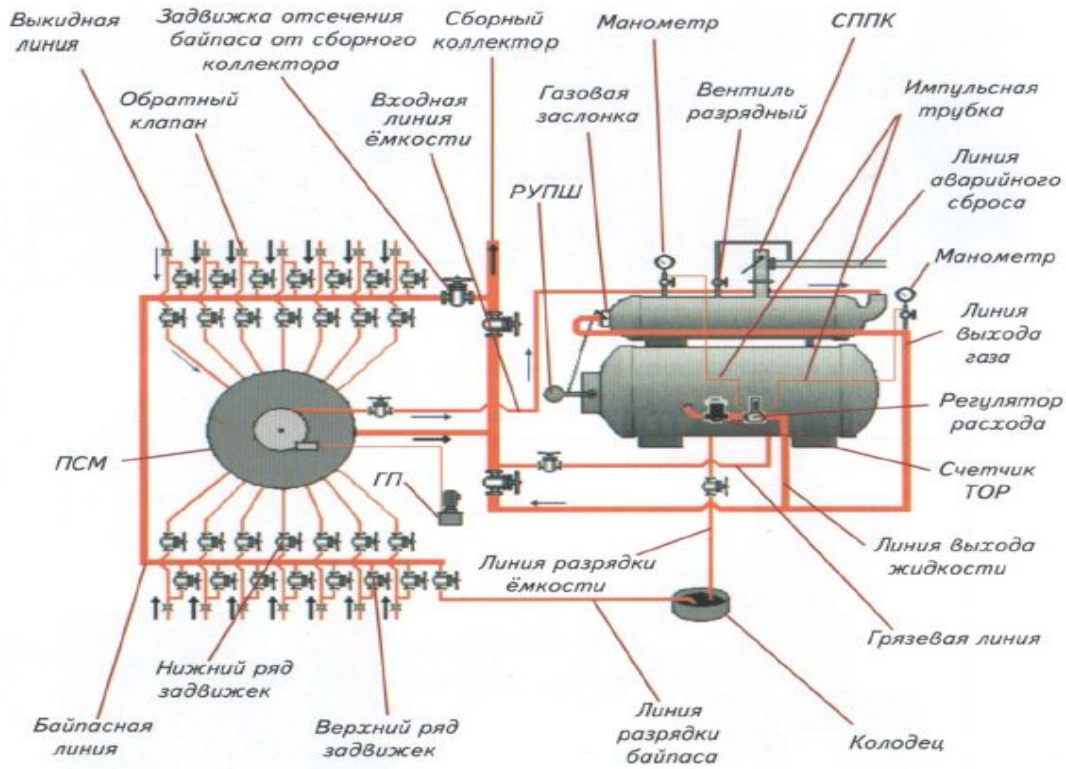


- 4 – верхний уровень задвижек
- 5 – байпасная линия
- 6 – сборный коллектор
- 7 – дренажная линия
- 8 – сепарационная емкость
- 9 – контрольно измерительные приборы
- 10 – пружинный клапан предохранитель
- 11- газовая заслонка
- 12 - счётчик ТОР
- 13 - Регулятор расхода
- 14 - линия разрядки
- 15 - СППК
- 16 - грязевая линия



