



# КАТАЛОГ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

[www.euroet-rng.ru](http://www.euroet-rng.ru)



## СОДЕРЖАНИЕ

### КОМПЛЕКСНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

Установки подготовки нефти (УПН)	3
Установки предварительного сброса воды (УПСВ)	5
Концевые делители фаз трубные модернизированные (КДФТ-М)	8

Мобильные установки для исследования, сбора и подготовки продукции скважин	11
Передвижные комплексы для исследования и освоения скважин (ПКИОС)	13
Установки предварительного сброса воды мобильные (МУПСВ)	14
Оборудование контейнерного исполнения	17

Установки подготовки газа (УПГ)	20
---------------------------------	----

Факельные установки (ФУ)	24
Горизонтальные факельные установки (ГФУ)	28
Свечи рассеивания (СР)	31
Трубные газовые расширители (ТГР)	32

### ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Смесители (СМ)	34
Входные трубные расширители	35
Устройства предварительного отбора газа (УПОГ, УПОГ-М)	36
Сепараторы нефтегазовые модернизированные (НГС-М)	39
Отстойники нефти модернизированные (ОНМ)	40
Сепараторы нефтегазовые со сбросом воды модернизированные (НГСВ-М)	41
Отстойники воды модернизированные (ОВМ)	42
Газосепараторы модернизированные (ГСМ)	43
Газосепараторы центробежные (ГСЦ)	44
Сепарационные блоки для нефти с высоким газовым фактором (СБВГ)	46
Сепараторы факельные (ФС)	47

Блочные насосные станции (БНС)	49
Подогреватели путевые автоматизированные	51
Техническое перевооружение оборудования	52



ПАО «Европейская Электротехника» ведущее российское предприятие. Принципом деятельности компании является использование передовых надежных технологий и продукции, соответствующих критериям современности, безопасности, качества, энергосбережения и экологичности.

ПАО «Европейская Электротехника»

ООО «ИЦ «Европейская Электротехника»

ООО «РНГ-Инжиниринг»

ООО «РНГ-Производство»

ООО «Европейская Электротехника Северо-Запад»

ООО «Европейская Электротехника»

ПАО «Европейская Электротехника Дубна»

#### Преимущества компании:

- ➔ Контроль качества поставляемого оборудования и монтажных работ на всех этапах;
- ➔ Наличие штата высококвалифицированных специалистов: проектировщиков, руководителей проектов, инженеров различных направлений — технологов, конструкторов, специалистов по автоматизации, монтажников и др.;
- ➔ Отлаженная инфраструктура логистики предлагает кратчайшие сроки доставки продукции на объекты заказчиков по всей территории России, Казахстана, Беларуси, и стран СНГ, в труднодоступные районы Севера; доставку крупногабаритных грузов;
- ➔ Действие системы контроля охраны окружающей среды и охраны труда;
- ➔ Наличие необходимых сертификатов и допусков СРО в сфере строительства и проектирования;
- ➔ Наличие широкого парка необходимого оборудования;
- ➔ Гибкие финансовые возможности.

ООО «РНГ-Инжиниринг» является структурным подразделением ПАО «Европейская Электротехника», специализацией которого является проектирование, разработка и поставка высокоэффективного современного блочного оборудования для нефтегазодобывающих, нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических предприятий.

#### Компания выполняет полный цикл работ, включающих:

- ➔ обследование объектов и выдача технических и технологических решений;
- ➔ разработку, проектирование и строительство вновь строящихся объектов;
- ➔ изготовление и поставку комплектных технологических линий, блочно-модульного оборудования, насосных станций различного назначения, передвижных комплексов для исследования и освоения скважин, факельных установок, газосепарационных установок, установок подготовки газа, отдельных аппаратов и узлов и др.;

- ➔ реконструкцию и переоборудование существующих установок;
- ➔ разработку и внедрение современных технических и программных средств АСУ ТП;
- ➔ шеф-монтажные работы;
- ➔ пуско-наладочные работы, авторский надзор.

Все оборудование ООО «РНГ-Инжиниринг» сертифицировано в Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии на соответствие Техническому Регламенту «О безопасности машин и оборудования».

Сочетание широкого диапазона выпускаемой продукции и оказываемых услуг позволяет компании проводить быструю разработку и комплектацию нестандартного и серийного оборудования и осуществлять строительство со сдачей Заказчикам «под ключ».

# КОМПЛЕКСНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ



---

**Установки подготовки нефти (УПН)**

---

**Установки предварительного сброса воды (УПСВ)**

---

**Концевые делители фаз трубные модернизированные (КДФТ-М)**

---

**Назначение**

Блочные автоматизированные установки подготовки нефти (УПН) предназначены для сбора и подготовки продукции нефтедобывающих скважин путем обеспечения глубокого обезвоживания, обессоливания, снижения упругости паров нефти и достижения требуемого качества товарной нефти и сбрасываемых пластовых вод для дальнейшей транспортировки.

**Состав оборудования**

В составе блочной автоматизированной установки подготовки нефти входят следующие блоки:

- Блок входных манифольдов (БВМ);
- Блок дозирования деэмульгатора (БР);
- Блок интенсификации перемешивания газожидкостной смеси с деэмульгатором (смесители СМ);
- Блок входного сепаратора со сбросом воды (БВС);
- Блок нагрева нефти (БНН);
- Блок обезвоживания нефти (БОН);
- Блок обессоливания нефти (БОСН);
- Блок насосов подачи пресной воды (БНППВ);
- Блок концевой сепарационной установки (БКСУ);
- Блок очистки пластовой воды (БОВ);
- Блок буферных водяных емкостей (БЕВ);
- Блок насосов внутренней и внешней перекачки нефти (БВ и ВПН);
- Блок насосной откачки воды (БНОВ);
- Блок очистки газа высокого и низкого давления (ГС-1 и ГС-2);
- Блок измерения и регулирования газа (БИР);
- Блок коммерческого узла учета нефти (БУУН-К);
- Блок газовых трубных расширителей (ТТР-1,2), выполняющих роль факельных сепараторов;
- Совмещенная факельная установка высокого и низкого давления (ФСУ);
- Блок резервуаров товарной нефти (РВС);
- Блок узла учета воды (БУУВ);



- Блок дренажных емкостей (ЕД), утечек нефти (ЕУ), сбора газового конденсата (ЕК) и аварийного опорожнения блоков нагрева нефти (ЕА);
- Установка улавливания легких фракций углеводородов (УУЛФ);
- Блок операторной;
- Блок химической лаборатории;
- Блок механической мастерской;
- Блок трансформаторной подстанции и распределительным устройством БТП и РУ;
- Блок ЦСУ;
- Блок насосной системы пожаротушения;
- Блок резервуара хранения противопожарной воды;
- Блок вспомогательного оборудования;
- Комплекс технических и программных средств автоматизации и АСУ ТП.

Установка подготовки нефти может быть изготовлена в двух вариантах:

- в емкостном исполнении;
- в трубном исполнении.

Состав основных сооружений по подготовке продукции скважин определяется для конкретного месторождения, после выполнения компанией научно-исследовательских работ.

**Технические характеристики УПН**

Производительность по нефти, млн. т/год:	0,3; 0,5; 1,0; 3,0;
— по нефти, (расчетная), м³/сут.	1000; 1600; 3000; 5000; 10 000;
— по газу, млн.нм³/сут. (расчетная)	0,1; 0,16; 0,3; 0,5; 1,0;
Содержание воды в нефти, % масс.:	
— на входе	до 30
— на выходе	до 0,5
Требования к качеству товарной нефти	по ГОСТ Р-51858-2002
Содержание в подготовленной воде, мг/л:	
— нефтепродуктов	до 40 (и ниже по требованию заказчика)
— механических примесей	до 40 (и ниже по требованию заказчика)
Температура окружающей среды, °С	от -60 до +50
Срок службы, не менее, лет	20

Разработка, изготовление и поставка блочного комплекса установки подготовки нефти выполняется в течение 6÷8 месяцев с максимальной заводской готовностью.

НИЦ ООО «РНГ-Инжиниринг» разработаны технологические линии (КТЛ) для подготовки нефти, состоящие из двух параллельных цепочек и более. КТЛ могут быть выполнены как в емкостном, так и в трубном исполнении аппаратов.

Для интенсификации процессов сепарации газа, обезвоживания нефти и очистки воды в конструкции аппаратов применяются встраиваемые внутренние устройства — коалесцеры, полочные осадители и другие гидродинамические устройства и приборы.

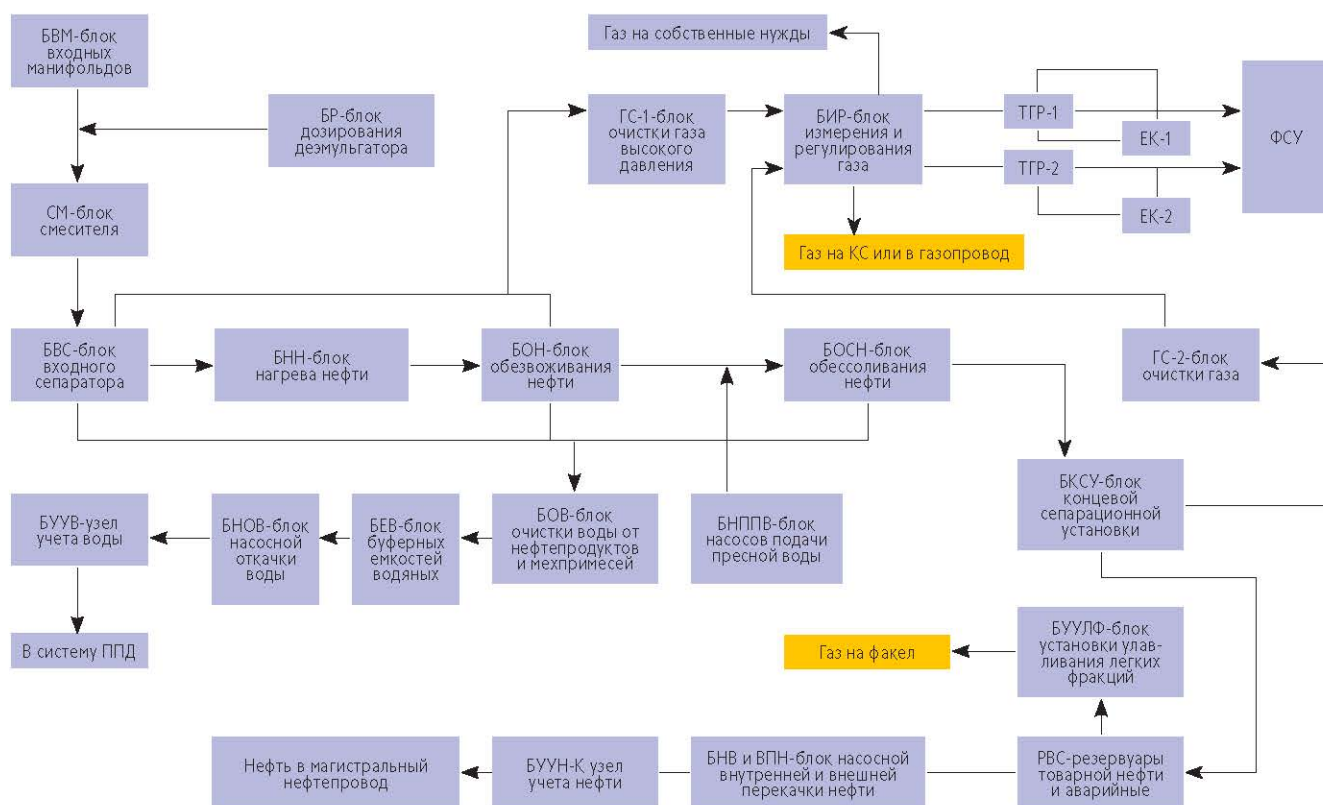
Принципы построения технологических схем, компоновки оборудования, конструктивный уровень

его исполнения в сочетании с комплексом «know-how» формулируются как «экспресс-технология» ООО «РНГ-Инжиниринг».

Использование «экспресс-технологии» позволяет в 2–3 раза повысить показатели проектов и оборудования по сравнению с традиционными стандартными (серийными) технологиями в части производительности, эффективности, снижения металлоемкости, капитальных затрат.

Компоновка УПН в виде КТЛ позволяет осуществлять поставку оборудования в виде поэтапных законченных пусковых комплексов (очередей), наращивать мощность УПН по мере освоения месторождения, рационально расходовать финансовые средства на строительство объектов.

### Комплексная технологическая блок-схема установки подготовки нефти УПН



Комплексная схема включает максимальный необходимый набор блоков оборудования, рассчитанный на предельные параметры подготавливаемой продукции.

На базе комплексной схемы могут быть изготовлены мобильные блочно-модульные установки подготовки нефти МУПН.

### Назначение

Установки предварительного сброса воды предназначены для предварительного обезвоживания нефтяной эмульсии на сборных коллекторах большой протяженности вблизи наиболее обводненных кустов скважин, на пониженных участках трассы, где скапливается свободная вода, в местах расположения существующих КНС, на кустах скважин.

УПСВ применимы для эксплуатации в условиях умеренного и умеренно-холодного климата по ГОСТ 15150 с температурой воздуха:

- для умеренного климата от +40 °С до –45 °С
- для холодного климата от +40 °С до –60 °С

Установки предварительного сброса воды (УПСВ), разрабатываемые ООО «РНГ-Инжиниринг», включают все основные методы интенсификации процесса разделения, которые необходимы для **достижения улучшенных показателей**, по сравнению с традиционными технологиями (ВНПП-3-8, РД 39-0004-90, унифицированными схемами РД 39-0147311-606-86), в 1,5–2 раза за счет:

- оптимизации применения химических реагентов на основании предшествующих исследований;
- трубной деэмульсации и формирования на входе УПСВ благоприятных структурных форм течения ГЖС для высоких газосодержащих и пескоструйных скважин;
- совмещения одновременно протекающих процессов газо-водоотделения;
- использования естественного теплосодержания продукции (без нагрева);
- использования гидродинамических эффектов для интенсификации внутренних устройств сепараторов и отстойников.

### Технические характеристики

Производительность (расчетная), м³/сут:	
— по жидкости	500÷30000
— по нефти	200÷15000
— по газу, млн. нм³/сут	0,1÷3,0
Расчетное давление, не более, МПа	1,6; 2,5; 4,0; 6,3
Содержание воды в нефти, % масс.:	
— на входе	от 30 и более
— на выходе	0,5÷10
Содержание в подготовленной воде, мг/л:	
— нефтепродуктов	до 30÷40
— механических примесей	до 30÷40
Срок службы, не менее, лет	20



### Состав оборудования

Принципиальная технологическая схема (см. рисунок 1) включает:

- блок входной гребенки (БДР);
- блок ввода реагентов БР;
- коллектор-усреднитель ГЖС;
- трубный входной газоотделитель-пескоуловитель РГВ;
- смеситель;
- трехфазный сепаратор НГСВ;
- буферные емкости нефтяные БЕН;
- буферные емкости водяные БЕВ;
- отстойники воды ОВ;
- подогреватели нефти ПН (при необходимости);
- насосные для откачки нефти и воды — НН, НВ;
- блок очистки и регулирования газа ГС-БИР;
- узлы (блоки) оперативного учета нефти, газа, воды — БУН, БУВ, БУГ;
- факельная установка ФУ;
- блок утилизации газа (газоэлектростанция) — БЭ;
- дренажные емкости — ЕД;
- операторная с АРМ, шкафами АСУ-ТП;
- склад-мастерская.

