



**ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВОГО  
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**



- ❖ Запорно-регулирующая арматура
- ❖ АГЗУ/ИУ – Измерительная установка скважинная групповая
- ❖ УДХ – Установка дозированной подачи химреагентов
- ❖ СИКН – Системы измерений количества и показателей качества нефти
- ❖ СИКГ – Системы измерений количества и показателей качества газа
- ❖ ДНС – Дожимная насосная станция



## 1. Запорно-регулирующая арматура

Запорная арматура – неотъемлемый элемент систем управления потоками в трубопроводных системах, она является важной составляющей топливно-энергетического комплекса.

Добыча, подготовка и транспортировка нефтепродуктов невозможна без трубной продукции с установленными на нее регулирующими механизмами.

*Запорно-регулирующая трубопроводная арматура позволяет:*

- ✓ отключать;
- ✓ распределять;
- ✓ регулировать и смешивать, корректируя площадь проходного сечения



Функциональное назначение трубопроводной арматуры подразделяется на следующие виды:

**Запорная.** Обеспечивает полное перекрытие потока в трубах.

*Пользуется наибольшим спросом и занимает более 80% предложений на рынке.*

**Регулирующая.** Поддерживает необходимые значения определённых параметров, осуществляя контроль расхода рабочей среды. Температура, давление, состав и концентрация веществ могут быть изменены с использованием такого вида арматуры.

**Аварийная отсечная** исключает фактор негативного влияния на трубопровод, если давление или направление транспортируемой среды превысило допустимые значения путем перекрытия защищаемого участка от остальной части системы.

**Предохранительная.** В аварийной ситуации открывается, чтобы утилизировать из конструкции избыточное количество транспортируемого вещества.

**Смесительная,** функция которой – управление потоком рабочей среды для распределения его в определенном направлении или для смешивания.

*Чаще всего применяется в системах отопления для получения оптимальной температуры.*

**Фазоразделительная** – автоматически разграничивает рабочие среды в зависимости от их фаз и состояний.

## Типы запорной арматуры



### ➤ Кран

Тип трубопроводной арматуры, у которой запирающий элемент, имеющий форму тела вращения или его части, поворачивается вокруг собственной оси.

Краны бывают неполнопроходными и полнопроходными. В неполнопроходных кранах диаметр внутреннего отверстия меньше диаметра трубы, к которой он присоединяется, а в полнопроходных кранах эти диаметры совпадают.

Одним из современных и самых прогрессивных типов кранов является, так называемый **шаровой кран**. Перекрытие потока рабочей среды в шаровых кранах осуществляется вращающейся пробкой сферической формы, внутри которой имеется сквозное отверстие.



### ➤ Задвижка

Тип трубопроводной арматуры, у которой запирающий или регулирующий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды (наиболее часто применяются шиберные и клиновые задвижки)





### ➤ Клапан

Тип трубопроводной арматуры, у которой запирающий или регулирующий элемент, имеющий форму тела вращения или его части, поворачивается вокруг собственной оси, произвольно расположенной по отношению к направлению потока рабочей среды. Он представляет собой временное препятствие в трубе и чаще всего применяется для осуществления автоматического сброса избыточного количества рабочей среды.

**Обратный клапан**, срабатывание которого происходит только от воздействия рабочей среды, представляет собой арматуру прямого действия.



### ➤ Дисковый затвор

Тип арматуры, в котором запирающий или регулирующий элемент имеет форму диска, поворачивающегося вокруг оси, перпендикулярной или расположенной под углом к направлению потока рабочей среды.

Наиболее характерными областями применения дисковых затворов являются:

- системы водо-, тепло- и газоснабжения и распределения;
- системы вентиляции и кондиционирования;
- системы пожаротушения;
- при работе с абразивными и слабоагрессивными рабочими средами



# Методические указания компании



## УТВЕРЖДЕНЫ

Распоряжением ПАО «НК «Роснефть»  
от «30» марта 2018 г. № 131  
Вступили в действие «30» марта 2018 г.

ВВЕДЕННЫ В ДЕЙСТВИЕ  
с «06» апреля 2018 г.  
Приказом ООО «РН-Уфанипнефть»  
от «06» апреля 2018 г. № 182



## УТВЕРЖДЕНЫ

Распоряжением ПАО «НК «Роснефть»  
от «27» апреля 2018 г. № 213  
Вступили в действие «27» апреля 2018 г.

ВВЕДЕННЫ В ДЕЙСТВИЕ  
с «15» мая 2018 г.  
Приказом ООО «РН-Уфанипнефть»  
от «15» мая 2018 г. № 271



## УТВЕРЖДЕНЫ

Распоряжением ПАО «НК «Роснефть»  
от «14» мая 2018 г. № 253  
Вступили в действие «14» мая 2018 г.

ВВЕДЕННЫ В ДЕЙСТВИЕ  
с «15» мая 2018 г.  
Приказом ООО «РН-Уфанипнефть»  
от «15» мая 2018 г. № 271



## УТВЕРЖДЕНЫ

Распоряжением ПАО «НК «Роснефть»  
от «07» мая 2018 г. № 234  
Вступили в действие «07» мая 2018 г.

ВВЕДЕННЫ В ДЕЙСТВИЕ  
с «15» мая 2018 г.  
Приказом ООО «РН-Уфанипнефть»  
от «15» мая 2018 г. № 271

## МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ

ЕДИНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ. ЗАДВИЖКИ КЛИНОВЫЕ

№ ГИ-01.05 М-0082

ВЕРСИЯ 3.00

(с изменениями, внесенными распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 02.04.2019 № 37,  
введенными в ООО «РН-Уфанипнефть» Приказом от 10.04.2019 № 210)

## МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ

ЕДИНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ. ЗАДВИЖКИ ШИБЕРНЫЕ ДЛЯ  
ТРУБОПРОВОДОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ С НОМИНАЛЬНЫМ  
ДАВЛЕНИЕМ ДО 12,5 МПа

№ ГИ-06 М-0066

ВЕРСИЯ 2.00

МОСКВА  
2018

## МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ

ЕДИНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ. КРАНЫ ШАРОВЫЕ

№ ГИ-06 М-0034

ВЕРСИЯ 2.00

МОСКВА  
2018

## МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ

ЕДИНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ.  
КЛАПАНЫ И ЗАТВОРЫ ОБРАТНЫЕ