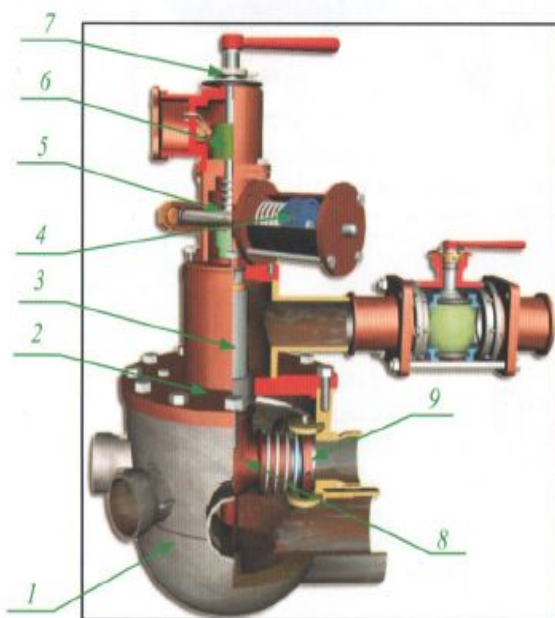


# Принципиальная схема АГЗУ

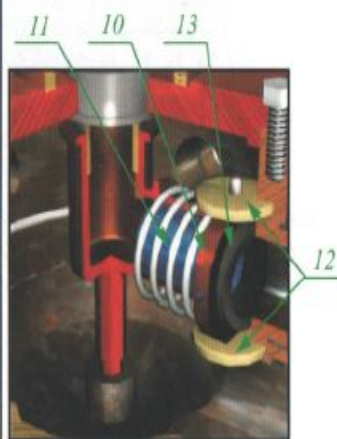


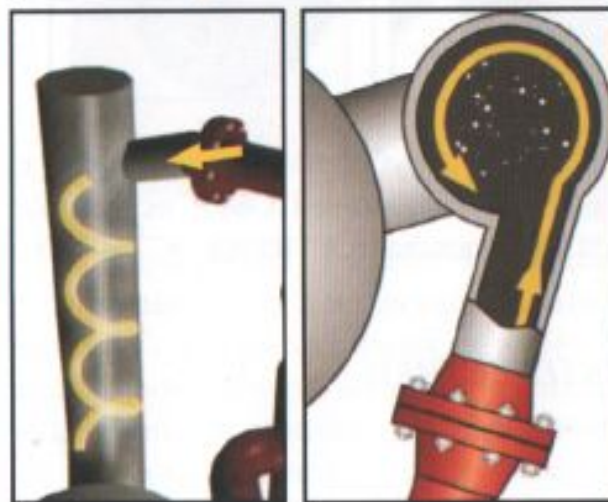


ПСМ состоит из корпуса с патрубками 1, крышки 2 с измерительным патрубком, вала 3, поршневого привода 4 с зубчатой рейкой 5, датчика положения 6, указателя положения 7, угольника (поворотного патрубка) 8 и подвижной каретки 9.



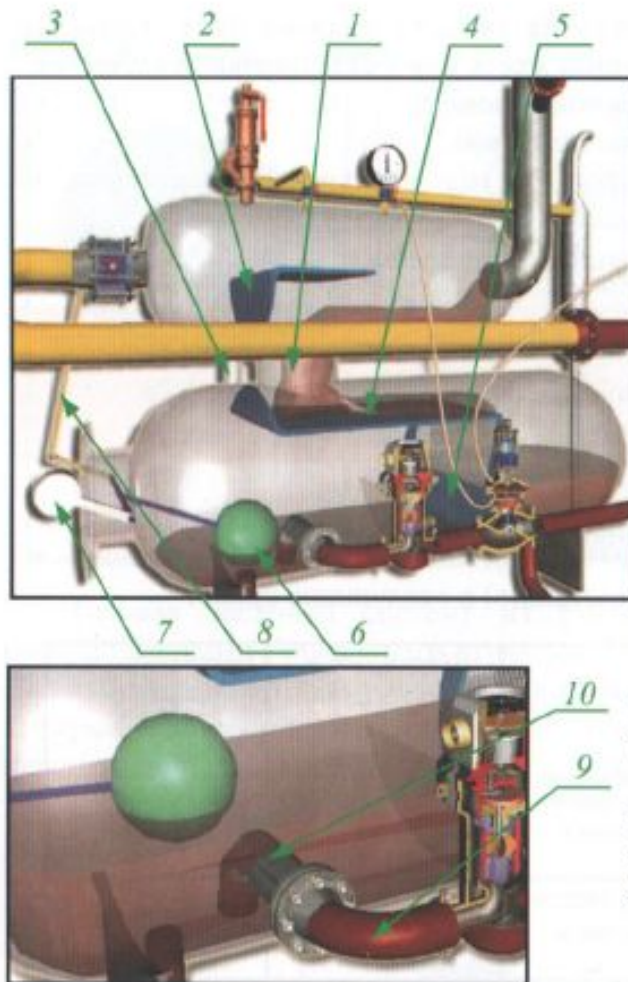
Подвижная каретка состоит из корпуса 10, втулки 11, посаженных на осях роликов 12, резинового уплотнения 13.