В совместных технологических схемах ООО «РНГ-Инжиниринг», как правило, отсутствуют:

- а) нефтегазовые сепараторы (кроме случаев применения трубных устройств газоотделения и пескоулавливания при высоком газосодержании продукции (Гф более 1–2 тыс. м³/т);
- б) отстойники воды. Вода готовится в совмещенных аппаратах НГСВ-М, а при необходимости доочищается в буферных емкостях-отстойниках воды.

УПСВ могут быть выполнены в емкостном и в трубном исполнении с применением концевых делителей фаз трубных автоматизированных (КДФТ).

Область применения вариантов УПСВ:

- емкостной — обустройство месторождений с длительной динамикой роста обводненности продукции (более 3–5 лет);
- трубный — обустройство месторождений с высокой обводненностью продукции (более 60–90%), а также реконструкция систем сбора «старых» месторождений.

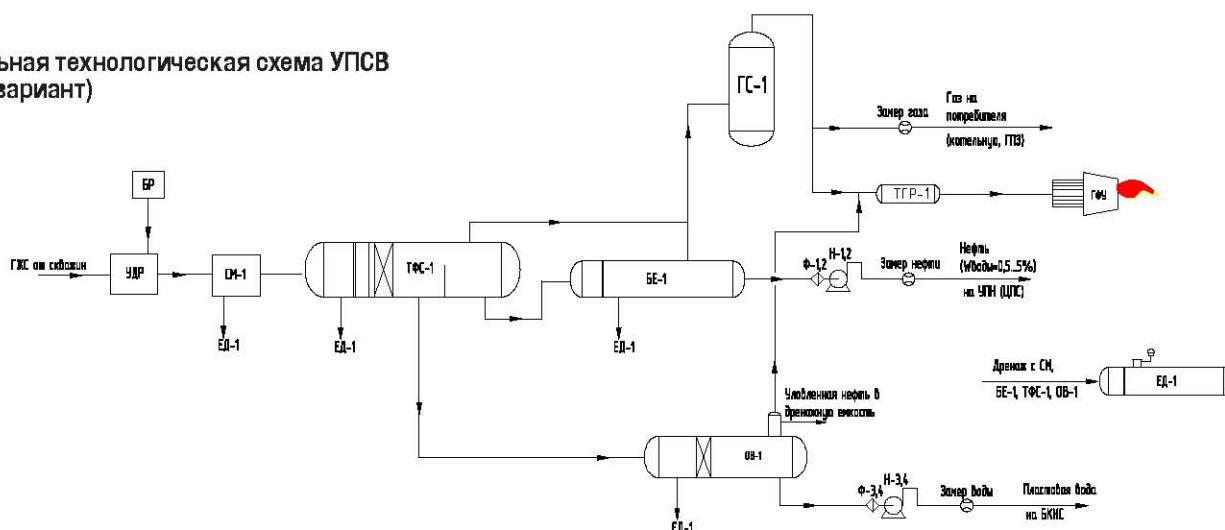
Расчет объема и количества аппаратов осуществляет производитель по опросному листу и техническим требованиям Заказчика.

Сравнение емкостных и трубных водоотделителей представлено в таблице 1.

Обозначенное преимущество формируется не только за счет конструктивного совершенствования оборудования, но, в значительной степени, предшествующих исследований условий его применения на каждом конкретном месторождении для оптимизации:

- гидродинамических режимов движения ГЖС в конечных участках системы сбора;
- термехимических методов воздействия на продукцию;
- построения гибкой технологической схемы, учитывающей динамику добычи нефти и газа, роста обводненности продукции, изменение ее физико-химических свойств.

**Рисунок 1.**  
Принципиальная технологическая схема УПСВ (емкостной вариант)



**Рисунок 2.**  
Принципиальная технологическая схема УПСВ (трубный вариант)

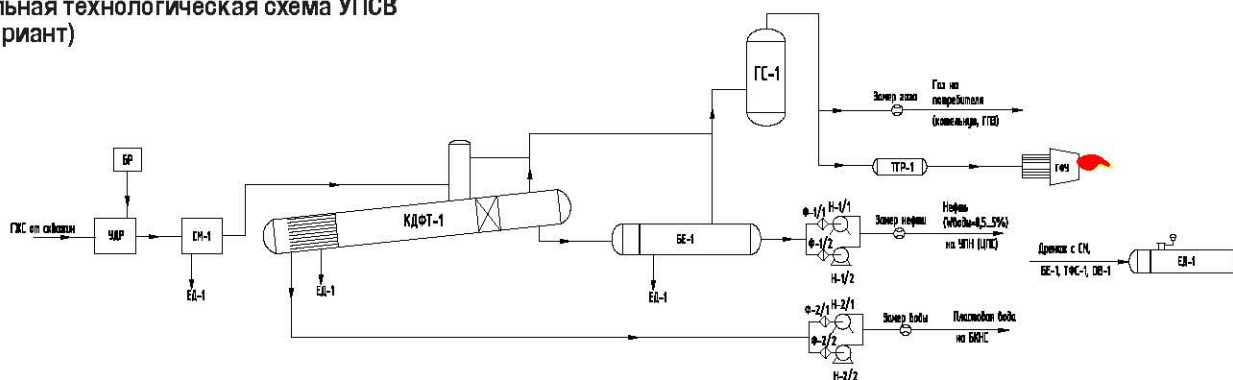


Таблица 1. Сравнение емкостных и трубных водоотделителей

Показатели	Емкостной вариант		Трубный вариант	
	НГСВ по ГП-868	НГСВ-М	КДФТ	КДФТ-М
1. Удельная производительность, м <sup>3</sup> /сут./м <sup>3</sup>	16,5*	33,3	45,7	68,5
2. Качество разделения: — остаточное водосодержание, % об. — качество очистки воды, мг/л: от мехпримесей от нефти	до 30  не нормируется до 1000	до 10  до 50 до 50	до 5–10  до 40 до 40	до 2–5  до 40 до 40
Примечание: * — с учетом объема дополнительного отстойника для доочистки воды, который в модернизированных совмещенных установках НГСВ-М и КДФТ отсутствует				



### Назначение

Концевые делители фаз трубные автоматизированные (КДФТ-А) предназначены для разгазирования и предварительного обезвоживания нефти до содержания в ней воды не более 0,5÷5,0% и могут входить в состав УПСВ или поставляться отдельно в качестве входной ступени разгазирования и обезвоживания УПН, либо других установок подготовки нефти. Технические характеристики приведены в табл. 1.

КДФТ-А изготавливаются двух типов:

Тип 1 — КДФТ-А, входящие в состав установок предварительного сброса воды (УПСВ) или установок подготовки нефти (УПН), на которых применяются технологии утилизации попутного газа. Применяется преимущественно для использования в установках сепарации газожидкостных смесей с обводненностью от 25% до 99% и газовым фактором не более 600 м<sup>3</sup>/тн. На установках 1 типа блок предохранительных клапанов устанавливается на устройстве предварительного отбора газа (УПОГ) в зоне нахождения максимального объема газа.

Тип 2 — КДФТ-А, входящие в состав трубных водоотделителей (ТВО) для путевого или кустового сброса пластовой воды с последующим совместным транспортом газа и нефти по нефтепроводу. Применяется преимущественно для использования в установках сепарации газожидкостных смесей с обводненностью от 45% до 99% и газовым фактором в пределах от 0 до 150 м<sup>3</sup>/тн. На установках 2 типа блок предохранительных клапанов устанавливается в нижней



части каждого корпуса в зоне его заполнения водой на верхней его образующей.

### Состав оборудования

В состав концевых делителей фаз трубных (КДФТ-А) входят следующие узлы и оборудование:

- узел предварительного отбора газа (УПОГ), предназначенный для отбора отделившегося свободного газа в подводящем коллекторе;
- смеситель СМ, предназначенный для интенсивного смешивания потока жидкости с реагентом-деэмульгатором и обеспечения коалесценции капель воды;
- наклонные трубные секции (1, 2 или 4) в зависимости от производительности, предназначенные для отделения воды от нефти и ее дегазации;
- внутренние полочные коалесцеры-осадители в нижней части секции, предназначенные для доочистки воды от механических примесей и нефти.

Табл. 1. Технические характеристики КДФТ-А

Рабочая среда	газоводонефтяная эмульсия
Расчетная производительность, м <sup>3</sup> /сут:	
— по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	500...35 000
— по нефти, м <sup>3</sup> /сут	300...15 000
— по газу, млн. нм <sup>3</sup> /сут	0,1...3,0
Расчетное давление, МПа	1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3
Содержание воды в нефти, % масс.:	
— на входе	10–95
— на выходе	0,5 ÷ 5,0
Содержание в подготовленной воде, мг/л:	
— нефтепродуктов	40–50
— механических примесей	40–50
Температура рабочей среды, °С	+20 и выше (min +10)
Температура окружающей среды, °С	от –60 до +50
Срок службы, не менее, лет	20

Система автоматизации КДФТ-А состоит из двух уровней:

- нижний уровень — контрольно-измерительные приборы (КИП) и контроллеры, объединенные в распределенную сеть локального контроля и управления;
- верхний уровень — автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора (контроллер), расположенное в операторной.

Размеры КДФТ-А и их технологический объем определяются в зависимости от производительности по жидкости, физико-химических свойств нефти, пластовой воды, режима работы и требований к качеству конечной продукции на основании проведенных исследований агрегатированной устойчивости водо-нефтяной эмульсии.

**Обозначение**

Концевые делители фаз трубные автоматизированные изготавливаются по ТУ 28.99.39-001-20676863-2017.

Пример условного обозначения при заказе изделия:

КДФТ-А (Т) 1400-50-2-П-1-ХЛ1  
 по ТУ 28.99.39-001-20676863-2017, где:  
 (Т) — трубного исполнения  
 1400 — условный диаметр корпуса, мм;  
 50 — длина корпуса, м;  
 2 — количество секций;  
 1 — тип исполнения;  
 П — внутреннее антикоррозионное покрытие;  
 ХЛ1 — климатическое исполнение.

Основные преимущества модернизированных КДФТ:

- уменьшение габаритов по длине и металлоемкости в 1,5 раза (или соответствующее увеличение производительности при сохранении существующих габаритов);
- сокращение площади застройки (до 1,5 раз);
- оптимизация конструкций и унификация внутренних сепарационных элементов;
- наличие в аппаратах механизированной системы гидродинамического размыва и удаления накоплений мехпримесей;
- совершенствование системы АСУ ТП, включая контроль качества разделения нефти и воды.

**Сравнение типоразмеров концевых делителей фаз трубных КДФТ и КДФТ-М**

Ряд производительностей по жидкости, м³/сут.	КДФТ Типовой типоразмер D-L-n	КДФТ-М Модернизи- рованный D-L-n
25 000	1400-80x4	1400-40x4
20 000	1400-50x4	1400-35x4
15 000	1400-40x4	1400-30x4
10 000	1400-50x2	1400-20x4
7 500	1400-40x2	1400-30x2
5 000	1400-30x2	1400-20x2 (10x4)
2 500	1400-20x2	1400-10x2
1 000	1400-12,5x2	1400-10x1





---

**Мобильные установки для исследования, сбора и подготовки продукции скважин**

---

**Передвижные комплексы для исследования и освоения скважин (ПКИОС)**

---

**Установки предварительного сброса воды мобильные (МУПСВ)**

---

**Оборудование контейнерного исполнения**

---

**Назначение**

Мобильные установки для исследования, сбора и подготовки продукции скважин предназначены для автоматизированного измерения дебита скважин при различных устьевых давлениях, а также отделения нефти от газа и воды с последующим наливом в автоцистерны, либо подачей в нефтегазосборную систему месторождения или утилизацией ее на факеле; подготовки газа для использования на собственные нужды, подачи в газосборную систему либо выработки электроэнергии на месте.

**Область применения:**

- на кустах скважин отдаленных месторождений на стадии разведки, ранней добычи пробной эксплуатации в период освоения и обустройства.



В зависимости от комплектации и функционального назначения мобильные установки изготавливаются в следующих модификациях:

- ПКИОС — передвижной комплекс исследования и освоения скважин;
- МСУ — мобильная сепарационная установка — функция сепарации газа от нефти для отдельного их транспорта до сборного пункта;
- МБСНУ — мобильная сепарационно-наливная установка;
- МУПСВ — мобильная установка сброса пластовой воды;
- МУПН — мобильная установка подготовки нефти

Перечень функций мобильных установок	Наименование мобильных установок			
	МУПН	МУПСВ	МСУ/МБСНУ	ПКИОС
Сепарация продукции скважин	+	+	+	+
Налив нефти в автоцистерны	+	+	+	+
Сжигание попутного нефтяного газа на факельной установке	+	+	+	+
Автоматизированное измерение количества и показателей качества нефти	+	+	+	+
Автоматизированное измерение количества попутного нефтяного газа	+	+	+	+
Подготовка попутного нефтяного газа	+	+	+	-
Подача попутного нефтяного газа в трубопроводную систему	+	+	+	-
Подача нефти в трубопроводную систему	+	+	-	+
Подготовка нефтяной эмульсии к расслоению (подача реагента-деэмульгатора)	+	+	-	-
Использование попутного нефтяного газа на собственные нужды	+	+	-	-
Сброс пластовой воды	+	+	-	-
Подготовка пластовой воды до требуемых параметров качества	+	+	-	-
Закачка пластовой воды в систему ППД / поглощающую скважину	+	+	-	-
Термическая утилизация пластовой воды на горизонтальной факельной установке	+	+	-	-
Налив пластовой воды в автоцистерны	+	+	-	-
Автоматизированное измерение количества пластовой воды	+	+	-	-
Подготовка нефти до требуемых параметров качества	+	-	-	-
Сжигание нефти на горизонтальной факельной установке	-	-	-	+
Совместный транспорт нефти и попутного нефтяного газа в системе сбора	-	-	-	+

**Основные требования:**

- мобильность-транспортбельность, ограничения по массе и габаритам;
- максимальная заводская готовность;
- функциональная технологическая гибкость за счет сочетания набора видов и количества блоков;
- автоматизация, обеспечивающая автономную работу при дистанционном обслуживании.

Мобильные установки применимы в условиях умеренного и умеренно — холодного климата по ГОСТ 15150 с температурой воздуха при эксплуатации:

- для умеренного климата от +40 °С до -40 °С;
- для умеренно-холодного климата от +40 °С до -60 °С

Блоки мобильных установок могут быть установлены:

- на рамное основание;
- на шасси;
- на полуприцеп.

Блоки могут быть выполнены в открытом исполнении на рамном основании с каркасом в габаритах:

- стандартных контейнеров 3х3х12 м;
- морских контейнеров 2,4х2,6х12 м;
- без каркасов.

Блоки могут также выполняться в закрытом исполнении в блочных укрытиях по технологическим требованиям или требованию Заказчика.

**Обозначение**

Обозначение изделия при заказе и в документации ПКИОС-600/Ш-ХЛ1 ТУ 28.99.39-002-20676863-2017

ПКИОС — наименование мобильной установки  
 600 — производительность ПКИОС по жидкости, м<sup>3</sup>/сут  
 Ш — шасси (С — сани, Р — рама-основание, К — контейнер)  
 ХЛ1 — климатическое исполнение и категория размещения

**Преимущества мобильных установок по сравнению с объектами капитального строительства:**

- гибкая система подбора параметров и состава оборудования;
- полная заводская готовность комплекса;
- компактные габариты установки и эстетичный внешний вид;
- мобильность и простота перемещения;
- сокращенные сроки монтажа/демонтажа;
- простота сборки межблочных трубопроводов за счет использования БРС;
- эксплуатация в режиме дистанционного обслуживания без постоянного присутствия персонала.