№ ГИ-06 М-0117

ВЕРСИЯ 1.00

МОСКВА  
2018

МОСКВА  
2018



## СОДЕРЖАНИЕ

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	4
НАЗНАЧЕНИЕ .....	4
ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ .....	4
ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ .....	5
1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....	6
2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ .....	13
3. ОБЩАЯ ЧАСТЬ .....	15
3.1. НАЗНАЧЕНИЕ .....	15
3.2. КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА ЭКСПЛУАТАЦИИ .....	15
4. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ, ИЗГОТОВЛЕНИЮ И ПОСТАВКЕ ОБОРУДОВАНИЯ .....	18
4.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ОСНОВНОЙ СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ .....	18
4.2. ХАРАКТЕРИСТИКИ РАБОЧЕЙ СРЕДЫ .....	20
4.3. ТРЕБОВАНИЯ К ИЗГОТОВЛЕНИЮ И КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ .....	21
4.3.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ .....	21
4.3.2. ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНЕНИЮ ПО МАТЕРИАЛАМ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ .....	22
4.3.3. ТРЕБОВАНИЯ К КЛИНОВОМУ ЗАПИРАЮЩЕМУ ЭЛЕМЕНТУ (ЗАТВОРУ) .....	30
4.3.4. ТРЕБОВАНИЯ К КОРПУСНЫМ ДЕТАЛЯМ .....	30
4.3.5. ТРЕБОВАНИЮ ПО ПРИСОЕДИНЕНИЮ ЗАДВИЖКИ КЛИНОВОЙ К ТРУБОПРОВОДУ .....	31
4.3.6. ТРЕБОВАНИЯ К ЗАДВИЖКАМ КЛИНОВЫМ С МУФТОВЫМ ПРИСОЕДИНЕНИЕМ .....	32
4.3.7. ТРЕБОВАНИЯ К ЗАДВИЖКАМ КЛИНОВЫМ С ФЛАНЦЕВЫМ ПРИСОЕДИНЕНИЕМ .....	32
4.3.8. ТРЕБОВАНИЯ К ИСПОЛНЕНИЮ ПРИСОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ФЛАНЦЕВ .....	34
4.3.9. ТРЕБОВАНИЯ К ОТВЕТНЫМ ФЛАНЦАМ .....	35
4.3.10. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОКЛАДОЧНЫМ МАТЕРИАЛАМ ДЛЯ УПЛОТНЕНИЯ ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ .....	38
4.3.11. ТРЕБОВАНИЯ К КРЕПЕЖНЫМ ДЕТАЛЯМ .....	38
4.3.12. ТРЕБОВАНИЯ К СБОРКЕ ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ .....	39
4.3.13. ТРЕБОВАНИЯ К ЗАДВИЖКАМ КЛИНОВЫМ С КОНЦАМИ ПОД ПРИВАРКУ .....	40
4.3.14. ТРЕБОВАНИЯ К ПРИСОЕДИНЕНИЮ ЗАДВИЖЕК КЛИНОВЫХ С КОНЦАМИ ПОД ПРИВАРКУ С ТРУБОПРОВОДАМИ .....	42
4.3.15. ТРЕБОВАНИЯ К ТИПУ УПРАВЛЕНИЯ .....	43
4.3.16. ТРЕБОВАНИЯ К УДЛИНИТЕЛЮ ШТОКА ТЕЛЕСКОПИЧЕСКОМУ .....	46
4.3.17. ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРОПРОВОДУ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗАДВИЖКОЙ КЛИНОВОЙ .....	47
4.3.18. ТРЕБОВАНИЯ К ВРЕМЕНИ «ОТКРЫТИЯ/ЗАКРЫТИЯ» .....	50
4.3.19. ТРЕБОВАНИЯ К УСТАНОВОЧНОМУ ПОЛОЖЕНИЮ .....	51
4.3.20. ТРЕБОВАНИЕ К РЕКОМЕНДУЕМОЙ МАССЕ .....	52
4.4. ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЯМ ОБОРУДОВАНИЯ .....	54

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».

4.4.1. ОБЩИЕ ПРАВИЛА .....	54
4.4.2. ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ .....	55
4.4.3. ТРЕБОВАНИЯ К МЕТОДАМ КОНТРОЛЯ И ИСПЫТАНИЙ МАТЕРИАЛОВ И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДЕТАЛЕЙ ЗАДВИЖКИ КЛИНОВОЙ .....	57
4.5. ТРЕБОВАНИЯ К ПОКАЗАТЕЛЯМ НАДЕЖНОСТИ .....	58
4.6. ТРЕБОВАНИЯ К ПОКРЫТИЯМ, МАРКИРОВКЕ И ВИЗУАЛЬНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ .....	60
4.7. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛУГИ ЗАВОДА-ИЗГОТОВИТЕЛЯ ЗАДВИЖЕК .....	62
4.8. ТРЕБОВАНИЯ К КОМПЛЕКТНОСТИ ПОСТАВКИ .....	63
4.9. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКИМ ДАННЫМ .....	63
4.10. ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСПОРТИРОВАНИЮ, КОНСЕРВАЦИИ И ХРАНЕНИЮ .....	66
4.11. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОМЫШЛЕННОЙ, ПОЖАРНОЙ, ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЕ ТРУДА .....	68
5. УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ .....	71
5.1. СХЕМА УСЛОВНОГО ОБОЗНАЧЕНИЯ .....	71
5.2. РАСШИФРОВКА УСЛОВНОГО ОБОЗНАЧЕНИЯ .....	71
5.3. ПРИМЕРЫ УСЛОВНОГО ОБОЗНАЧЕНИЯ .....	73
5.4. ПРИМЕНЕНИЕ УСЛОВНОГО ОБОЗНАЧЕНИЯ .....	74
5.5. ИНФОРМАЦИЯ О ПРИМЕНЕНИИ .....	75
6. ССЫЛКИ .....	76
7. БИБЛИОГРАФИЯ .....	83
8. РЕГИСТРАЦИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ЛОКАЛЬНОГО НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА .....	85
ПРИЛОЖЕНИЯ .....	86

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».



# Методические указания компании



## Климатическое исполнение задвижек клиновых

КЛИМАТИЧЕСКОЕ ИСПОЛНЕНИЕ	ЗНАЧЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ОКРУЖАЮЩЕГО ВОЗДУХА, °C			
	РАБОЧЕЕ		ПРЕДЕЛЬНОЕ	
	ВЕРХНЕЕ	НИЖНЕЕ	ВЕРХНЕЕ	НИЖНЕЕ
1	2	3	4	5
У	Плюс 40	Минус 45	Плюс 45	Минус 50
ХЛ	Плюс 40	Минус 60	Плюс 45	Минус 70

## Исполнения по сейсмостойкости задвижки клиновой

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ИСПОЛНЕНИЕ ПО СЕЙСМОСТОЙКОСТИ	УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ ИСПОЛНЕНИЯ ПО СЕЙСМОСТОЙКОСТИ	ЗНАЧЕНИЕ СЕЙСМИЧНОСТИ, В БАЛЛАХ
1	2	3	4
Сейсмичность района размещения, баллов, по шкале MSK-64	Несейсмостойкое	С0	До 6 включительно
	Сейсмостойкое	С	Свыше 6 до 9 включительно
	Повышенной сейсмостойкости	ПС	Свыше 9 до 10 включительно