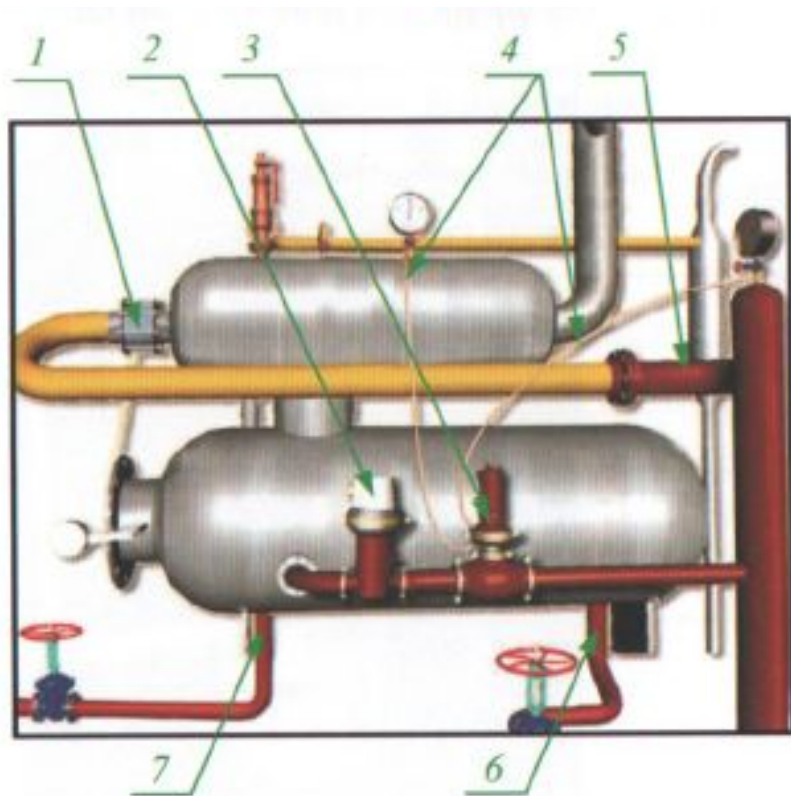
Ёмкость сепарационная предназначена для отделения газа от жидкости с целью более точного измерения дебита скважин. Конструкция ёмкости состоит из гидроциклонной головки, выполняющей основную функцию сепарации, верхней сепарационной и нижней накопительной ёмкости.

Основная часть газа отделяется в гидроциклонной головке. Это достигается врезкой вводного патрубка по касательной к стенке гидроциклонной головки с небольшим уклоном вниз. За счёт центробежной силы возникающей в следствии раскручивания входящего потока, жидкость, как более тяжёлая, прижимается к стенкам гидроциклонной головки, освобождаясь от более легкого газа, который остается ближе к центру гидроциклонной головки.



1. Переточная трубка между верхней и нижней емкостью
2. Перегородка для предотвращения попадания жидкости в ГЛ.
3. Соединительная трубка для слива конденсата
4. Направляющая полка
5. Перегородка
6. Поплавковый механизм
7. Противовес
8. Тяга газовой заслонки
9. Выходной патрубок
10. Заборное устройство





На линии выхода газа из сепарационной емкости в сборный коллектор установлена газовая заслонка 1. На линии выхода жидкости смонтирован счётчик TOP 2 и регулятор расхода 3, связанный с импульсными трубками 4 с сепарационной емкостью и линией 5 выхода газа из емкости в сборный коллектор.