### Назначение

Передвижной комплекс для исследования и освоения скважин (ПКИОС) предназначен для автоматизированного измерения количества извлекаемой из недр продукции скважин на стадии разведки и опытной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

В соответствии с требованиями Заказчика комплексами ПКИОС могут реализовываться различные по метрологическим характеристикам технические решения в части учета извлекаемых из недр нефти, газа, конденсата и воды. Для обеспечения максимального удовлетворения конкретных требований заказчика на основе полученной от него заявки-о-просного листа проводится, совместное оформление технического задания на разработку и поставку необходимого комплекта оборудования.

Эксплуатация ПКИОС возможна при полной автономии, отсутствии постоянно действующего проезда, линий электропередачи, нефтегазосборного трубопровода, в регионах с различными климатическими условиями. Это позволяет значительно сократить инвестиции на стадии разбуривания участков месторождения (при поисковом или разведочном бурении) либо на начальном этапе эксплуатации месторождения.

### Функциональные возможности ПКИОС

Кроме широкого спектра геологических и метрологических исследований скважин на стадии испытаний и освоения ПКИОС может исполнять функции — miniУПСВ для подготовки, хранения и реализации



добываемой нефти или конденсата в период разведки и ранней эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Для этого ПКИОС дополняется блоками обезвоживания, при необходимости нагрева, хранения и налива нефти, подготовки и утилизации газа, энергоблоком для выработки электроэнергии (дизель-генератором с поршневым приводом или газотурбинным агрегатом, работающим на природном и нефтяном газе).

Обслуживание ПКИОС: необходимо присутствие персонала — при производстве измерений и исследований, при производстве операций по наливу и отгрузке продукции. В остальное время допускается дистанционное обслуживание с выдачей информации по системе телемеханики в диспетчерскую службу.

### Технические характеристики

Модификации ПКИОС	Расчетная нагрузка		Расчетное давление аппаратов, МПа	Погрешность измерения
	по жидкости, т/сут.	газосодержание, м <sup>3</sup> /т		
<b>Тип 1</b> Для нефтяных месторождений	50 ÷ 2 500	до 200	1,8 – 4,0	Жидкой фазы ± 2,5
<b>Тип 2</b> Для нефтегазоконденсатных месторождений	50 ÷ 500	до 1 000	4,0 – 10, 0	
<b>Тип 3</b> Для газоконденсатных месторождений	5 ÷ 500	Q <sub>г</sub> = 50 000 – 1 800 000 м <sup>3</sup> /сут	16,0	Газовой фазы ± 2,5



### Назначение

Установки предварительного сброса воды мобильные (МУПСВ) предназначены для предварительного обезвоживания нефти на кустах нефтяных скважин, для обустройства систем сбора отдаленных и труднодоступных месторождений на опытной «ранней» или промышленной стадии их разработки.

Исполнение установки МУПСВ может быть в блочном исполнении:

- на рамном основании в емкостном варианте с применением трехфазных сепараторов и отстойников воды;
- в трубном исполнении с применением концевых делителей фаз трубных автоматизированных (КДФТ-А);
- в контейнерном исполнении в габаритах 20–40 футовых контейнеров в емкостном и трубном исполнении.

### Технические характеристики

Производительность (расчетная), м <sup>3</sup> /сут:	
— по жидкости	500÷6000
— по нефти	100÷4000
— по газу, млн. нм <sup>3</sup> /сут	0,1÷1,0
Расчетное давление, МПа	1,6; 2,5; 4,0; 6,3 (по спец. заказу)
Содержание воды в нефти, % масс.:	
— на входе	от 30 и более
— на выходе	до 5
Содержание в подготовленной воде, мг/л:	
— нефтепродуктов	до 40 (5 мг/л по особым требованиям заказчика)
— механических примесей	до 40 (5мг/л по особым требованиям заказчика)
Температура окружающей среды, °С	от -60 до +50
Срок службы, не менее, лет	20



В таблице 2 представлены основные параметры и показатели МУПСВ производительностью по жидкости 500–6000 м<sup>3</sup>/сут. в типовом и «контейнерном» исполнении.

Отдельной строкой приведены показатели УПСВ-2500 в трубном исполнении с размещением в габаритах морского контейнера.

Таблица 2. Характеристика блочно-модульных единиц УПСВ

Обозначение вариантов	Расчетная нагрузка по жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	Расчетное давление, МПа	Объем и количество аппаратов, м <sup>3</sup> х п	Количество блоков		Габариты блоков, b x h x L, м	Масса блочно-модульной единицы, т	Степень заводской готовности
				технологических	арматурных			
Модульные (мобильные) УПСВ в каркасных блоках								
МУПСВ-3000	3000	1,6; 4,0	25 x 2 плюс ГС 6 м <sup>3</sup>	2	1	3 x 3 x 12 станд. блок	20÷25	полная заводская готовность
МУПСВ-2500	2500	1,6; 4,0	20 x 2 плюс ГС 6 м <sup>3</sup>	2	1	40-футовый контейнер	16÷20	полная заводская готовность
МУПСВ-2500 Т (трубная)	2500	1,6; 4,0	КДФТ-1400-10x2 плюс ГС 6 м <sup>3</sup>	2	1	40-футовый контейнер	12÷16	полная заводская готовность
МУПСВ-1000 Т (трубная)	1000	1,6; 4,0	КДФТ-1000-10x2	2	-	40-футовый контейнер	10÷12	полная заводская готовность
Модульные (мобильные) УПСВ на рамном основании								
МУПСВ-500	500	1,6; 4,0	6,3 x 2 плюс ГС 3 м <sup>3</sup>	2	-	на рамном основании 3x12	10÷12	полная заводская готовность
МУПСВ-1000	1000	1,6; 4,0	12,5 x 2 плюс ГС 4 м <sup>3</sup>	2	-	на рамном основании 3x12	12÷16	полная заводская готовность
МУПСВ-1500	1500	1,6; 4,0	20 x 2 плюс ГС 6 м <sup>3</sup>	2	1	на рамном основании 3x12	14÷18	полная заводская готовность
УПСВ-6000	6000	1,6; 4,0	50 x 2	2	1	на рамном основании 3x12	23÷35	узловая сборка на объекте

Варианты отличаются:

- объемом сепараторов и отстойников;
- компоновкой: исходя из возможностей размещения в габаритах стандартного блока или морского контейнера аппаратов максимального объема 25 м<sup>3</sup>, 20 м<sup>3</sup>, трубная обвязка с запорной арматурой размещается в отдельном арматурном блоке или внутри вместе с аппаратами;
- от компоновки зависят общая масса блоков УПСВ и удельные капитальные затраты.

**ВАРИАНТЫ ОБЩИХ ВИДОВ ОБОРУДОВАНИЯ МУПСВ****МУПСВ – емкостной вариант**

I вар. УПСВ – 3000  
 $V=25\text{ м}^3 \times 2$  – стандартный

II вар. УПСВ – 2500  
 $V=20\text{ м}^3 \times 2$  – контейнерный

**МУПСВ – трубный вариант**

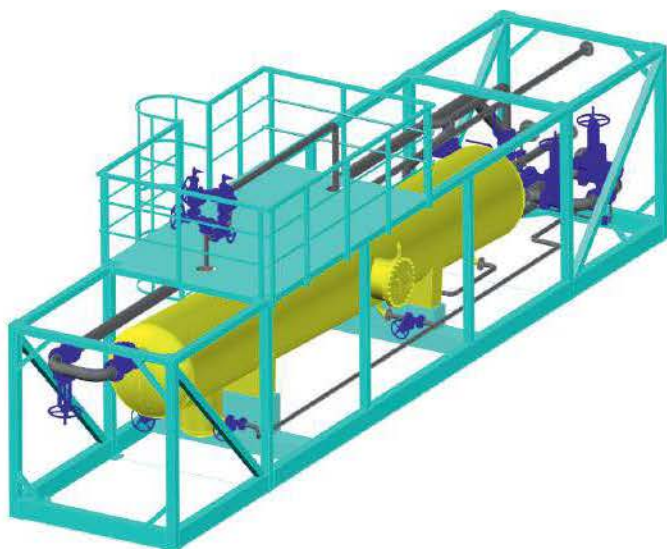
КДФТ-1400-10 мх2  
 $Q = 2\ 500\ \text{м}^3/\text{сут.}$



## БЛОК ПЕСКОУЛОВИТЕЛЯ ПУ

### Назначение

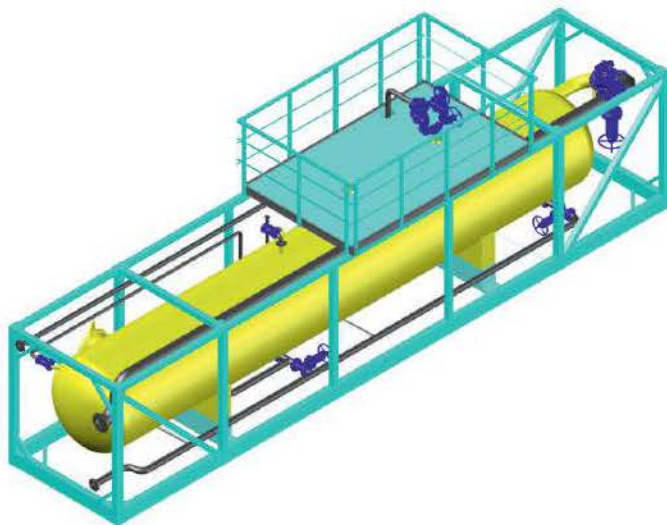
Используется как входной сепаратор в составе УПСВ на месторождениях с повышенным содержанием в продукции песка, а также на месторождениях, где практикуется гидроразрыв пласта, сопровождающийся выносом пропанта и механических примесей.



## БЛОК ТРЕХФАЗНОГО СЕПАРАТОРА ТФС

### Назначение

Используется для сепарации газа и предварительного обезвоживания скважинной продукции в составе МУПСВ.



### Технические характеристики блока пескоуловителя ПУ

Рабочая среда	Нефтяная эмульсия, пропант, песок
Производительность (расчетная/максимальная): — по жидкости, м <sup>3</sup> /сут — по газу, нм <sup>3</sup> /сут	1000/1500 100000/150000
Расчетное давление, МПа	1,6; 4,0
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	16
Содержание механических примесей и песка, г/л: — на входе — на выходе	до 10,0 до 0,5
Климатическое исполнение	У1, ХЛ1
Срок службы, лет	20
Габаритные размеры контейнера (Д x Ш x В), мм	12192 x 2438 x 2591
Масса пустого блока, тн	до 20

Рекомендуется в комплексе УПСВ применять два входных блока ПУ, один из которых поочередно выводится на очистку от уловленного шлама (песка, пропанта).

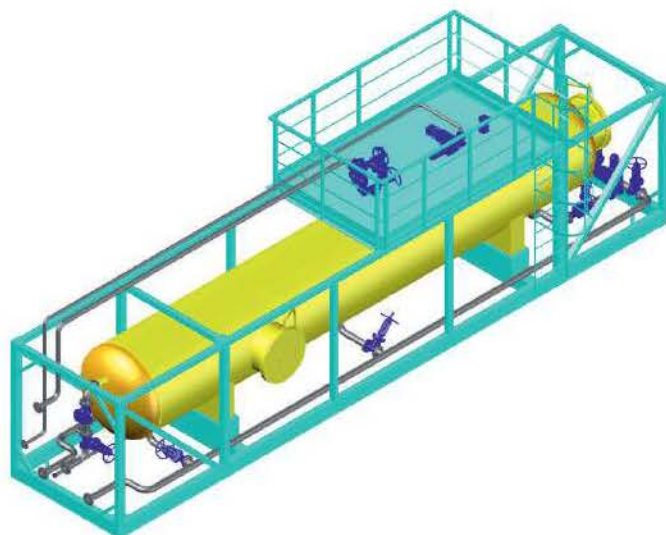
### Технические характеристики блока трехфазного сепаратора ТФС

Рабочая среда	Нефтяная эмульсия
Производительность (расчетная/максимальная), м <sup>3</sup> /сут: — по жидкости — по нефти — по воде	2500/3000 до 1500 до 2000
Газовый фактор, нм <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	до 200
Расчетное давление, МПа	1,6; 4,0
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	20
Обводненность эмульсии, % объемн: — на входе — на выходе	30-90 до 5
Содержание механических примесей в воде, мг/л: — на входе — на выходе* * в сочетании с отстойником воды и без него (*)	до 1000 40...(200*)
Содержание капельной жидкости в очищенном газе, г/нм <sup>3</sup> : — на выходе	до 0,1
Климатическое исполнение	У1, ХЛ1
Срок службы, лет	20
Габаритные размеры контейнера (Д x Ш x В), мм	12192 x 2438 x 2591
Масса пустого блока, тн	до 20

## БЛОК ОТСТОЙНИКА ВОДЫ БОВ

### Назначение

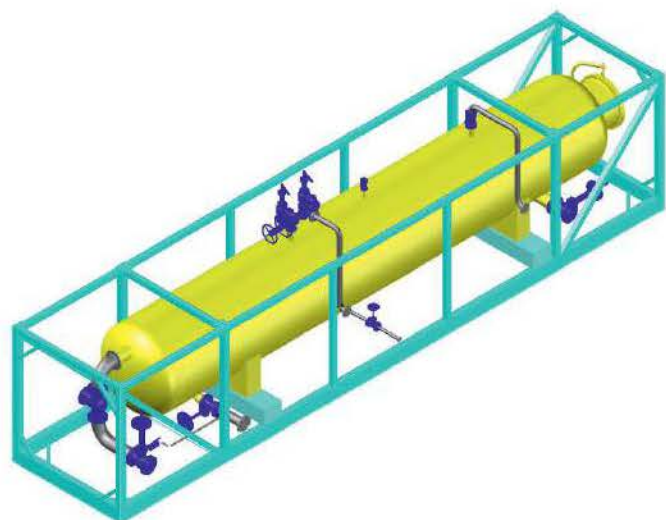
Используется для очистки пластовой воды от нефтепродуктов и механических примесей в составе МУПСВ.