## Характеристики рабочей среды для задвижек клиновых

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПОКАЗАТЕЛЬ
1	2	3
1	Температура рабочей среды, °C	<ul style="list-style-type: none"><li>Н – для температуры до 200°C</li><li>К – для температуры до 250°C</li><li>В – для температуры до 565°C</li></ul>
2	Водородный показатель, pH	0-14
3	Механические примеси, мг/м <sup>3</sup>	До 10
4	Размер твердых частиц, мм	До 1
5	Микротвердость твердых частиц, ГПа	До 1,47

## Классификация рабочей среды в зависимости от содержания агрессивных сред

№ П/П	КЛАССИФИКАЦИЯ	ПАРЦИАЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ	УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ
1	2	3	4
1	Сероводородсодержащие среды (H <sub>2</sub> S)		
1.1	Отсутствует	Менее 300 Па – в расчетах коррозионной агрессивности рабочей среды не учитывается	K0
1.2	Низкое	От 300 до 10 000 Па включительно	K1
1.3	Среднее	Свыше 10 000 Па до 1 000 000 Па включительно	K2
1.4	Высокое	Свыше 1 000 000 Па	K3

## Классификация рабочих сред

№ П/П	ГРУППА	ТРАНСПОРТИРУЕМЫЕ ВЕЩЕСТВА ПО ГОСТ 32569	РАБОЧАЯ СРЕДА
1	2	3	4
1	А	Вещества с токсичным действием по ГОСТ 12.1.007 а) чрезвычайно опасные вещества класса 1, высокоопасные вещества класса 2 б) умеренно опасные вещества класса 3	Бензол, ангидрид серный, концентрированная серная кислота, 10% и более раствор натрия едкого, моноэтаноламин, водный 30% раствор метилдиэтаноламина насыщенный, кислая вода, кислый газ, диметилсульфид, сухой газ вибрекинга, сбросной углеводородный газ, тетрахлорэтилен, морфолин, карбонил никеля Нефть, углеводородный газ неочищенный, циркулирующий водородосодержащий газ в смеси с сероводородом, этиленгликоль, триэтиленгликоль, толуол, трихлорэтилен, ангидрид сернистый, водный 30% раствор метилдиэтаноламина регенерированный, аммиак жидкий и газообразный
2	Б	Взрывопожароопасные вещества по ГОСТ 12.1.044 а) горючие газы, в том числе сжиженные углеводородные газы б) легковоспламеняющиеся жидкости в) горючие жидкости	Горючие газы, в том числе сжиженные углеводородные газы, метан, этан, пропан (пропановая фракция), пропилен (пропан-пропиленовая фракция), бутан, бутилен (бутан-бутиленовая фракция), изобутан (изобутановая фракция), изобутилен, фракция n-бутана, водород, отдувочный газ, конвертированный газ, топливный (углеводородный) газ Бензин (бензиновая фракция), керосин (керосиновая фракция), дизельное топливо (дизельная фракция), алкилат, изомеризат, нефрас, сольвент, пентан Мазут, гудрон, асфальт, битум, крекинг-остаток, вакуумный дистиллят, (вакуумный погон), газойль, флегма
3	В	Трудногорючие и негорючие вещества по ГОСТ 12.1.044	Азот, воздух, инертные газы, рассол, растворы щелочей, содержащие основное вещество до 10 %, пар водяной перегретый, пар водяной насыщенный, горячая вода

## Основные параметры, характеристики и размеры задвижек клиновых

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЗНАЧЕНИЯ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПАРАМЕТР
1	2	3
1	PN, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	1,6 (16); 2,5 (25); 4,0 (40); 6,3 (63); 10,0 (100); 16,0 (160); 20,0 (200); 25,0 (250); 32,0 (320).
2	DN	10; 15; 20; 25; 32; 40; 50; 65*; 80; 100; 125*; 150; 200; 250; 300; 350*; 400; 450*; 500; 600; 700; 800; 1000; 1200; 1400.
3	Рабочая среда	В соответствии с подразделом 4.2 настоящих Методических указаний
4	Максимальный перепад давлений на задвижке при открытии (закрытии), ΔР	1,1 PN
5	Пробное давление Р <sub>пр</sub>	В соответствии с пунктом 4.4.2 настоящих Методических указаний
6	Коэффициент сопротивления ζ	Не более 1,0
7	Строительная длина L	В соответствии с пунктами 4.3.7., 4.3.13. настоящих Методических указаний
8	Вид управления	<ul style="list-style-type: none"><li>Ручной (маховик или редуктор);</li><li>ЭП (необходимые параметры для управления задвижкой клиновой, оснащенной приводом типа ЭП, прописаны в <a href="#">Приложении 1</a> к настоящим Методическим указаниям);</li><li>Удлинитель штока</li></ul>
9	Герметичность затвора	Класс А по ГОСТ 9544
10	Конструкция проточной части задвижки	Полнопроходная
11	Место установки	<ul style="list-style-type: none"><li>Надземная;</li><li>Подземная;</li></ul>
12	Направление подачи рабочей среды	Двухстороннее
13	Тип присоединения к трубопроводу	<ul style="list-style-type: none"><li>Ф – фланцевое присоединение к трубопроводу (с ответными фланцами для приварки встык, прокладками и крепежом).</li><li>ФП – фланцевое присоединение к трубопроводу (с приварными катушками, имеющие внутреннее заводское антикоррозионное покрытие под приварку к трубопроводу, прокладками и крепежом).</li><li>С – под приварку к трубопроводу, имеющие внутреннее заводское антикоррозионное покрытие под приварку к трубопроводу.</li><li>СП – с приварными катушками</li><li>М – муфтовое присоединение к трубопроводу</li></ul>
14	Установочное положение на трубопроводе	По пункту 4.3.19 настоящих Методических указаний
15	Значение температуры рабочей среды	<ul style="list-style-type: none"><li>Н – для температуры до 200°C.</li><li>К – для температуры до 250°C.</li><li>В – для температуры до 565°C</li></ul>
16	Исполнение уплотнительных поверхностей фланцев задвижки клиновой и присоединяемых фланцев трубопровода	По пункту 4.3.8 настоящих Методических указаний
17	Рекомендованная масса, кг	По пункту 4.3.20 настоящих Методических указаний