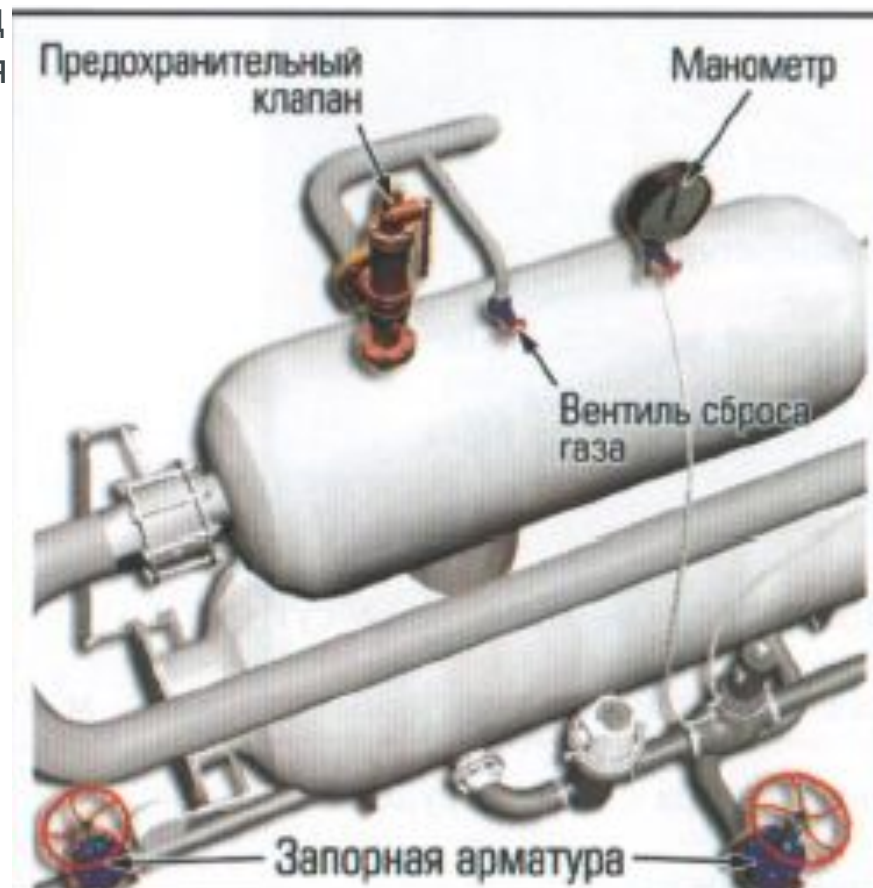
Для периодического удаления накопившейся грязи в нижнюю часть емкости врезан отвод 6, соединенный со сборным коллектором, а для разрядки емкости (слива жидкости) врезан отвод 7, который соединяется с дренажной емкостью.



Как сосуд, работающий под давлением, емкость сепарационная оборудуется:

1. Предохранительный клапан
2. Манометром
3. Вентилем сброса газа
4. Запорной арматурой

На емкости должна быть прикреплена заводская табличка:





**Рег. №34-0**  
 **$P_{раз.} 40 \text{ кгс/см}^2$**   
**В.Н.О. 24.04.2013**  
**Г.И. 24.04.2013**

Кроме этого на емкости должны быть нанесены краской на видном месте или на специальной табличке:

- регистрационный номер;
- разрешенное давление;
- число, месяц и год **следующих** наружного и внутреннего осмотров;
- число, месяц и год **следующего** гидротестирования.

Разрешенное давление  $P_{раз}$  защищаемого сосуда должно соответствовать условию:

$$P_{раб} \leq P_{раз} \leq P_{рас}$$

где  $P_{раб}$  и  $P_{рас}$  – рабочее и расчетное давления сосуда.

В зависимости от технического состояния и условий эксплуатации сосуд должен подвергаться периодическому техническому освидетельствованию (наружному и внутреннему осмотрам и гидравлическому испытанию) в следующие сроки:

Наименование	Наружный и внутренний осмотры (Н.В.О.)	Гидравлическое испытание (Г.И.)
Сосуды, работающие со средой, вызывающей разрушение и физико-химическое превращение материала (коррозия и т.п.) со скоростью не более 0,1 мм/год	2 года	8 лет
Сосуды, работающие со средой, вызывающей разрушение и физико-химическое превращение материала (коррозия и т.п.) со скоростью более 0,1 мм/год	12 мес.	8 лет



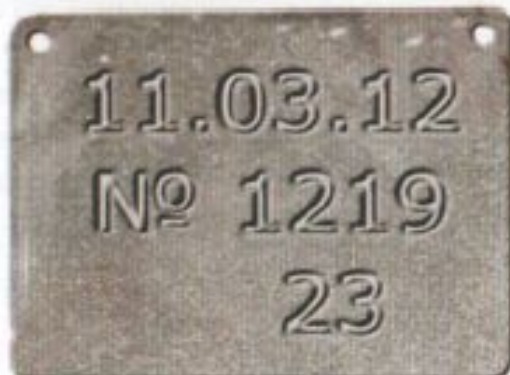


Сбросные пружинные предохранительные клапаны (СППК) предназначены для защиты оборудования от недопустимого превышения давления посредством автоматического сброса избытка рабочей среды и прекращения сброса при снижении давления до установленного значения.