### Технические характеристики блока отстойника воды БОВ

Рабочая среда	Пластовая вода
Производительность (расчетная/максимальная), м³/сут: — по воде	1300/2000
Расчетное давление, МПа	1,6
Объем аппарата, м³	20
Содержание нефтепродуктов, мг/л — на входе — на выходе	до 1000 30–40
Содержание механических примесей, мг/л — на входе — на выходе	1000/200 30–40
Климатическое исполнение	У1, ХЛ1
Срок службы, лет	20
Габаритные размеры контейнера (Д x Ш x В), мм	12192 x 2438 x 2591
Масса пустого блока, тн	до 20

## БЛОК НАКОПИТЕЛЬНОЙ ЕМКОСТИ НЕФТИ (ВОДЫ) БЕН (БЕВ)



### Технические характеристики блока накопительной емкости нефти (воды) БЕН (БЕВ)

Рабочая среда	Нефть, вода
Производительность, м³/сут: — по жидкости	В режиме поступления и откачки до 3000 м³/сут.
Расчетное давление, МПа	0,6
Объем аппарата, м³	25-40
Климатическое исполнение	У1, ХЛ1
Срок службы, лет	20
Габаритные размеры контейнера (Д x Ш x В), мм	12192 x 2438 x 2591
Масса пустого блока, тн	до 20



---

## Установки подготовки газа

---



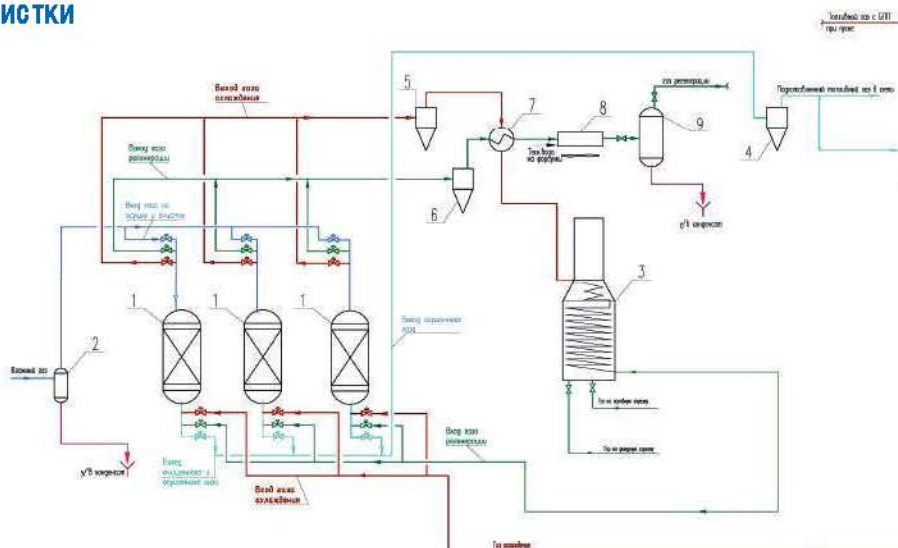
**Узел включает в себя оледующие отади:**

- абсорбция из ПНГ H2S и CO2 растворами аминов;
- регенерацию насыщенного раствора амина;
- нагрев и циркуляция теплоносителя;

- приготовление раствора амина;
- система сбора дренажей от оборудования и трубопроводов.

**2. УСТАНОВКА АДсорбционной ОЧИСТКИ**

**Технологическая охема блока адсорбционной очистки**



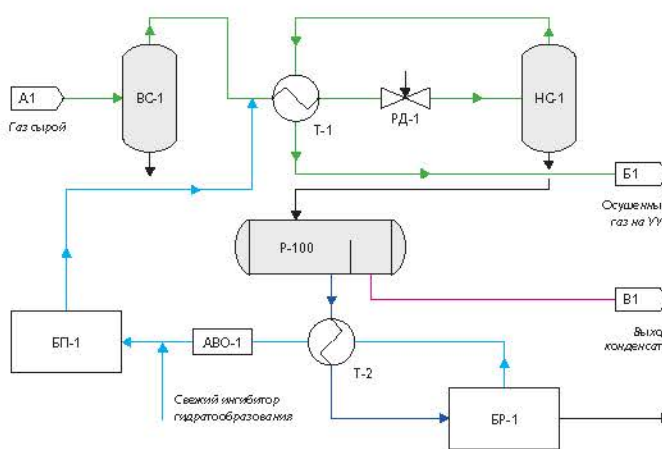
**Перечень технологического оборудования блока:**

Сепараторы, адсорберы, печь, аппарат воздушного охлаждения, насосы с трубной обвязкой

и комплектом запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и средств автоматики и КИП.



**Установка подготовки газа и стабилизации конденсата,**  
 $Q_{\text{газа}}=4\ 000\ 000\ \text{нм}^3/\text{сут}$ ,  $Q_{\text{конд.}} = 700\ \text{т}/\text{сут}$ .  
 Технология: НТС с дроссель эффектом



- Газы
- Насыщенный ингибитор гидратообразования
- Регенерированный ингибитор гидратообразования
- Нестабильный конденсат

**3. УСТАНОВКА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ (НТС)**

Установки низкотемпературной сепарации (НТС) предназначены для извлечения из газа газового конденсата и удаления влаги за счет дроссель-эффекта.

В состав НТС входят:

- сепараторы;
- теплообменники;
- аппараты воздушного охлаждения;
- блок подачи метанола.

#### 4. УСТАНОВКА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ КОНДЕНСАЦИИ (НТК)



Блок подготовки топливного газа БПТГ,  
 $Q=46\ 800\ \text{нм}^3/\text{сут}$ . Технология: НТК с использованием холо-  
 дильной машины.

#### 5. УСТАНОВКА ДЕЭТАНИЗАЦИИ (ДЭ)

Оборудование установки деэтанализации пред-  
 назначено для разделения получаемой в блоке  
 НТК углеводородной жидкости на товарный этан  
 и ШФЛУ.

В состав входят:

- колонна деэтанализатор;
- испаритель;
- рефлюксная емкость;
- ребойлер;
- насосы с трубной обвязкой и комплектом за-  
 порной, регулирующей и предохранительной ар-  
 матуры и средств автоматики и КИП.

#### 6. УСТАНОВКА ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА (УПСГ)

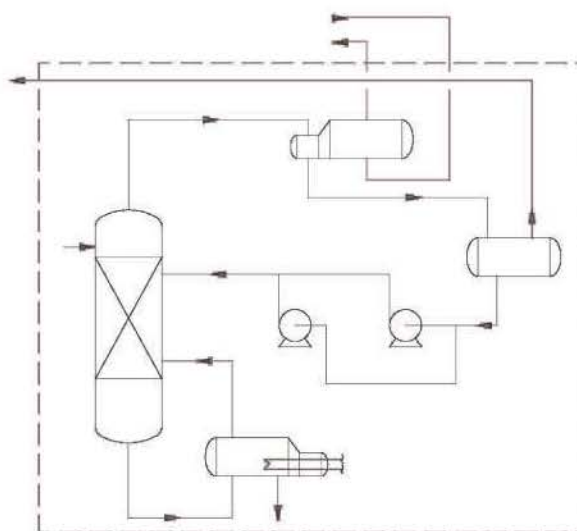


Полнокомплектная установка предварительной сепарации газа,  
 $Q_{\text{газа}}=780\ 000 - 10\ 400\ 000\ \text{нм}^3/\text{сут}$ .

Оборудование установки низкотемпературной кон-  
 денсации (НТК) предназначено для разделения осу-  
 шенного и очищенного от кислых соединений по-  
 путного нефтяного газа на сухой отбензиненный газ  
 и фракцию жидких углеводородов (C2+) из потоков  
 сырьевого газа и конденсата с применением холо-  
 дильной установки.

В состав входят:

- теплообменники;
- колонна дэметанизатор;
- испарители;
- низкотемпературный сепаратор;
- ребойлер;
- насосы с трубной обвязкой и комплектом запор-  
 ной, регулирующей и предохранительной арматуры  
 и средств автоматики и КИП.



Предназначена для первичной сепарации сырого  
 газа от жидкой фазы (пластовой и конденсационной  
 воды, газового конденсата, метанола), улавливания  
 жидкостных пробок, сброса и удаления осадка (мех-  
 примесей).

В состав входят:

- сепаратор пробкоуловитель;
- емкость сбора жидкости и мехпримесей;
- емкость — шламособорник;
- емкость промежуточная;
- бак наливной;
- насосы с трубной обвязкой и комплектом запор-  
 ной, регулирующей и предохранительной арматуры  
 и средств автоматики и КИП.



---

**Факельные установки (ФУ)**

---

**Горизонтальные факельные установки (ГФУ)**

---

**Свечи рассеивания (СР)**

---

**Трубные газовые расширители (ТГР)**

---

### Назначение

Факельные установки предназначены для аварийного и постоянного сжигания нефтяного и природного газа или других горючих газов на объектах сбора, подготовки и переработки нефти и газа, а также на нефтеперерабатывающих и химических заводах.

### Соотав оборудования

Факельные установки комплектуются (в зависимости от требований Заказчика):

- современными факельными оголовками отечественного и зарубежного производства для обеспечения бездымного горения газа (по нормам экологической безопасности), автоматической системой розжига и контроля горения отечественного и зарубежного производства с гарантийным сроком службы 15–30 лет;
- факельными сепараторами емкостного и трубного исполнения (трубные газовые расширители) нового типа, предназначенные для отделения газа от капельной жидкости и механических примесей, разрушения жидкостных пробок, образующихся в газовых трубопроводах;
- запорной арматурой и приборами КИП, лестницами и площадками обслуживания.

По требованию Заказчика факельные установки поставляются:

- 1) с отдельными стволами для сжигания газа высокого и низкого давления (тип ФУ);
- 2) совмещенные — с двумя или несколькими стволами (тип ФСУ);
- 3) в комплекте с подъемными механизмами, для приведения стволов в горизонтальное положение для ремонта или замены факельных оголовков (тип УФОС);
- 4) в комплекте с подъемными механизмами, для спуска факельных оголовков (тип УФО);
- 5) наземные факельные системы открытого и закрытого типа.

Возможно также изготовление мобильных факельных установок на шасси или рамном основании.

Ниже приведен номенклатурный ряд факельных установок.

### Обозначение

Установки факельные разрабатываются и изготавливаются по ТУ 28.99.39-003-20676863-2017



### Технические характеристики

Рабочая среда	природный, нефтяной газ и другие горючие газы
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут	от 1 до 24 000
Расход топливного газа на дежурные горелки, м <sup>3</sup> /ч	от 1,5÷16
Диаметр ствола факела, мм	от 150 до 2000
Высота факельной установки, м	от 10 до 120
Срок службы, не менее, лет	30

Пример записи при заказе продукции:

установка факельная ФУ-1,0-ХЛ1

ТУ 28.99.39-003-20676863-2017;

установка факельная ФСУ-1,0-ХЛ1

ТУ 28.99.39-003-20676863-2017, где:

ФУ — факельная установка;

ФСУ — факельная установка совмещенная;

1,0 — количество сбрасываемого газа, млн м<sup>3</sup>/сут.;

ХЛ1 — климатическое исполнение.

**Номенклатурный ряд выпускаемых факельных установок**

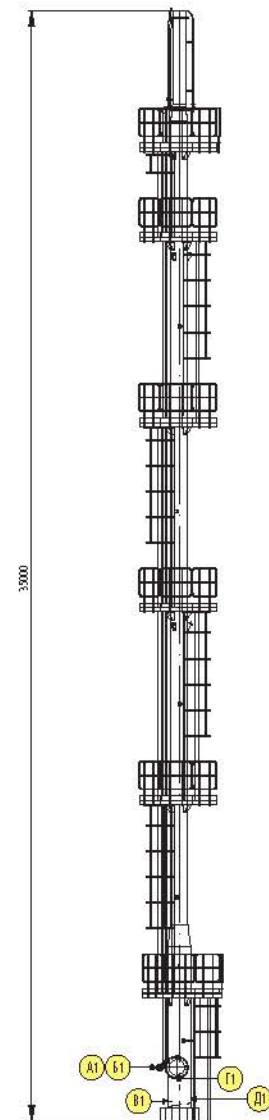
Параметры	Типы							
	ФУ, ФСУ, УФОС, УФО							
Количество сбрасываемого газа, млн. м <sup>3</sup> /сут.	От 0 до 0,05 включ.	Св. 0,05 до 0,1 включ.	Св. 0,1 до 0,2 включ.	Св. 0,2 до 0,7 включ.	Св. 0,7 до 1,0 включ.	Св. 1,0 до 1,5 включ.	Св. 1,5 до 2,0 включ.	Св. 2,0 до 20 включ.
Диаметр основного ствола D <sub>2</sub> , мм	150 – 300	150 – 400	150 – 400	200 – 800	400 – 1000	500 – 1000	500 – 1400	700 – 2000
Высота ствола, Н, м (для сероводородсодержащих газов)	10 и более (30 и более)	10 и более (30 и более)	10 и более (30 и более)	20-30 (30 и более)	35 и более	40 и более	40 и более	50 и более
Количество дежурных горелок, шт.	1	1	1	2	2	3	4	4

Примечание:  
Высота факельной системы рассчитывается и рекомендуется производителем факельной установки, с учётом требований заказчика и допустимых значений теплового излучения и рассеивания вредных веществ.

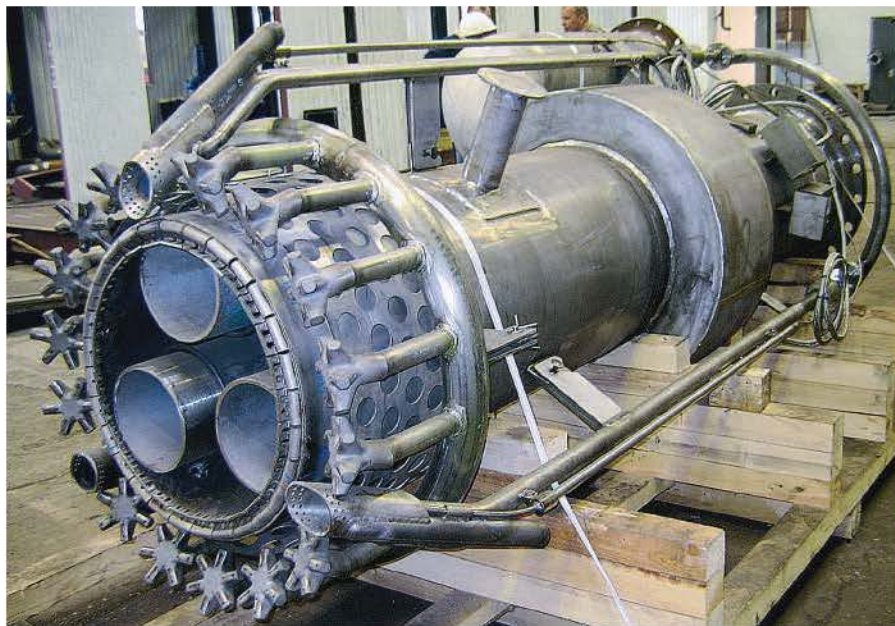
**Экспликация штуцеров**

Обозн.	Назначение	Кол-во
А1	Газ на дежурную горелку	1
Б1	Вход сбросного газа	1
В1	Дренаж конденсата	1
Г1	Для КИП	1
Д1	Для КИП	1

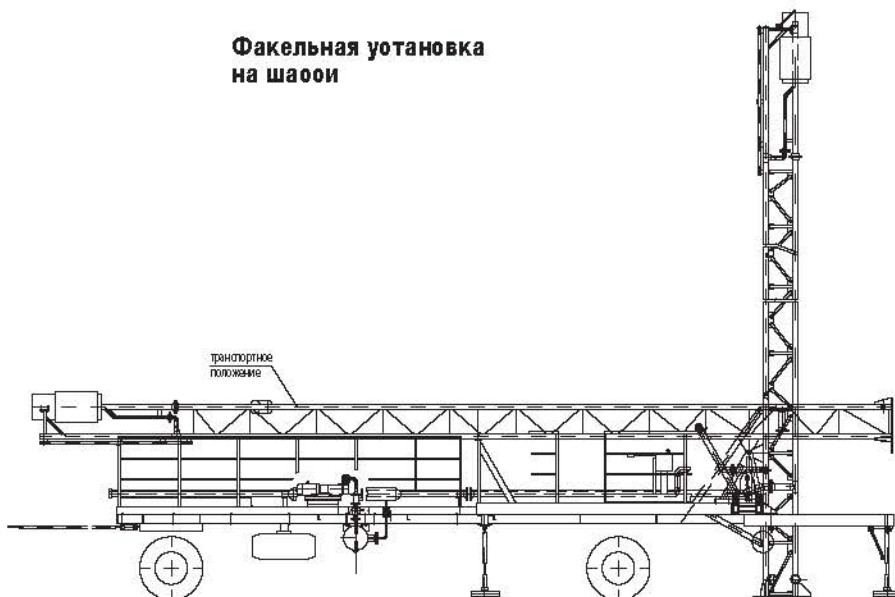
**Установка факельная  
ФУ-0,5-ХЛ1;  
DN 500, Н=35 м,  
Q<sub>газа</sub> =700 000 м<sup>3</sup>/сут.**