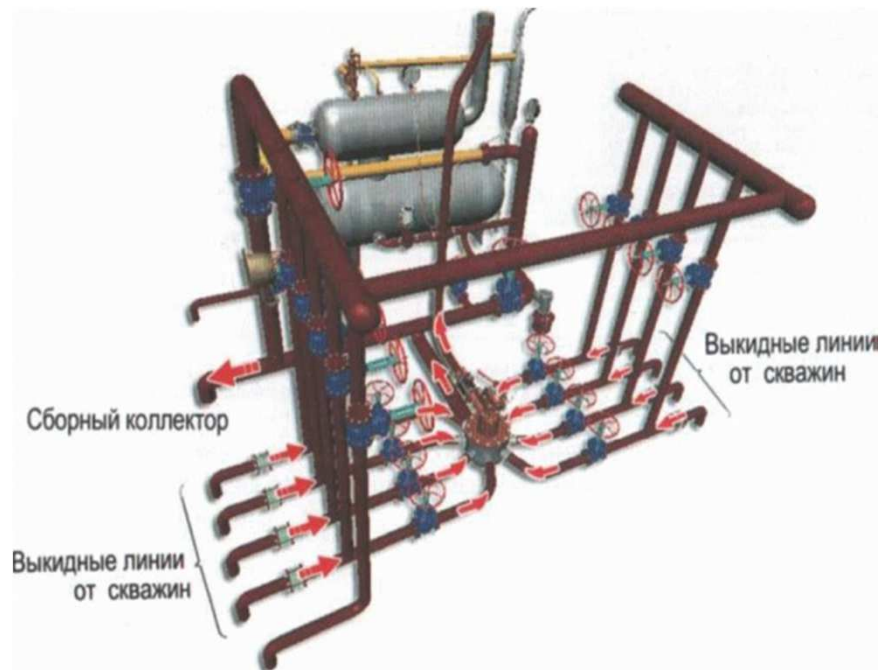
## 2. Измерительная установка скважинная групповая

ИУ предназначена для автоматического измерения дебита жидкости добывающих скважин, осуществления контроля за работой скважин по наличию подачи жидкости и блокировки скважин при аварийном состоянии технологического процесса или по команде с диспетчерского пункта.

В системе сбора нефти и газа, ИУ устанавливается непосредственно на месторождении.

К ИУ по выкидным линиям поступает продукция с нескольких добывающих скважин.

К одной установке, в зависимости от её конструкции, может подключаться до 14 скважин.



При этом поочередно осуществляется замер дебита жидкости по каждой скважине. На выходе из ИУ продукция всех скважин поступает в один трубопровод — «сборный нефтегазопровод» и транспортируется на дожимную насосную станцию (ДНС) или непосредственно на объекты подготовки нефти и газа

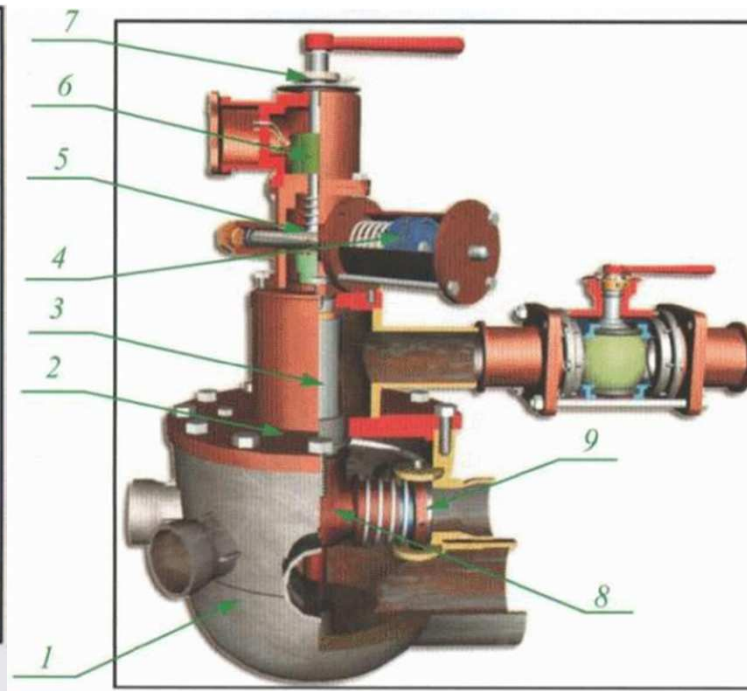
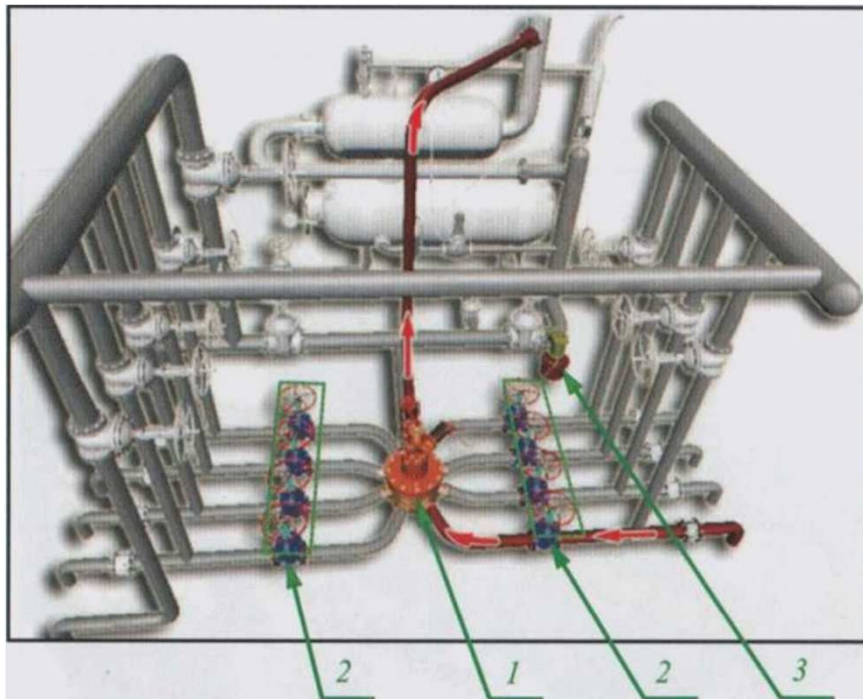


## 2. Измерительная установка скважинная групповая

АГЗУ состоит из двух отдельных блоков: технологического блока, аппаратного блока.

В технологическом блоке производится измерение дебита скважин. Технологический блок АГЗУ оборудован обогревателем, освещением, принудительной вентиляцией, сигнализацией отклонения от норм значения давления. Все электрооборудование технологического блока выполнено во взрывобезопасном исполнении.

В аппаратном блоке расположены приборы и аппаратура управления работой оборудования установки. Класс аппаратного помещения — не во взрывозащищенном исполнении, поэтому аппаратный блок должен устанавливаться вне взрывоопасной зоны.