СППК устанавливается в вертикальном положении. Нижний фланец СППК присоединяется к защищаемому оборудованию, а боковой – к газоотводящей линии.



Периодичность тарировки клапанов устанавливается предприятием, но она должна проводиться **не реже 1 раза в год** при скорости коррозии менее 0,2 мм/год, и **не реже 1 раза в 6 месяцев** при скорости коррозии более 0,2 мм/год.




После тарировки все разборные соединения клапана пломбируются, и к нему прикрепляется бирка, на которой указывается:

- дата тарировки;
- заводской номер клапана;
- установочное давление, в кгс/см<sup>2</sup>.



На корпусе предохранительного клапана наносится:

-  обозначение изделия - клапан,
- $P_{y40}$  - значение условного давления, в  $\text{кгс/см}^2$
- стрелка, указывающая направление потока среды,
- 50 - значение условного диаметра клапана, в мм.

*Условное давление  $P_y$  - наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается длительная работа арматуры.*

*Условный диаметр  $D_y$  - номинальный внутренний диаметр арматуры.*

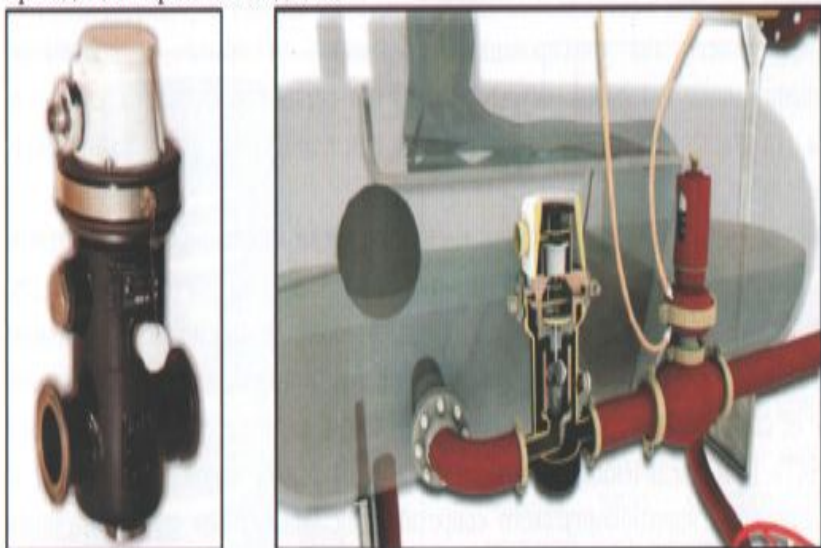
В зависимости от условий работы и агрессивности среды, предохранительные клапана должны проходить периодическую регулировку (тарировку). Регулировку клапанов производят на специальном стенде. Давление срабатывания (открытия) клапана, т.е. **установочное давление** для рабочих клапанов принимают равным разрешенному давлению защищаемого сосуда.

$$P_{уст} = P_{раз}$$

# Турбинный объемный расходомер (ТОР)

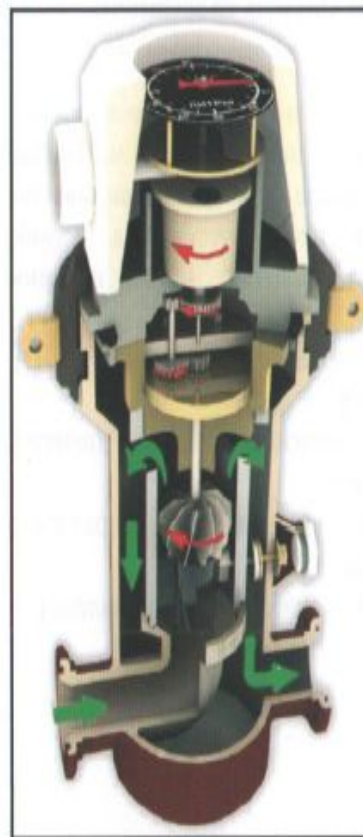


Турбинный объемный расходомер TOP-1-50 предназначен для измерения объема проходящей через него жидкости.