Установка факельная ФУ-2,3-ХЛ1 с подачей пара;  
Ду 800, Н=80 м,  $Q_{\text{газа}} = 2\,300\,000 \text{ м}^3/\text{сут.}$

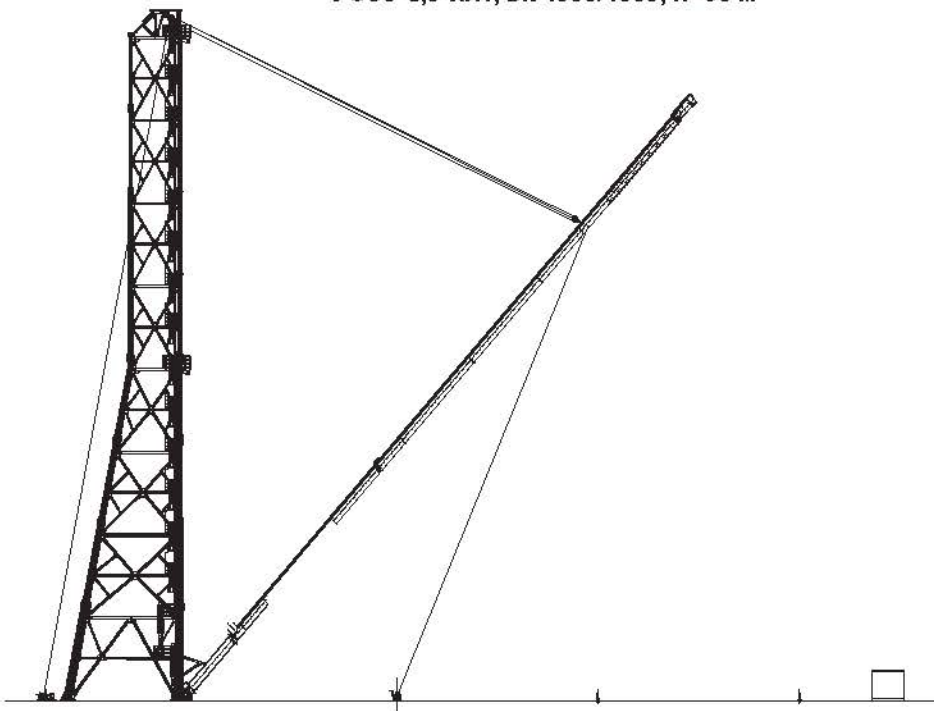


Факельная установка  
на шасси





Установка факельная  
с опускающимися оголовками  
УФО-2,0-ХЛ1; DN 1000/1000, H=80 м



Установка факельная  
с опускающимися отводами  
УФОС-3,0-ХЛ1; DN 1000/1000, H=95 м



### Назначение

Горизонтальные факельные установки (далее ГФУ), установки термической утилизации подтоварной воды (далее УТУПВ) со средствами дистанционного розжига и контроля, предназначенные для сжигания (огневой утилизации) газов, паров и жидкостей при аварийных, постоянных и периодических сбросах на объектах исследования и промышленной добычи и подготовки нефти, газа и воды нефтяных и газовых месторождений, предприятиях химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150.

Горизонтальные факельные установки разрабатываются и изготавливаются по ТУ 28.99.39-005-20676863-2017, УТУПВ по ТУ 28.99.39-029-20676863-2023.

В зависимости от назначения и вида сбросов ГФУ подразделяются на следующие виды:

— ГФУ-В — горизонтальная факельная установка высокого давления для сжигания углеводородных газов с избыточным давлением сброса 0,2 МПа и более (газ с начальных ступеней сепарации нефти, продувочных газов скважин газовых месторождений, сбросных газов скважин при продувке шлейфов, аварийный сброс давления);

— ГФУ-Н — горизонтальная факельная установка низкого давления для сжигания углеводородных газов с избыточным давлением сброса менее 0,2 МПа (газ с конечных ступеней сепарации нефти, сбросы предохранительных клапанов и продувочных линий);

— ГФУ-Ж — горизонтальная факельная установка для термической утилизации (нейтрализации, обезвреживания) негорючих промышленных стоков (путем контактного нагрева и испарения в огневом

факеле с одновременным сжиганием растворенных органических веществ);

— УТУПВ — установка термической утилизации подтоварной воды для термической утилизации (нейтрализации, обезвреживания) негорючих промышленных стоков (путем контактного нагрева и испарения в огневом факеле с одновременным сжиганием растворенных органических веществ);

— ГФУ-ЖУ — горизонтальная факельная установка для сжигания жидких углеводородов (нефти, газового конденсата) и прочих горючих жидкостей. Возможно изготовление совмещенных ГФУ, для утилизации разных видов сбросов, например: ГФУ-В-Н, ГФУ-Ж-В-Н, ГФУ-Ж-Н, ГФУ-Ж-В.

### Обозначение

а) горизонтальная факельная установка ГФУ-В-50-ХЛ1 ТУ 28.99.39-005-20676863-2017, где:

В — вид сброса — углеводородные газы и пары высокого давления;

50 — расход сбросного газа, тыс. нм<sup>3</sup>/ч;

ХЛ1 — климатическое исполнение и категория размещения.

б) горизонтальная факельная установка ГФУ-Н-650-ХЛ1 ТУ 28.99.39-005-20676863-2017, где:

Н — вид сброса — углеводородные газы и пары низкого давления;

650 — расход сбросного газа, тыс. нм<sup>3</sup>/сут;

ХЛ1 — климатическое исполнение и категория размещения.

в) горизонтальная факельная установка ГФУ-Ж-3-ХЛ1 ТУ 28.99.39-005-20676863-2017, где:

Ж — вид сброса — жидкие негорючие промышленные стоки;

3 — расход утилизируемых промышленных стоков, м<sup>3</sup>/ч;

ХЛ1 — климатическое исполнение и категория размещения.

г) установка термической утилизации подтоварной воды УТУПВ-6-ХЛ1 ТУ 28.99.39-029-20676863-2023, где:

6 — расход утилизируемых промышленных стоков, м<sup>3</sup>/ч;

ХЛ1 — климатическое исполнение и категория размещения.

д) горизонтальная факельная установка ГФУ-ЖУ-8-ХЛ1 ТУ 28.99.39-005-20676863-2017, где:

ЖУ — вид сброса — жидкие углеводороды; 8 — расход утилизируемых жидких углеводородов, м<sup>3</sup>/ч;

ХЛ1 — климатическое исполнение и категория размещения.

Таблица 1.1 Основные типоразмеры ГФУ-В

Параметры	Типоразмеры			
	ГФУ-В-10	ГФУ-В-50	ГФУ-В-100	ГФУ-В-200
Расход сбросного газа, тыс. $\text{нм}^3/\text{сут}$	до 10	10÷50	50÷100	100÷200
Давление сброса, не более, МПа (изб.)	16			
Тип применяемой факельной горелки (сверхзвуковая/дозвуковая)	сверхзвуковая горелка			
Давление газа перед блоком регулирования газа, не более, МПа (изб.)	16**			
Количество факельных горелок, шт.	1			2
Условный диаметр входного трубопровода, мм	80	100		250
Количество дежурных горелок, шт.	1		1***	1***
Режим работы установки	Периодический (циклический) с постоянной работой дежурной горелки			
Материальное исполнение факельной горелки	Высоколегированная сталь			
Габаритные размеры**, мм	1280x1180x1000			1300x1280x1100
Масса**, не более, т	0,8		1,0	1,2

Примечание:

\* максимальная производительность обеспечивается при максимальном расчетном давлении газа на входе в ГФУ-В;

\*\* устанавливается в ходе проектирования;

\*\*\* по требованию заказчика.

Таблица 1.2 Основные типоразмеры ГФУ-Н

Параметры	Типоразмеры						
	ГФУ-Н-75	ГФУ-Н-150	ГФУ-Н-300	ГФУ-Н-450	ГФУ-Н-650	ГФУ-Н-900	ГФУ-Н-1200
Расход сбросного газа, млн. $\text{нм}^3/\text{сут}$	0,075	0,150	0,300	0,450	0,650	0,900	1,200
Давление сброса, МПа (изб.)	0-0,2*						
Количество дежурных горелок, шт.	1				2		

Таблица 1.3 Основные типоразмеры ГФУ-Ж

Параметры	Типоразмеры					
	ГФУ-Ж-3	ГФУ-Ж-6	ГФУ-Ж-9	ГФУ-Ж-12	ГФУ-Ж-15	ГФУ-Ж-18
Производительность по пром. стокам, м <sup>3</sup> /ч	до 3	3÷6	6÷9	9÷12	12÷15	15÷18
Давление пром. стоков, не более МПа (изб.)	16					
Необходимый расход сбросного газа, нм <sup>3</sup> /ч	1500÷2100*	1500÷4200*	3000÷6300*	4500÷8400*	6000÷10500*	7500÷12600*
Давление сбросного газа**, не более МПа (изб.)	1,4					
Расход газа на 1 м <sup>3</sup> пром. стоков, нм <sup>3</sup> /ч при одновременном сбросе	500÷700					
Количество факельных горелок, шт.	1			2		
Диаметр входного штуцера сбросного газа, мм	80	100		150		
Режим работы установки	Периодический (циклический) с постоянной работой дежурной горелки					
Количество дежурных горелок, шт.	1					
Габаритные размеры***, мм	1800x1090x1000				1880x1460x1100	
Масса***, не более, т	0,8				1,2	

Примечание:

\* необходимый расход газа устанавливается из условия обеспечения расчетной производительности по промышленным стокам.

\*\* минимально необходимое давление сбросного газа для эффективной работы ГФУ-Ж составляет 0,2 МПа (изб.) при соблюдении условия  $P_{\text{пром. стоков}} > P_{\text{сбросного газа}}$  (не менее чем на 0,2 МПа)  $\geq 0,2$  МПа (изб.)

\*\*\* уточняется в ходе проектирования.

Таблица 1.4 Основные типоразмеры ГФУ-ЖУ

Параметры	Типоразмеры			
	ГФУ-ЖУ-8	ГФУ-ЖУ-16	ГФУ-ЖУ-50	ГФУ-ЖУ-80
Количество сжигаемых жидких углеводородов, м <sup>3</sup> /ч	3÷8	8÷16	16÷50	50÷80*
Количество факельных горелок, шт.	1-2	2-4	4-6	6-10
Давление сброса, МПа (изб.)	до 1,6			
Обводненность сжигаемой жидкости**, не более % об.	25			
Необходимый расход сжатого воздуха***, не менее, нм <sup>3</sup> /мин	30	50	220	270
Давление воздуха, МПа (изб.)	0,6-1,0			
Условный диаметр входного трубопровода, мм: — жидких углеводородов — сжатого воздуха	50 50	50 80	80 100	100 150
Материальное исполнение — факельных горелок — рамы	высоколегированная/жаропрочная сталь высоколегированная сталь			
Режим работы установки	Периодический (циклический) с постоянной работой дежурной горелки			
Количество дежурных горелок, шт.	1	1	1-2	1-2
Габаритные размеры****, мм	1000x1500x1500			
Масса****, не более т	1,0	1,2	1,4	1,6

Примечание:

\* по отдельному запросу максимальная производительность может быть увеличена до 100 м<sup>3</sup>/ч;

\*\* допускается содержание попутнодобываемой воды в эмульгированном (диспергированном) состоянии; присутствие свободной водной фазы не допускается;

\*\*\* расход при максимальной производительности по жидким углеводородам;

\*\*\*\* уточняется в ходе проектирования.



### Назначение

Свечи рассеивания — это установки, которые предназначены для утилизации аварийных сбросов газов и паров путем рассеивания; при сбросе их от предохранительных клапанов, установленных на сосудах и аппаратах, работающих со средами, не относящимися к взрывоопасным и вредным веществам, а также при сбросе легких газов (метана, природного газа и водородсодержащего газа с отношением плотности газа к плотности воздуха не более 0,8); общий вид СР показан на рисунке 1.

### Обозначение

Свеча рассеивания СР-0,5-ХЛ1  
по ТУ 28.99.39-003-20676863-2017, где:  
0,5 — количество сбрасываемого газа, млн м<sup>3</sup>/сут;  
СР — тип Фу;  
ХЛ1 — климатическое исполнение.

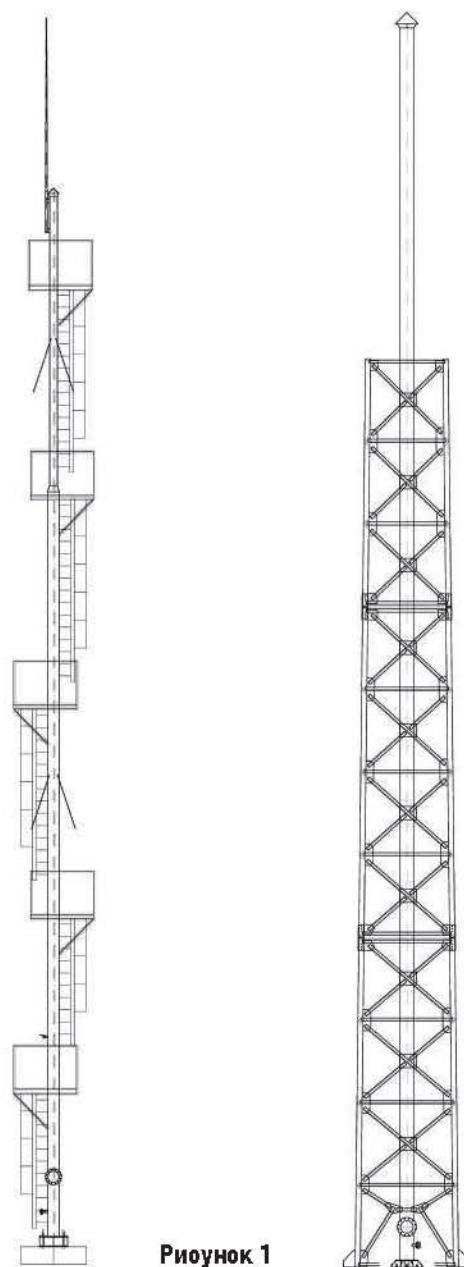


Рисунок 1

### Номенклатурный ряд выпускаемых свечей рассеивания

Параметры	Тип СР							
	От 0 до 0,05 включ.	Св. 0,05 до 0,1 включ.	Св. 0,1 до 0,2 включ.	Св. 0,2 до 0,7 включ.	Св. 0,7 до 1,0 включ.	Св. 1,0 до 1,5 включ.	Св. 1,5 до 2,0 включ.	Св. 2,0 до 12 включ.
Условный диаметр основного ствола, D2, мм	150–300	150–400	150–400	200–800	400–1000	500–1000	500–1400	700–1400
Высота ствола, Н, м	10 и более							



### Назначение

Трубные газовые расширители ТГР предназначены для очистки газа от капельной жидкости и механических примесей, для улавливания жидкостных пробок, образующихся в газовых трубопроводах. Входят в состав факельного хозяйства установок подготовки нефти (УПН), ЦППС, УПСВ, ДНС и других наземных установок нефтегазодобывающих предприятий.