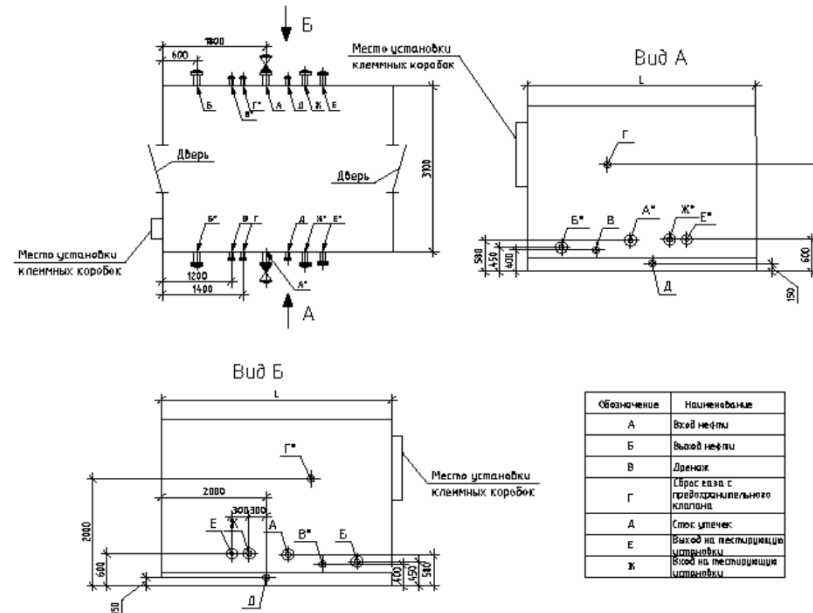
1- переключатель скважин многоходовой (ПСМ)



## 2. Измерительная установка скважинная групповая

Основные характеристики и параметры ИУ

№ п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПОКАЗАТЕЛЬ
1	2	3
1	Режим работы	Непрерывный, без постоянного присутствия персонала
2	Тип сооружения	Здание в блочном исполнении полной заводской готовности
3	Способ измерения	<ul style="list-style-type: none"><li>Сепарационный;</li><li>Бессепарационный.</li></ul>
4	Максимальная производительность по жидкости, м³/сут	<ul style="list-style-type: none"><li>До 400;</li><li>До 800;</li><li>До 1500</li></ul>
5	Максимальная производительность по газу, приведенному к стандартным условиям (по ГОСТ 2939), м³/сут	<ul style="list-style-type: none"><li>До 100 000 для сепарационного способа измерения (исполнение ИС);</li><li>Свыше 100 000 до 250 000 для сепарационного способа измерения (исполнение ИР);</li><li>Свыше 250 000 до 500 000 для сепарационного способа измерения (исполнение ИТ);</li><li>До 500 000 для бессепарационного способа измерения (исполнение ИМ);</li><li>Свыше 500 000 до 1 500 000 для бессепарационного способа измерения (исполнение ИН)</li></ul>
6	Максимальное рабочее давление, кгс/см²	16; 25; 40; 63
7	Количество подключаемых линий от скважин, шт	1; 4; 6; 8; 10; 12; 14
8	Установка	На фундамент
9	Наличие поточного влагомера, метод измерения	<ul style="list-style-type: none"><li>В0 – Без влагомера;</li><li>В1 – Микроволновый;</li><li>В2 – Оптический;</li><li>В3 – Дизъюнктивный;</li><li>В4 – Комбинированный (дизъюнктивный + оптический)</li></ul>
10	Номинальное напряжение питания, В	380/220
11	Запорная арматура:	Задвижки клиновые или дисковые
	Направление подачи среды	Любое
	Герметичность затвора	А по ГОСТ 9544



Габаритные размеры БТ ИУ сепарационного типа

МАКСИМАЛЬНАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ПО ЖИДКОСТИ, Q (м³/сут)	НАЛИЧИЕ УДР В СОСТАВЕ ИУ	ИСПОЛНЕНИЕ ПО ВХОДНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ	ИСПОЛНЕНИЕ ПО СОДЕРЖАНИЮ ГАЗА (ГАЗОВОМУ ФАКТОРУ)	ГАБАРИТНЫЕ РАЗМЕРЫ (ДЛИНА x ШИРИНА x ВЫСОТА), ММ (+/-100)						
				КОЛИЧЕСТВО ВХОДОВ						
				1	4	6	8	10	12	14
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
400	нет	одностороннее	1, 3	4000×3100×3500	4500×3100×3500	5000×3100×3500	5000×3100×3500	5500×3100×3500	-	
			2	4500×3100×3500	5000×3100×3500	5500×3100×3500	5500×3100×3500	6000×3100×3500	-	
	да	двустороннее	1, 3	-	4500×3100×3500	5000×3100×3500	5000×3100×3500	5500×3100×3500	6000×3100×3500	6000×3100×3500
			2	-	5000×3100×3500	5500×3100×3500	5500×3100×3500	6000×3100×3500	6500×3100×3500	6500×3100×3500
		одностороннее	1, 3	4500×3100×3500	5000×3100×3500	5500×3100×3500	5500×3100×3500	6000×3100×3500	-	
			2	5000×3100×3500	5500×3100×3500	6000×3100×3500	6000×3100×3500	6500×3100×3500	-	
800	нет	одностороннее	1, 3	-	5000×3100×3500	5500×3100×3500	5500×3100×3500	6000×3100×3500	6500×3100×3500	6500×3100×3500
			2	-	5500×3100×3500	6000×3100×3500	6000×3100×3500	6500×3100×3500	-	
	да	двустороннее	1, 3	-	5500×3100×3500	6000×3100×3500	6000×3100×3500	6500×3100×3500	7000×3100×3500	7000×3100×3500
			2	-	6000×3100×3500	6500×3100×3500	6500×3100×3500	7000×3100×3500	-	
		одностороннее	1, 3	5000×3100×3500	6000×3100×3500	6500×3100×3500	6500×3100×3500	7000×3100×3500	-	
			2	5500×3100×3500	6500×3100×3500	7000×3100×3500	7000×3100×3500	7500×3100×3500	-	
1500	нет	одностороннее	1, 3	-	6000×3100×3500	6500×3100×3500	6500×3100×3500	7000×3100×3500	7500×3100×3500	7500×3100×3500
			2	-	6500×3100×3500	7000×3100×3500	7000×3100×3500	7500×3100×3500	-	
	да	двустороннее	1, 3	5000×3100×3500	6000×3100×3500	6500×3100×3500	6500×3100×3500	7000×3100×3500	7500×3100×3500	7500×3100×3500
			2	-	5500×3100×3500	6000×3100×3500	6000×3100×3500	6500×3100×3500	-	
		одностороннее	1, 3	5500×3100×3500	6000×3100×3500	6500×3100×3500	6500×3100×3500	7000×3100×3500	7500×3100×3500	7500×3100×3500
			2	6000×3100×3500	6500×3100×3500	7000×3100×3500	7000×3100×3500	7500×3100×3500	-	



### 3. Установка дозированной подачи химреагентов

Предназначена для химической обработки продукции нефтяных и газовых скважин в системах сбора, транспорта и подготовки нефти и газа. Используется на кустовых площадках, площадках дожимных насосных станций и установках комплексной подготовки нефти, газа и воды.