## Принцип действия счетчика TOP.

Жидкость, поступающая в корпус счетчика через входной патрубок и, пройдя обтекатель направляющего аппарата, попадает точно на лопасти крыльчатки, приводя ее во вращение. Пройдя крыльчатку, жидкость изменяет свое направление за счет отражателя и выходит из счетчика через выходной патрубок. Вращательное движение крыльчатки через редуктор и магнитную муфту передается на счетный механизм. Количество оборотов крыльчатки прямо пропорционально количеству проходящей через счетчик жидкости.



Показания снимаются с пятиразрядного механического счетчика с ценой деления одна десятая кубического метра ( $0,1\text{ м}^3$ ) и со стрелочной шкалы с ценой деления 5 литров ( $0,005\text{ м}^3$ ). Один оборот стрелки соответствует 100 литрам или одной десятой кубометра ( $0,1\text{ м}^3$ ).

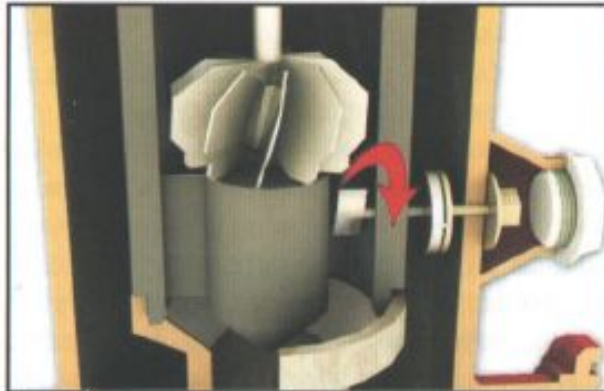
Показания снимаются с пятиразрядного механического счетчика с ценой деления одна десятая кубического метра ( $0,1\text{ м}^3$ ) и со стрелочной шкалы с ценой деления 5 литров ( $0,005\text{ м}^3$ ). Один оборот стрелки соответствует 100 литрам или одной десятой кубометра ( $0,1\text{ м}^3$ ).



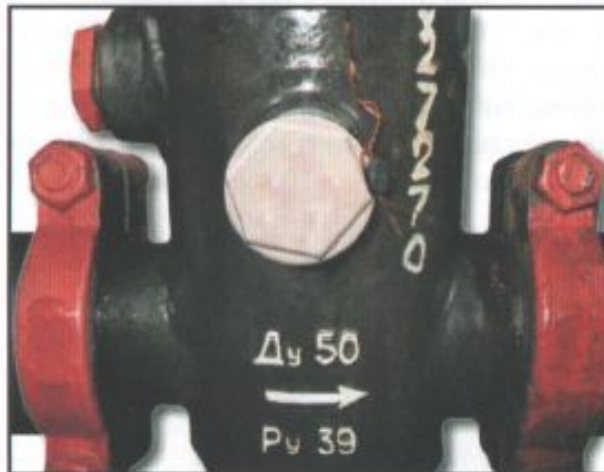




Счетчик ТОР должен проходить периодическую поверку **не реже 1 раза в год** в специализированной организации.



При поверке настройка счетчика ТОР на соответствие показаний фактическому количеству прошедшей жидкости производится с помощью регулировочной лопатки 13. Часть потока жидкости, отклоняясь **против** или **по** направлению вращения крыльчатки, уменьшает или увеличивает скорость её вращения.



Привод поворотного механизма лопатки после поверки закрывается пробкой и пломбируется. На пломбе указывается **квартал и год поверки прибора**.

На корпусе счетчика ТОР указываются:

- Ду 50 - значение условного диаметра клапана, в мм;
- стрелка, указывающая направление потока среды,
- Ру 39 - значение условного давления, в кгс/см<sup>2</sup>.