### Соотав оборудования

Трубные газовые расширители ТГР комплектуются внутренними устройствами для улавливания капельной и пленочной жидкости, а также жидкостных пробок, возникающих в газопроводе. Ниже приведен номенклатурный ряд и технические характеристики выпускаемых трубных газовых расширителей.

### Обозначение

Трубные газовые расширители разрабатываются и изготавливаются по ТУ 28.99.39-008-20676863-2017 в соответствии с требованиями технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013), требованиями ФНП ОПБ «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» от 25.03.2014 № 116, ГОСТ Р 52630, ОСТ 26.260.18, ОСТ 26.260.758.

Пример записи при заказе продукции:  
Расширитель трубный газовый ТГР-400-ХЛ1  
ТУ 28.99.39-008-20676863-2017, где  
400 — условный диаметр корпуса, мм;  
ХЛ1 — климатическое исполнение.

### Технические характеристики

Параметры	Типоразмеры									
	ТГР-400		ТГР-500		ТГР-600		ТГР-800	ТГР-1000	ТГР-1400	ТГР-2000
Диаметр корпуса расширителя, Ду, D2, мм	400		500		600		800	1000	1400	1400
Объем корпуса, м <sup>3</sup>	0,7	1	1,1	1,5	1,6	2,1	3,8	5,7	11	25
Длина расширителя, L, мм	6000	8000	6000	8000	6000	8000	8000			
Диаметр входного/выходного патрубков, Ду, D1, мм	150		200		250		300	400	500	1000
Расход (при давлении 0,05 МПа изб.), тыс. м <sup>3</sup> /сут, максимум	60		110		175		250	455	710	2840
Расчетная температура стенки корпуса, °С	150									
Расчетное давление, МПа	0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0									
Примечание: Диаметр входного/выходного патрубков может быть изменен по требованию заказчика.										

# ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



---

**Смесители (СМ)**

---

**Входные трубные расширители**

---

**Устройства предварительного отбора газа (УПОГ, УПОГ-М)**

---

**Сепараторы нефтегазовые модернизированные (НГС-М)**

---

**Отстойники нефти модернизированные (ОНМ)**

---

**Сепараторы нефтегазовые со сбросом воды модернизированные (НГСВ-М)**

---

**Отстойники воды модернизированные (ОВМ)**

---

**Газосепараторы модернизированные (ГСМ)**

---

**Газосепараторы центробежные (ГСЦ)**

---

**Сепарационные блоки для нефти с высоким газовым фактором (СБВГ)**

---

**Сепараторы факельные (ФС)**

---



### Назначение

Смесители (СМ) предназначены для перемешивания деэмульгатора с водонефтегазовой смесью для разрушения водонефтяной эмульсии в подводящем нефтепроводе перед установками предварительного сброса воды (УПСВ) и установками подготовки нефти (УПН). Применение смесителей СМ в составе УПН и УПСВ позволяет значительно сократить время динамического отстоя в аппаратах подготовки нефти.

Смесители используются также для перемешивания нефти с пресной водой в составе узлов обессоливания нефти.

Климатическое исполнение У1 и ХЛ1 по ГОСТ 15150 с температурой воздуха при эксплуатации:  
 для У1 — от минус 45 °С до плюс 40 °С  
 для ХЛ1 — от минус 60 °С до плюс 40 °С

### Соотав оборудования

Смеситель (СМ) поставляется на раме-основании или без нее в комплекте с трубной обвязкой, запорной арматурой, приборами КИП, площадкой обслуживания.

Конструкция смесителя определяется в зависимости от требуемой производительности, физико-химических свойств нефти, пластовой воды, содержания и характера твердых включений (механических примесей). Габариты смесителя определяются производителем в соответствии с Опросным листом и техническим требованиям Заказчика.

### Обозначение

Пример условного обозначения при заказе:

СМС — 700-1,6-5-ХЛ1  
 по ТУ 28.99.39-013-20676863-2017, где  
 СМС — смеситель струйный;  
 700 — условный диаметр корпуса, мм;  
 1,6 — условное давление, МПа;  
 5 — длина корпуса, м;  
 ХЛ1 — климатическое исполнение.

### Технические характеристики

Средний ресурс	
до капитального ремонта, не менее	43 000 ч
Расчетный срок службы	20 лет
Изделие	ремонтотпригодное

### Основные параметры и размеры смесителей

Обозначение смесителя	Расчетное давление, МПа	Пропускная производительность по жидкости, м³/сут	Диаметр смесителя, D мм	Длина L, м
СМС-500	1,0 1,6 2,5 4,0 6,3	до 15 000	>500	2÷5
СМС-400		8000÷10000	400	
СМП-700			700	
СМС-350		5500÷7500	350	2÷5
СМП-600			600	
СМС-300		4000÷5000	300	2÷5
СМП-500			500	
СМС-250		3000÷3500	250	2÷5
СМП-400			400	
СМС-200		1500÷2500	200	2÷5
СМП-300			300	
СМС-150		500÷1000	150	2÷5
СМП-250			250	
СМС-80		300÷500	80	2÷5
СМП-150			150	



### Назначение

Расширители трубные входные (РТВ, knockout separators) предназначены для приема и отвода газовых пробок, усреднения потока и улавливания из нефтегазовой смеси крупных механических включений (песка и шлама) перед входом в УПСВ.

Выпускаются в климатическом исполнении У1 и ХЛ1 по ГОСТ 15150 с температурой воздуха при эксплуатации:

для У1 — от минус 45 °С до плюс 40 °С  
для ХЛ1 — от минус 60 °С до плюс 40 °С

### Соотав оборудования

Расширители РТВ поставляются на раме-основании или без нее в комплекте с трубной обвязкой, запорной арматурой, приборами КИП, площадкой обслуживания и входным коллектором-усреднителем потока. Конструктивные размеры РТВ уточняются Производителем согласно Опросному листу Заказчика.

### Обозначение

Пример условного обозначения при заказе:

РТВ — 1400-1,6-10-7,5-У1  
по ТУ 28.99.39-017-20676863-2017, где  
РТВ — Расширитель трубный входной;  
1400 — условный диаметр корпуса, мм;  
1,6 — расчетное давление, МПа;  
10 — длина корпуса, м;  
7,5 — производительность продукции скважин по жидкости, тыс.м<sup>3</sup>/сут;  
У1 — климатическое исполнение.

### Технические характеристики

Средняя наработка на отказ, не менее	9000 ч
Средний ресурс до капитального ремонта, не менее	43 000 ч
Расчетный срок службы	20 лет
Изделие	ремонтпригодное

### Сравнительные показатели трубных входных газоотделителей-некоуловителей

Наименование показателя	Типовой вариант	Модернизированный вариант
Нагрузка: — по газу, тыс. м <sup>3</sup> /сут — по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	300–3 000* 1 000–10 000	
Расчетное давление, МПа	1,6–6,3	
Степень газоотделения, %	60	90–95
Регулирование отбора газа	ручное	автоматизированное
Наличие каплеотбойника	отсутствует	имеется
Содержание жидкости в газе на выходе	не нормируется	до 1 г/м <sup>3</sup>
Содержание свободного газа в жидкости на выходе, % объемн.	не нормируется	до 5
Функция пескоуловителя	не предусмотрена	предусмотрена отделение песка и шлама от 300–500 мкм и выше
Исполнение	узловая поставка	блочное
Габариты: — диаметр, мм — длина, мм	700–1400 6 000–10 000	
* корректируется с учетом проведения к рабочим условиям (Р,Т)		



### Назначение

Устройства предварительного отбора газа (УПОГ) предназначены для отбора свободного газа из нефтегазовой смеси и устранения пульсаций потока и давления. УПОГ устанавливается перед сепаратором (НГС, НГСВ), концевыми делителями фаз трубными (КДФТ) на входе ДНС, УПСВ, УПН.

Выпускаются по ТУ 28.99.39-018-20676863-2017 двух типов:

- Тип 1 — с отводом газа с верхнего горизонтального участка трубной секции на входе НГСВ, КДФТ;
- Тип 2 — с вводом продукции во входную вертикальную колонну на входе НГС, НГСВ, КДФТ.

Климатическое исполнение У1 и ХЛ1 по ГОСТ 15150 с температурой воздуха при эксплуатации:

- для У1 — от минус 45 °С до плюс 40 °С
- для ХЛ1 — от минус 60 °С до плюс 40 °С

### Соостав оборудования

УПОГ комплектуется трубной обвязкой и запорной арматурой, датчиком избыточного давления и термопреобразователем, несущими металлоконструкциями (опорами), площадками обслуживания.

Внутренняя поверхность УПОГ обработана антикоррозионным покрытием, которое позволяет продлить срок эксплуатации оборудования до 20 лет.

Размеры и объем УПОГ определяются в зависимости от заданной производительности, физико-химических свойств и газосодержания нефти.

УПОГ является сборно-разборным устройством и поставляется в виде трубных секций и опорных конструкций, собираемых на площадке.

### Обозначение

Пример условного обозначения при заказе:

УПОГ 700-1,6-В1-П-ХЛ1

по ТУ 28.99.39-018-20676863-2017, где

700 — условный диаметр корпуса, мм;

1,6 — расчетное давление, МПа;

В1, 2 — тип 1, тип 2;

П — внутреннее антикоррозионное покрытие;

ХЛ1 — климатическое исполнение по ГОСТ 15150.

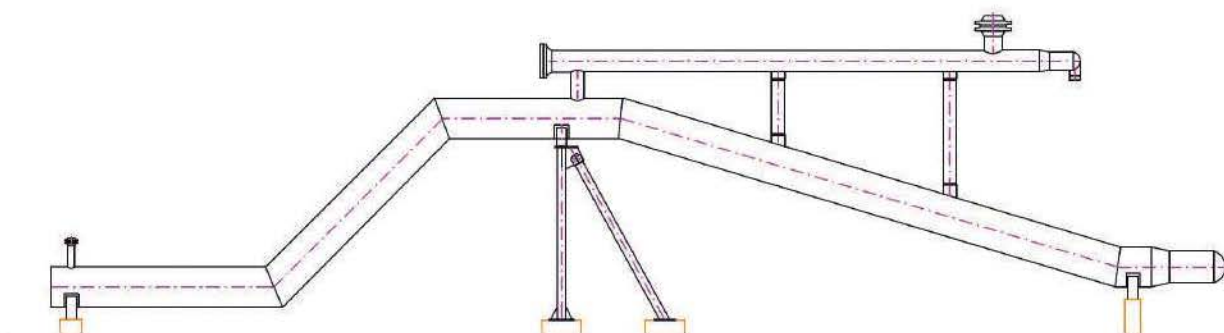
### Технические характеристики

Средняя наработка на отказ, не менее	9000 ч
Средний ресурс	
до капитального ремонта, не менее	43 000 ч
Расчетный ресурс, не менее	100 000 ч
Расчетный срок службы	20 лет
Изделие	ремонтпригодное

**УПОГ — Тип 1** применяется при раздельно-волновых структурах ГЖС при объемном газосодержании  $\beta = 0,7-0,85$  ( $G_f \leq 200$  м<sup>3</sup>/сут), в диапазоне скорости потока в подводящем трубопроводе от 2 до 4 м/с.

**УПОГ-М — Тип 2** применяется при высоком газосодержании ГЖС  $>0,85 \pm 0,9$ , характеризующемся диспергированной или пленочно-диспергированной структурой потока в подводящем трубопроводе при скорости потока  $V=4-8$  м/с (газовый фактор более 200 м<sup>3</sup>/т).

Рисонок 1. УПОГ Тип 1



Ооовные параметры и размеры УПОГ – тип 1

Нагрузка по жидкости, м³/сут.	Давление, МПа	Расчетные параметры			Диаметр УПОГ, мм			
		Температура, °С	Обводненность, %	Газовый фактор, м³/т	$\beta=0,7$	$\beta=0,75$	$\beta=0,8$	$\beta=0,85$
1000	1,6 2,5 4,0 6,3	20	50÷90	до 200	200	200	250	300
3000					250	250	300	400
5000					300	300	400	500
7000					300	400	500	600
10000					400	400	500	700
15000					500	500	700	1000
20000					700	700	1000	1200

Примечание:

1. На рисунке 1 обозначены размеры в соответствии с РКД по ТУ;

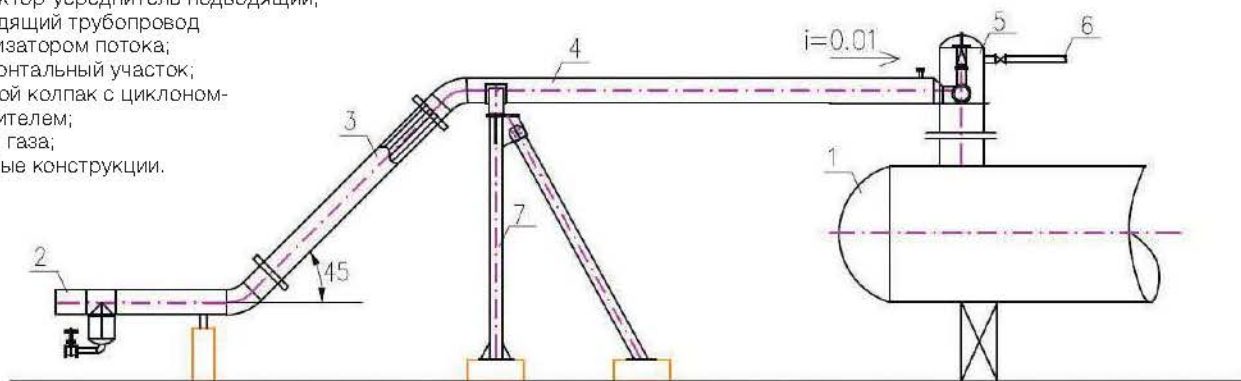
2. При выборе диаметра следует учитывать динамику нагрузки с учетом последующего увеличения обводненности и снижения объемного газосодержания.



Рисунок 2. УПОГ-М Тип 2

Обозначения:

- 1 — сепаратор (НГС, НГОВ или КДФТ);
- 2 — коллектор-усреднитель подводящий;
- 3 — восходящий трубопровод со стабилизатором потока;
- 4 — горизонтальный участок;
- 5 — входной колпак с циклоном-газоотделителем;
- 6 — выход газа;
- 7 — опорные конструкции.



## Основные габаритные размеры УПОГ-М – тип 2

Нагрузка по жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	Давление, МПа	Расчетные параметры			Габаритные размеры УПОГ-М
		Температура, °С	Обводненность, %	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	Д, мм
1000	1,6 2,5 4,0 6,3	20	50±90	от 200	200
3000					300
5000					400
7500					500*
10000					700*
15000					800*

\* Учитывая большие объемы ГЖС при высоких газосодержаниях, необходимо нагрузку после УПОГ-М распределить на 2 (или более) сепаратора или изначально разделить нагрузку на 2 потока и применить 2 УПОГ-М с меньшими оптимальными габаритами

При заказе размеры уточняются Поставщиком с учетом динамики расходов газа и жидкости

1) Один комплект УПОГ может использоваться для одного или двух аппаратов с подключением жидкостного и газового участков к аппаратам с учетом симметричности с применением U — образного или L — образного входного устройства.