Установка дозирования химреагентов выполняет следующие функции:

- прием концентрированного химреагента из передвижной заправочной емкости в бак с помощью внешнего насоса;
- прием концентрированного химреагента из передвижной заправочной емкости в бак с помощью собственного насоса;
- перемешивание химреагента в баке;
- закачка химреагента в емкость для настройки производительности насоса-дозатора;
- подогрев химреагента в баке до температуры от +20 до +60 °С;
- дозированная подача химреагента в обрабатываемую эмульсию через распыляющее устройство.





### 3. Установка дозированной подачи химреагентов

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ			
Наименование параметра	Значение		
	УДХ	УДХМ	УДХС (СУДР)
Производительность насоса-дозатора, л/ч	0,4-6300		0,04-4,0
Рабочее давление насоса-дозатора, МПа, не более	0,25-40		1-25
Кинематическая вязкость дозируемой среды, сСт, не более	800		
Температура дозируемой среды, °С	+20 до +60		от 0 до +70
Объем расходного бака, м³	От 1 до 16		От 0,2 до 1
Мощность электрообогревателей расходного бака, кВт	8,0		2,0
Установленная мощность, кВт, не более	17,0		3,2
Режим работы	Непрерывный, без постоянного присутствия персонала		
Рабочая среда	химреагенты	метанол	химреагенты
Климатическое исполнение (категория размещения) по ГОСТ 15150	УХЛ1		
Класс взрывоопасной зоны (ПУЭ)	В-1а		
Категория помещения установки по взрыво-пожароопасности (НПБ105)	А		
Степень огнестойкости по СНиП 21.01	IV		
Габаритные размеры (транспортные), мм, не более (длина x ширина x высота)	3260 x 3110 x 2525		3200 x 1400 x 1750
Масса, кг	3500		900



### 3. Установка дозированной подачи химреагентов



Основные параметры и характеристики УДХ

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЗНАЧЕНИЕ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПОКАЗАТЕЛЬ
1	2	3
1	Режим работы	Непрерывный (круглогодичный), без постоянного присутствия персонала
2	Тип сооружения	Здание в блочном исполнении полной заводской готовности
3	Количество НД (плунжерный или мембранный), шт.	<ul style="list-style-type: none"> <li>2 (1 рабочий+1 резервный);</li> <li>3 (2 рабочий+1 резервный)</li> </ul>
4	Количество технологических емкостей, шт.	<ul style="list-style-type: none"> <li>1;</li> <li>2</li> </ul>
5	Количество циркуляционных насосов, шт.	<ul style="list-style-type: none"> <li>1 рабочий;</li> <li>2 рабочих</li> </ul>
6	Объем технологической емкости, м³	0,4; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0; 4,0; 6,0
7	Максимальная производительность (подача) НД, л/ч	0,1; 0,4; 0,63; 1,0; 1,25; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10; 16; 25; 40; 63; 100; 160; 250; 400
8	Давление НД (предельное давление), МПа	0,63; 1,0; 1,6; 2,5; 4; 6,3; 10,0; 16,0; 25,0
9	Напряжение в электрических сетях, В	380/220

\* - НД – насос дозировочный плунжерный или мембранный

Расположение аппаратуры управления УДХ

МЕСТО РАСПОЛОЖЕНИЯ АППАРАТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ	КНОПКА ОСВЕЩЕНИЯ			КНОПКИ МЕСТНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДАМИ	КНОПКИ УПРАВЛЕНИЯ ВЕНТИЛЯЦИЕЙ
	РАБОЧЕГО	АВАРИЙНОГО	НАД ВХОДОМ		
1	2	3	4	5	6
Внутри УДХ	+	+	-	+	-
Снаружи УДХ (на элементе ограждающей конструкции)	-	-	+	+	+

Нормативные значения показателей надежности и показателей безопасности

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЗНАЧЕНИЯ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПАРАМЕТР
1	2	3
1	Назначенный срок службы, лет	20
2	Вероятность безотказной работы по отношению к критическому отказу	Не менее 0,998
3	Средняя наработка на отказ, ч	Не менее 3350

Характеристики рабочей среды УДХ

№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ ИЛИ ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ПОКАЗАТЕЛЬ
1	2	3
1	Рабочая среда	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ингибиторы солеотложения.</li> <li>Ингибиторы коррозии.</li> <li>Комплексные ингибиторы солеотложений и коррозии.</li> <li>Депрессоры (депрессорные присадки).</li> <li>Кислоты, кислотные составы (растворители солеотложений).</li> <li>Растворители/диспергаторы АСПО.</li> <li>Ингибиторы АСПО.</li> <li>Нейтрализаторы сероводорода.</li> <li>Взаимные растворители.</li> <li>Демульгаторы.</li> <li>Бактерициды.</li> <li>Противотурбулентные присадки.</li> <li>Поверхностно-активные вещества.</li> <li>Соли глушения.</li> <li>Реагенты-загустители солевых растворов.</li> <li>Пеногасители.</li> <li>Ингибиторы/растворители гидратообразований.</li> <li>Поглотители кислорода.</li> <li>Метанол</li> </ul>
2	Кинематическая вязкость, не более, мм²/сек	при минус 40 °С; 500 при плюс 20 °С; 20
3	Плотность, не более, кг/м³	1300
4	Водородный показатель, не более, pH	14
5	Температура, °С	От минус 50 до плюс 60
6	Концентрация твердой неабразивной фазы, для НД не более, % по массе: <ul style="list-style-type: none"> <li>5 мм;</li> <li>от 8 до 15 мм;</li> <li>25мм и выше</li> </ul>	0,2 2 5
7	Плотность твердой неабразивной фазы, не более, кг/м³	2300
8	Величина зерна твердой неабразивной фазы в % от диаметра патрубка агрегата, не более	1
9	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007 (по степени воздействия на организм)	3
10	Класс опасности по ГОСТ 12.1.005 (по содержанию вредных веществ в воздухе рабочей зоны)	III



## 4. Системы измерений количества и показателей качества нефти

Система предназначена для автоматизированного коммерческого учета товарной нефти прямым массово-динамическим методом, а так же для определения качественных показателей нефти при ведении документов, предназначенных для операций учета товарной нефти между Поставщиком и Потребителем на объектах нефтепереработки.

### Состав системы:

#### ➤ Технологическая часть

- ❖ Блок измерения и регулирования:
  - блок измерения показателей качества (БИК);
  - блок измерительных линий (БИЛ);
  - узлы регулирования расхода и давления;
  - пробозаборное устройство (ПЗУ).
- ❖ технологические и дренажные трубопроводы;
- ❖ Блок стационарной турбопоршневой установки (ТПУ) или узел подключения передвижной ТПУ.
- ❖ Блок фильтров (БФ).

#### ➤ Система управления элементами жизнеобеспечения

- ❖ Щит силовой (отопление, освещение, пожарная сигнализация, вентиляция, система контроля загазованности и прочее).

#### ➤ Система сбора и обработки информации (СОИ)

- ❖ Блок обработки информации:
  - щит информационно-вычислительного комплекса (ИВК);
  - щит автоматических защит и сигнализаций (АЗиС);
  - программируемый логический контроллер (ПЛК).
- ❖ АРМ оператора.



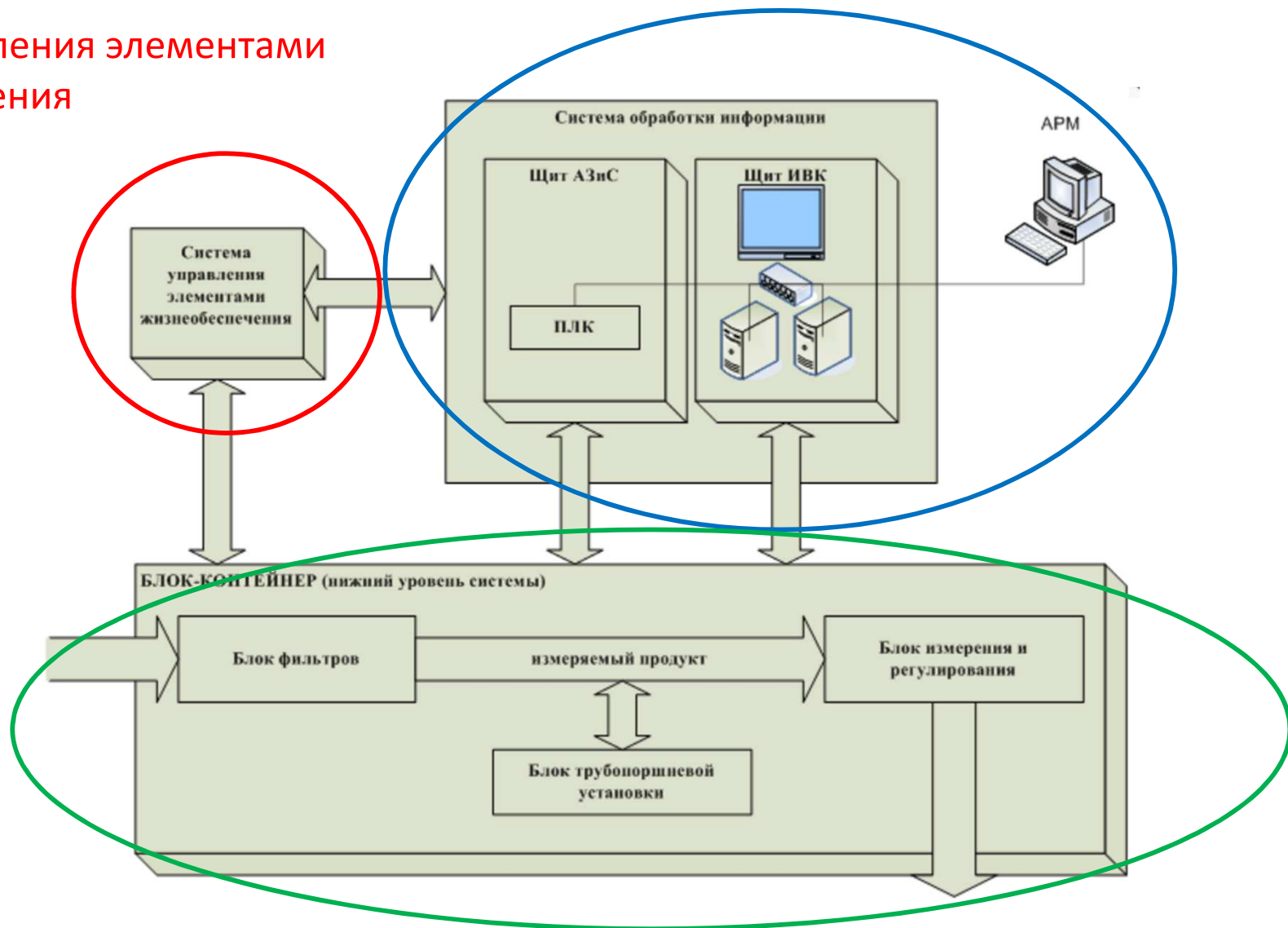


#### 4. Системы измерений количества и показателей качества нефти



Система управления элементами  
жизнеобеспечения

Система сбора и обработки информации



Технологическая часть

## 4. Системы измерений количества и показателей качества нефти



### **СИКН обеспечивает**

- автоматический отбор объединенной пробы пропорционально объему перекачиваемой нефти;
- автоматизированное выполнение режимов поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) преобразователей расхода без нарушения работы нефтепровода, оформление и печать протоколов поверки и КМХ;
- гарантированное перекрытие потока и наличие устройства контроля протечки (местное) запорной арматуры, протечки которой могут оказать влияние на достоверность поверки и КМХ;
- контроль перепада давления на фильтрах (местный и дистанционный);
- автоматический контроль, индикацию и сигнализацию предельных значений параметров: расхода, плотности нефти, свободного газа в нефти, давления и температуры;
- регистрацию результатов измерений, их хранение не менее одного года и передачу в систему телемеханики;
- автоматическое (программное) и ручное управление автоматическим пробоотборником;
- ручной ввод значений плотности, температуры и давления при отказе датчиков или их отсутствии;
- хранение введенных в память СОИ постоянных величин при отключении электроэнергии;
- управление запорной арматурой, поверочной установкой;
- поверка рабочего преобразователя расхода по контрольно-резервному;
- формирование отчетов журналов показаний средств измерений, актов приема-сдачи нефти и т.д., - автоматический учет и архивирование журнала событий системы (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и ее элементов).