**Назначение**

Сепараторы нефтегазовые модернизированные (НГСМ) предназначены для дегазации нефти и очистки попутного газа. Применяются в составе входных, промежуточных и концевых ступеней сепарации. Модернизированные нефтегазовые сепараторы НГСМ имеют улучшенные характеристики по производительности и качеству сепарации и оснащаются пеногасящими и интенсифицирующими насадками и устройствами для средних и тяжелых нефтей.

**Соотав оборудования**

В сепараторах НГСМ предусмотрены следующие конструкции и узлы:

- входной узел распределения газожидкостной смеси;
- внутренняя коалесцирующая пеногасящая насадка;
- внутреннее каплеотбойное устройство, установленное на выходе газа из аппарата.

В зависимости от условий эксплуатации и рабочей среды сепараторы изготавливаются с термообработкой или без термообработки, со скобами для крепления теплоизоляции и без них.

По требованию Заказчика возможна комплектация сепаратора с трубной обвязкой, площадкой обслуживания, опорами, комплектом запорной арматуры и КИПиА, нанесение внутреннего антикоррозионного покрытия (поставка блока НГСМ-А).

**Обозначение**

Пример условного обозначения НГСМ-А с системой автоматизации при заказе и в других документах: Сепаратор НГСМ-А 50-1,6-Т-И-П-ХЛ1 по ТУ 28.99.39-008-20676863-2017, где:  
 А — с комплектом средств автоматизации;  
 50 — объем аппарата, м<sup>3</sup>;  
 1,6 — расчетное давление, МПа;  
 Т — наличие термообработки;  
 И — наличие устройств для крепления теплоизоляции;  
 П — наличие внутреннего антикоррозионного покрытия;  
 ХЛ1 — климатическое исполнение;

По требованию Заказчика допускается изменение конструкции сепаратора в части установки дополнительных внутренних устройств и расположения штуцеров.

Климатическое исполнение: У1 и ХЛ1 по ГОСТ 15150-69 с температурой воздуха при эксплуатации от +40 °С до -40 °С и от +50 °С до -60 °С соответственно.

**Технические характеристики**

Рабочая среда	нефть, газ, пластовая вода
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	6; 12,5; 25; 50; 100; 150
Рабочее давление (расчетное), МПа, не более	0,6; 1,0; 1,6; 4,0; 6,3
Производительность по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	от 500 до 15 000
Производительность по газу, нм <sup>3</sup> /сут	г.ф. до 500 нм <sup>3</sup> /сут
Массовая концентрация жидкости в очищенном газе, г/м <sup>3</sup>	0,05–0,1
Температура окружающей среды, °С	от -60 до +50
Срок службы, не менее, лет	20



### Назначение

Отстойники нефти модернизированные (ОНМ) предназначены для обезвоживания и обессоливания нефти в составе УПСВ и УПН и других аналогичных установок.

### Соотав оборудования

В отстойниках нефти модернизированных предусмотрены следующие конструкции и узлы:

- входной узел распределения нефтяной эмульсии;
- перегородки из просечно-вытяжного листа;
- встроенная замерная колонка для установки датчика измерения межфазного уровня «нефть-вода»;
- коалесцирующие (сепарирующие) устройство для улучшения обезвоживания нефти, предотвращение образования промежуточного слоя;
- пропарочные и дренажные системы.

Отстойники нефти могут быть рассчитаны на работу со средой с повышенной скоростью коррозии, а также с содержанием сероводорода, и комплектуются внутренними устройствами, изготовленными из нержавеющей стали или полимерных материалов.

Для защиты от коррозии предусматривается термообработка и внутреннее антикоррозионное покрытие аппарата.

По требованию Заказчика возможна комплектация отстойника нефти трубной обвязкой, площадкой обслуживания, опорами, комплектом запорной арматуры и КИП и А (поставка блока ОНМ).

### Обозначение

Пример условного обозначения ОНМ при заказе:

Отстойник нефти ОНМ-50-1,6-Т-И-П-ХЛ1

по ТУ 28.99.39-008-20676863-2017, где:

50 — объем, м<sup>3</sup>;

1,6 — условное расчетное давление, МПа;

Т — наличие термообработки;

И — наличие креплений для теплоизоляции;

П — наличие внутреннего антикоррозионного покрытия;

ХЛ1 — климатическое исполнение климатическое исполнение и категория размещения.

### Технические характеристики

Рабочая среда	нефть, пластовая вода
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	12,5; 25; 50; 100; 200
Расчетное давление, МПа, не более	1,0; 1,6; 2,5; 4,0
Производительность по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	до 15 000
Содержание воды в нефти на выходе, % масс.	до 0,5
Содержание на выходе в пластовой воде, мг/л:	
— нефтепродуктов	30±40
— механических примесей	30±40
Температура рабочей среды, °С	от +30 до +90
Температура окружающей среды, °С	от -60 до +50
Срок службы, не менее, лет	20

**Назначение**

Для разделения продукции скважин на нефть, газ и воду на объектах УПСВ и УПН.

**Соотав оборудования**

В трехфазных сепараторах НГСВМ модернизированы следующие конструкции и узлы:

- входной узел распределения газожидкостной смеси;
- перегородки из просечно-вытяжного листа;
- узел перелива нефти в нефтяной отсек;
- встроена замерная колонка для установки датчика измерения уровня раздела жидкости «нефть-вода»;
- установлено коалесцирующее устройство для улучшения процесса разделения жидкости на нефть и воду.

НГСВМ, предназначенные для рабочей среды, содержащей коррозионноактивные компоненты (в т.ч. сероводород), комплектуются внутренними устройствами, изготовленными из нержавеющей стали или полимерных материалов.

Для обеспечения надежности и долговечности предусматривается термообработка и внутреннее антикоррозионное покрытие.

Система автоматизации обеспечивает измерение, контроль и архивирование следующих технологических параметров: температуры, давления, уровня раздела фаз, уровня нефти.

По требованию Заказчика возможна комплектация



сепаратора трубной обвязкой, площадкой обслуживания, опорами, комплектом запорной арматуры и КИП и А (поставка блока НГСВМ-А).

**Обозначение**

Пример условного обозначения НГСВМ-А с системой автоматизации при заказе и других документах:

Сепаратор НГСВМ-А-50-1,6-Т-И-П-ХЛ1 по ТУ 28.99.39-008-20676863-2017, где:

- А — с комплектом средств автоматизации
- 50 — объем, м<sup>3</sup>;
- 1,6 — давление расчётное, МПа;
- Т — наличие термообработки;
- И — наличие устройств для крепления теплоизоляции;
- П — наличие антикоррозионного внутреннего покрытия;
- ХЛ1 — материальное исполнение.

По требованию Заказчика возможно изготовление сепараторов нефтегазовых со сбросом воды модернизированных без средств автоматизации. В этом случае пример условного обозначения при заказе и в других документах:

Сепаратор НГСВМ-1-50-1,6-Т-И-П-ХЛ1 по ТУ 28.99.39-008-20676863-2017.

**Сравнительные показатели сепараторов нефтегазовых НГСВ-М**

Наименование показателя	Типовой вариант по ГП 888.00.000	Модернизированный вариант НГСВ-М (версия ООО «РНГ-Инжиниринг»)
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	25; 50; 100; 200	12,5; 25; 50; 100; 200
Расчетное давление, МПа	0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0	1,0; 1,6; 2,5*; 4,0* (*кроме аппаратов V=200 м <sup>3</sup> )
Расчетная производительность: — по жидкости, м <sup>3</sup> /сут. — по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	675...5400 Гф = 130÷360 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	420...6750 Гф = др 500 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Обводненность нефти на выходе, % об.	др 30,0	др 5,0
Массовая концентрация нефти в воде: — на выходе, г/м <sup>3</sup> — мехпримесей, г/м <sup>3</sup>	др 100 не нормируется	др 40 др 40
Наличие УПОГ-а: — при объемном газосодержании β<0,7 — при β>0,7÷0,9 — при β>0,9 — при β≥0,95	не рекомендуется типовой УПОГ типовой УПОГ сепаратор-газоотделитель или АК	не рекомендуется модернизированный компактный УПОГ трубный газоотделитель трубный газоотделитель входной РГВ
Использование в качестве отстойника глубокого обезвоживания	рекомендуется (без УПОГ)	рекомендуется (без УПОГ)

### Назначение

Отстойники воды модернизированные предназначены для очистки пластовой воды от нефтепродуктов и механических примесей до требуемого качества при закачке в систему ППД.

### Состав оборудования

Отстойники пластовой воды модернизированные поставляются в следующей комплектации: горизонтальная емкость, комплект КИПиА, внутренние осадительные устройства для очистки воды и верхний колпак для сбора и отвода уловленной нефти.

Размеры и объем аппаратов определяются в зависимости от производительности и физико-химических свойств нефти, пластовой воды, режима работы и требований к качеству очистки воды.

Для защиты от коррозии предусматривается внутреннее антикоррозионное покрытие. Отстойники, предназначенные для рабочей среды с содержанием сероводорода, подвергаются термообработке и комплектуются внутренними устройствами, изготовленными из нержавеющей молибденосодержащей стали. Система автоматизации обеспечивает измерение, контроль и архивирование следующих технологических параметров: температуры, давления, уровня раздела фаз «нефть-вода».



По требованию Заказчика возможна комплектация отстойника трубной обвязкой, площадкой обслуживания, опорами, комплектом запорной арматуры и КИПиА (поставка блока ОВМ).

### Обозначение

Пример условного обозначения ОВМ (ОВ) при заказе и в других документах:

отстойник воды модернизированный ОВМ  
50-1,6-Т-И-П-ХЛ1 по ТУ 28.99.39-008-20676863-2017,  
где:

50 — объем, м<sup>3</sup>;

1,6 — давление расчетное, МПа;

Т — наличие термообработки;

И — наличие устройств для крепления теплоизоляции;

П — наличие внутреннего антикоррозионного покрытия;

ХЛ1 — климатическое исполнение.

### Технические характеристики

Рабочая среда	пластовая вода
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	12,5; 25; 50; 100; 200
Расчетное давление, МПа	0,6; 1,0; 1,6; 2,5
Производительность, м <sup>3</sup> /сут	400–10 000
Содержание в пластовой воде на входе, мг/л:	
— нефти	до 1000
— механических примесей	до 200
Содержание в пластовой воде на выходе, мг/л:	
— нефти	не более 40
— механических примесей	не более 40
Температура окружающей среды, °С	от –60 до +50
Срок службы, не менее, лет	20

Накопившийся слой нефти и газа периодически сбрасывается в дренажную емкость.

**Назначение**

Газосепараторы модернизированные (ГСМ) предназначены для качественной очистки природного или попутного нефтяного газа от капельной жидкости (конденсата, ингибитора гидратообразования, нефти, воды) на промышленных установках подготовки нефти и газа для транспорта потребителю.

Модернизация включает:

1. Применение высокоэффективных каплеулавливающих устройств струнного типа, циклонов и фильтров;
2. Использование современных КИПиА.

**Соостав оборудования**

По требованию Заказчика ГСМ комплектуются запорной и предохранительной арматурой, средствами автоматизации и КИП. Рабочая температура от -50 до +80 °С.

**Обозначение**

Пример условного обозначения при заказе:

Газосепаратор модернизированный

ГСМ-1,6-2400-1-Т-И-П-ХЛ1, где:

ГСМ — газосепаратор модернизированный;

1,6 — расчётное давление, МПа;

2400 — внутренний диаметр, мм;

1 — тип исполнения (1-вертикальный,

2-горизонтальный);



- Т — наличие термообработки;
- И — наличие устройств для крепления теплоизоляции;
- П — наличие внутреннего антикоррозионного покрытия;
- ХЛ1 — вид климатического исполнения изделия

**Технические характеристики**

Рабочая среда	попутный нефтяной и природный газ
Объем аппарата, м³	от 0,5 до 100
Расчетное давление, МПа	1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 8,8 10,0; 16,0
Производительность, нм³/сут	до 3 600 000
Температура окружающей среды, °С	от минус 60 до +50
Унос капельной жидкости из аппарата, не более, мг/м³	50 (20 по требованию заказчика)
Срок службы, не менее, лет	30



### Назначение

Газосепараторы центробежные (ГСЦ) производства ООО «РНГ-Инжиниринг» предназначены для глубокой очистки газового потока от капельной, мелкодисперсной, аэрозольной жидкости, масла и твердых примесей. Используются на нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих предприятиях.

Конструктивной особенностью сепаратора ГСЦ является то, что поступающий поток вводится в аппарат тангенциально, при этом энергия поступательного движения газожидкостного потока преобразуется во вращательное движение.

Данный сепаратор является центробежным аппаратом. ГСЦ может применяться как отдельный сепаратор, так и совместно с горизонтальным нефтегазосепаратором. ГСЦ может встраиваться в основной аппарат в вертикальном положении и при этом монтироваться с помощью промежуточного фланцевого соединения. В ГСЦ одновременно в поле центро-

бежных сил происходит разделение жидкости и газа. Отделившаяся от газа жидкость стекает в полость основного аппарата. Нижняя часть ГСЦ погружена под уровень жидкости и опирается на дно основного аппарата и, таким образом, образует гидрозатвор, который не позволяет газу пройти в полость основного аппарата. Для обеспечения удаления остаточного газа, выделившегося из жидкости в основном аппарате, предусмотрен вентиляционный патрубок, сообщающий газовое пространство основного аппарата с центральным выхлопным патрубком гидроциклона, что позволяет выделяющемуся из жидкости газу уходить через ГСЦ с основным потоком газа.

Газосепараторы центробежные разрабатываются и изготавливаются по ТУ 28.99.39-008-20676863-2017 в соответствии с требованиями технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013), ГОСТ Р 52630, ОСТ 26.260.18, ОСТ 26.260.758.

Основные достоинства сепаратора:

- высокая эффективность сепарации на всем диапазоне нагрузок по жидкой и газовой фазам;
- рабочая среда — попутный газ, природный газ, газожидкостная смесь;
- эффективность сепарации — 99,9%;
- потеря напора МПа — не выше 0,003;
- малые размеры, вес;
- устойчивая работа в пробковом режиме;
- гарантийный срок эксплуатации — не менее 30 лет.

Высокая эффективность сепарации (99,9%) на всем диапазоне нагрузок по жидкой и газовой фазам, устойчивая работа в пробковом режиме с сохранением указанной степени сепарации достигается за счет наличия последовательно работающих, по ходу вращения газового потока, нескольких ступеней сепарации.

### Обозначение

Пример условного обозначения при заказе:  
Газосепаратор центробежный ГСЦ-273-1,0-Т-И-П-ХЛ1,  
где:

ГСЦ — газосепаратор центробежный;

273 — диаметр корпуса, мм;

1,0 — расчетное давление, МПа;

Т — наличие термообработки;

И — наличие устройств для крепления теплоизоляции;

П — наличие внутреннего антикоррозионного покрытия;

ХЛ1 — вид климатического исполнения изделия.