## 5. Системы измерений количества и показателей качества газа

Система измерений количества и показателей качества газа представляет собой совокупность

функционально-объединенных средств измерений, систем сбора и обработки информации и технологического оборудования, предназначенных для:

- измерения объема (массы), давления и температуры газа;
- измерения параметров газа;
- вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

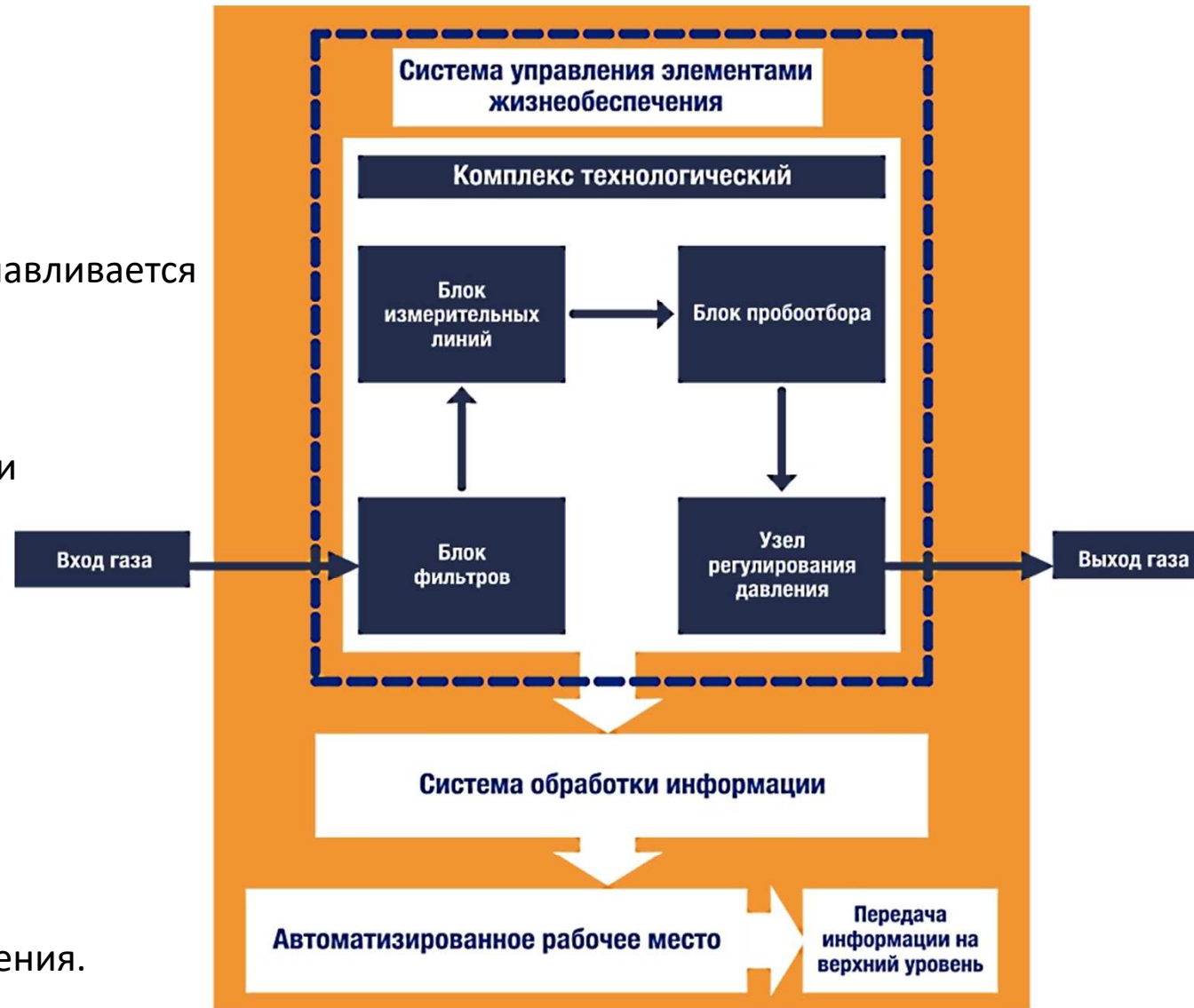




## 5. Системы измерений количества и показателей качества газа

Система измерений состоит из следующих блоков:

- ❖ комплекс технологический:
  - блок фильтров (БФ);
  - блок измерительных линий (БИЛ);
  - блок пробоотбора;
  - аналитический блок, в котором устанавливается хроматограф, анализатор точки росы;
  - узел регулирования давления (УРД).
- ❖ система сбора, обработки информации и управления (СОИ):
- ❖ система управления элементами жизнеобеспечения:
  - система пожаротушения и пожарной сигнализации;
  - система контроля загазованности;
  - система отопления;
  - система вентиляции;
  - система электроснабжения и заземления.







## 6. Дожимная насосная станция

ДНС – это технологическая часть системы сбора нефти и газа на промыслах и их последующей транспортировки. Оборудование ДНС сообщает нефти и газу дополнительный напор, необходимый для их транспортирования в направлении высоконапорных участков через системы сбора и подготовки.

ДНС могут производить перекачку водогазонефтяной эмульсии по нефтепроводу мультифазными насосами, или проводить предварительную подготовку скважинной продукции - сепарацию (сброс) воды и попутного нефтяного газа с закачкой в нефтепровод обезвоженной и дегазированной нефти, а также осуществлять закачку воды в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.





## 6. Дожимная насосная станция

- 1 - Насосная
- 2 - Печи подогрева
- 3 - Площадка сепараторов
- 4 - Блок подачи реагентов
- 5 - Административное здание
- 6 - Силовая подстанция
- 7 – Концевая сепарационная установка
- 8 - Технологические резервуары
- 9 - Насосная внутренней перекачки
- 10 - Резервуарный парк
- 11 - Дренажные емкости
- 12 – Блок розжига
- 13 - Факельное хозяйство

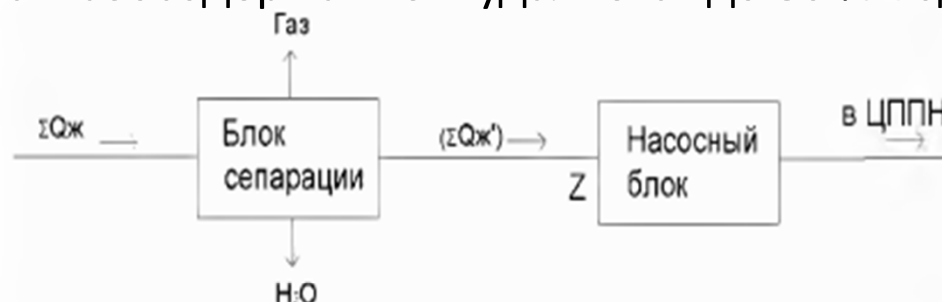




### Технологические схемы ДНС

В настоящее время ДНС имеют два варианта построения технологической схемы.

- ❖ Первый предполагает использование центробежных насосов. Поскольку в пластовой продукции, как правило, содержится большое количество газа, его содержание на приеме насоса может превысить критическое значение (10-15 %). Для обеспечения устойчивой работы центробежных насосов пластовая продукция предварительно сепарируется - снижается газосодержание и удаляется до 80 % воды



- ❖ Второй вариант технологической схемы ДНС предусматривает использование мультифазных насосов. В этом случае вся пластовая продукция поступает в ЦППН. Мультифазные насосы (МФН) позволяют существенно снизить давление на входе в ДНС, однако они критичны к содержанию механических примесей, что требует применения фильтров.