ГСЦ совместно с горизонтальным нефтегазосепаратором



Технические характеристики

Типоразмер	Параметры					
	Диаметр корпуса изделия, мм	Объем, м <sup>3</sup>	Производительность*, тыс. нм <sup>3</sup> /сут,	Рабочее давление, МПа (изб.)	Расчётная температура стенки корпуса, °С	Расчётное давление, МПа
ГСЦ 219	219	0,05	50	0,4	100	0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,0; 14,0; 16,0
ГСЦ 273	273	0,06	75			
ГСЦ 325	325	0,2	110			
ГСЦ 377	377	0,2	150			
ГСЦ 426	426	0,2	200			
ГСЦ 530	530	0,5	315			
ГСЦ 630	630	0,7	455			
ГСЦ 720	720	1,0	615			
ГСЦ 820	820	1,3	805			
ГСЦ 1020	1020	2,0	1260			
ГСЦ 1220	1220	2,8	1815			
ГСЦ 1420	1420	3,8	2475			
ГСЦ 1620	1620	5,0	3235			
ГСЦ 1820	1820	6,4	4095			
ГСЦ 2020	2020	7,9	5055			

Примечание: \* При рабочем давления 0,4 МПа (изб.). Производительность при другом значении рабочего давления перерасчитывается.



**Назначение**

Блоки сепарационные для нефти с высоким газовым фактором (СБВГ) предназначены для предварительного сброса воды и дегазации нефтей с высоким газовым фактором (от 200 до 2000 м³/т).

**Соотав оборудования**

В состав блока сепарационного входит внутренний циклонный сепаратор для разделения жидкой и газовой фаз и аппарат — накопительная емкость.

Входной циклонный сепаратор позволяет отделить до 99% свободного газа и ввести жидкость в накопительную емкость для последующей сепарации, в том числе предварительного обезвоживания при соответствующих свойствах водо-нефтяной эмульсии.

СБВГ поставляется на раме-основании с трубной обвязкой, площадкой обслуживания, с комплектом запорной арматуры и КИП.

По требованию заказчика с внутренним антикоррозионным покрытием и термообработкой.

Размеры блока и объем накопительной емкости определяются в зависимости от производительности и физико-химических свойств нефти, пластовой воды.

**Обозначение**

Пример условного обозначения при заказе:  
 СБВГ-500-2,5-ХЛ1 ТУ 28.99.39-008-20676863-2017,  
 где:  
 СБВГ — сепарационный блок для нефти с высоким газовым фактором;  
 500 — производительность сепарационного блока по жидкости, м³/сут;  
 2,5 — давление, МПа;  
 ХЛ1 — климатическое исполнение.

**Технические характеристики**

Параметры	Типоразмеры				
	СБВГ-500	СБВГ-1000	СБВГ-1500	СБВГ-2000	СБВГ-2500
Производительность:					
По жидкости, м³/сут, не более	500	1000	1500	2000	2500
по газу, тыс. нм³/сут, не более	500	1000	1500	2000	2500
Расчетное давление, МПа	1,6; 2,5; 4,0; 6,3				
Рабочая среда	Нефть, газ, вода				
Содержание воды в нефти, % — на входе — на выходе	95 До 5–10				

### Назначение

Сепараторы факельные ФС предназначены для очистки газа от капельной жидкости и механических примесей, для улавливания жидкостных пробок, образующихся в газовых трубопроводах. Входят в состав факельного хозяйства установок подготовки нефти (УПН), ЦППС, УПСВ, УПГ, ГСУ, КПГ, ДНС и других наземных установок нефтегазодобывающих предприятий.

### Соотав оборудования

Сепараторы факельные емкостные ФСЕ комплектуются внутренними устройствами для очистки газа от капельной жидкости, механических примесей, для улавливания жидкостных пробок, образующихся в газовых трубопроводах. По требованиям Заказчика могут быть укомплектованы площадками обслуживания с лестницей, запорной арматурой, трубной обвязкой, насосами откачки конденсата.

### Обозначение

Сепараторы факельные разрабатываются и изготавливаются по ТУ 28.99.39-008-20676863-2017 в соответствии с требованиями технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»



(ТР ТС 032/2013), ГОСТ Р 52630, ОСТ 26.260.18, ОСТ 26.260.758.

Пример записи при заказе продукции:  
Сепаратор факельный ФС-1000-2-Т-И  
ТУ 28.99.39-008-20676863-2017, где:  
ФС — сепаратор факельный;  
1000 — внутренний диаметр, мм;  
2 — материальное исполнение, (1 — до минус 40 °С, 2 — до минус 60 °С);  
Т — наличие термообработки;  
И — наличие устройств для крепления теплоизоляции.

### Технические характеристики

Типоразмер	Параметры					
	Внутренний диаметр корпуса изделия, мм	Объем изделия, м <sup>3</sup>	Производительность* тыс. м <sup>3</sup> /сут,	Рабочее давление*, МПа (изб.)	Расчётное давление, МПа	Расчётная температура стенки корпуса, °С
ФС-1000	1000	4	950	0,05	0,6; 1,0; 1,6; 2,5	100
ФС-1200	1200	6,3	1365			
ФС-1400	1400	11	1857			
ФС-1600	1600	12,5	2425			
ФС-1800	1800	25	3070			
ФС-2400	2400	50	5460			
ФС-2800	2800	80	7430			
ФС-3000	3000	100	8530			
ФС-3200	3200	140	9705			
ФС-3400	3400	200	10950			

Примечание: \* При рабочем давления 0,05 МПа. Производительность при другом значении рабочего давления перерасчитывается.



---

**Блочные насосные станции (БНС)**

---

**Подогреватели путевые автоматизированные**

---

**Техническое перевооружение оборудования**

---

### Назначение

Блочные насосные станции предназначены:  
 БНС-Н — для перекачки нефти и нефтепродуктов;  
 БНС-В — для закачки пластовых и подготовленных промышленных сточных вод, а также дегазированных вод из водозаборных скважин в нагнетательные скважины нефтегазовых месторождений, для перекачки воды в системах сбора и подготовки продукции скважин нефтегазодобывающих предприятий, а также в системах подачи технологической и оборотной воды предприятий различного назначения;  
 БНС-П — для перекачки противопожарной воды или пенного вещества во время тушения.

### Соостав оборудования

В состав БНС входят:

- блок насосных агрегатов;
- насосный агрегат с трубопроводной обвязкой;
- приточно-вытяжная вентиляция;
- стойки с первичными приборами контроля;
- блок подпорных насосных агрегатов;
- система дренажных коммуникаций для оброса дренлируемого продукта в закрытую систему утилизации;
- система отопления;
- блок маслосистемы:
- маслонасосы;
- фильтры;
- обвязка с шаровыми кранами;
- расширительные баки;
- воздушные маслоохладители с электроклапанами;
- стойки контрольно-измерительных приборов и автоматики и местного управления на каждый агрегат;
- светильники взрывозащищенные;
- первичные приборы контроля;
- операторный блок:
- внутреннее оборудование операторного блока;
- электроцит;
- масляные обогреватели с термолегулятором;
- шкафы контроля и управления;
- кабельные линии с контрольными и силовыми кабелями в отдельных металлических коробах;
- блок энерго- и электрообеспечения;
- общий блок-укрытие;
- аппаратный блок;
- блок управления;
- блок частотных преобразователей;
- блок трансформаторов;
- блоки распределительных устройств;
- комплект запасных частей для проведения пуско-наладочных работ;



- комплект запасных частей на 2 года эксплуатации оборудования;
- технологические трубопроводы;
- стальные трубопроводы с фланцевыми или быстроразъемными соединениями для подключения блоков.

### Обозначение

Блочные насосные станции выпускаются по ТУ 28.99.39-007-20676863-2018.

Пример условного обозначения при заказе:

БНС-Н (В, П) -350-ХЛ1, где

БНС — блочная насосная станция;

Н — тип блочной насосной станции (для перекачки нефти и нефтепродуктов);

350 — производительность насосной станции, м<sup>3</sup>/час;

ХЛ1 — климатическое исполнение по ГОСТ 15150.

### Технические характеристики БНС

Расчетная средняя наработка на отказ, не менее — 9000 ч

Средний ресурс до капитального ремонта, не менее — 45000 ч

Расчетный срок службы 25 лет

Изделие — ремонтпригодное

Категория помещений по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130

для БНС-Н — А

для БНС-В, БНС-П — В4, Д

Степень огнестойкости блока

по СНиП 21-01 — III

Класс взрывоопасных и пожароопасных зон по ПУЭ — В-1а.

**Основные параметры и габаритные размеры БНС**

Параметры	БНС-Н	БНС-В	БНС-П
Производительность*, м³/час	от 80 до 350	от 80 до 350	до 350
Давление нагнетания, МПа	от 0,1 до 6,3	от 0,1 до 24	до 15
Количество насосов**, шт	Один и более	Один и более	Три основных плюс два циркуляционных
Рабочая среда	Нефть, нефтепродукты, растворители	Пластовые и подготовленные промышленные сточные воды	Противопожарная вода

БНС могут быть смонтированы в блок-боксе (закрытое исполнение) или на рамном основании (открытое исполнение). Помещение насосных станций выполняется из модулей габаритами 3x6x2,95 м, 3x9x2,95 м, 3x12x2,95 м, которые могут соединяться и комплектоваться в любом варианте.

**Применяемые насосные агрегаты в зависимости от типа перекачиваемой жидкости**

Тип перекачиваемой жидкости	Рекомендуемый тип насоса
Нефть и нефтепродукты	A1 3В, A2 3В, АСВН, АСЦЛ, НК, НМ, НМШ, ВКС, ЦНСН, Ш
Дизельное топливо	АСВН, АСЦЛ, НМШ, НМШФ, Ш
Керосин	АСВН, АСЦЛ, НК, СР
Растворители	НД, ХМ
Бензин	ВК, ВКС, НК, ЦН, УОВ
Масло	НМШ, НМШФ, Ш
Мазут	НМШ, НМШФ, НМШГ, Ш
Нефть обводненная, газонасыщенная	ЦНСН, УЭНЦ
Вода	ЦН КГВ, ЦВК, ЦНС, ЦНС, UPS, СР, АНС, С, НЦВ, НЦГ, К, КМ, КМП, ЦВС, Д, 1Д, АД, 1В, СД, СДВ, НЦС, УЭНЦ

**Преимущества**

Применение современных технологий при разработке проектов;

Использование широкого спектра насосных агрегатов, электротехнического и технологического оборудования отечественного/зарубежного производства;

Применение современных контроллеров для управления насосными агрегатами и контроля параметров

с возможностью передачи данных по радиоканалу (Direct Logic, SCADA Pack, Siemens, Delta V, Rock, ABB, Гамма, Микро ТЭК и др.).

Разработка РКД учитывает требования Заказчика по системе обслуживания;

Техническое задание и спецификация согласовывается с Заказчиком.

Максимальная заводская готовность, ШМ и ПНР.



### Назначение

Подогреватели путевые автоматизированные предназначены для нагрева нефти, нефтяных эмульсий, газа, пластовой воды, промежуточного теплоносителя, технологической и теплофикационной воды на комплексах промышленной подготовки и транспортировке и (или) первичной подготовки нефти.

Выпускаются по ТУ 28.99.39-021-20676863-2018 следующих типов:

ПП-0,63 А, ПП-0,63 АЖ, ПП-0,63 АМЖГ, ПП-1,6 А,  
 ПП-1,6 АЖ, ПП-1,6 АМЖГ, ПБТ-1,6 А, ПБТ-1,6 АЖ,  
 ПБТ-1,6 АМЖГ, ППТ-0,2 А, ППТ-0,2 АЖ,  
 ППТ-0,2 АМЖГ.

АМЖГ — тип подогревателя, предназначенного для работы на природном или попутном газе и жидком топливе (сырая нефть, печное топливо и дизельное топливо), А — при работе только на природном или попутном газе, АЖ — при работе только на жидком топливе.

Печи ПП-0,63 выпускаются одноконтурные и двухконтурные (с одним или двумя змеевиками) для нагрева нефтяной эмульсии и пресной воды.

Климатическое исполнение:

У1 и ХЛ1 по ГОСТ 15150 с температурой воздуха при эксплуатации:

для У1 — от минус 45 °С до плюс 40 °С  
 для ХЛ1 — от минус 60 °С до плюс 40 °С

### Состав оборудования

Подогреватели состоят из емкости, змеевиков (одного или двух), топки, горелочного устройства, дымовой трубы.

Подогреватели поставляются на раме-основании в комплекте с блоком подготовки жидкого топлива (при необходимости), с блоком вентиляторного агрегата, с системой автоматизации.

### Обозначение

Пример записи изделия при заказе:

ПП — 0,63 АМЖГ

по ТУ 28.99.39-021-20676863-2018, где

ПП — подогреватель путевой;

0,63 — тепловая мощность, Гкал/час;

АМЖГ — подогреватель, предназначенный для работы на природном или попутном газе и жидком топливе (сырая нефть, печное топливо и дизельное топливо).

### Технические характеристики

Средняя наработка на отказ,	не менее 17 000 ч
Средний ресурс до капитального ремонта,	не менее 70 000 ч
Расчетный срок службы	25 лет
Изделие	ремонтпригодное

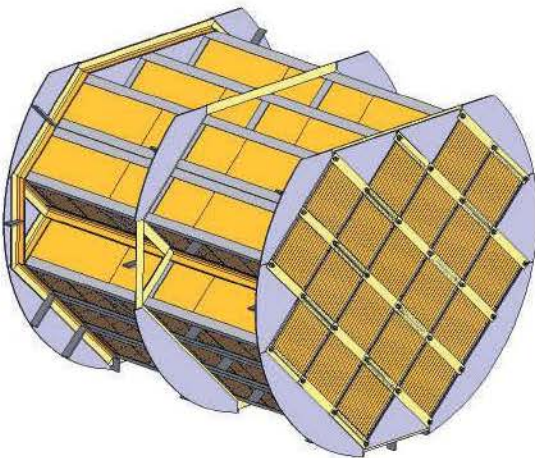
Одним из важных направлений деятельности ООО «РНГ-Инжиниринг» является реконструкция (техпереворужение) оборудования объектов УПСВ и УПН:

- замена внутренних, вышедших из строя внутренних элементов технологических аппаратов: входных устройств, коалесцеров, каплеуловителей, приборов КИПиА, устройств систем размыва и пропарки;
- переоборудование аппаратов с целью изменения их функционального назначения, в том числе для предварительного сброса и очистки воды, уменьшения или увеличения количества ступеней сепарации;
- перевооружение КДФТ в части:
  - а) реконструкции секции водоочистки;
  - б) устройства системы гидродинамического размыва и удаления отложений мехпримесей без вскрытия трубных аппаратов и участия обслуживающего персонала;
  - в) автоматизации управления.

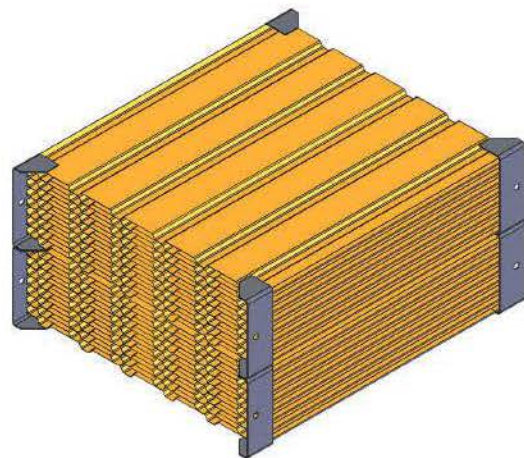
Техническое перевооружение сопровождается освидетельствованием сосудов, находящихся под давлением, внутренним и наружным ремонтом, применением унифицированных модулей, изготавливаемых из коррозионностойких сталей и полимерных материалов.



Преимуществом техпереворужения оборудования, в отличие от ввода в эксплуатацию дополнительных аппаратов является снижение капитальных вложений не менее чем в два раза за счет экономии площадей под строительство и отсутствия необходимости в реконструкции обвязки и установке дополнительных задвижек.

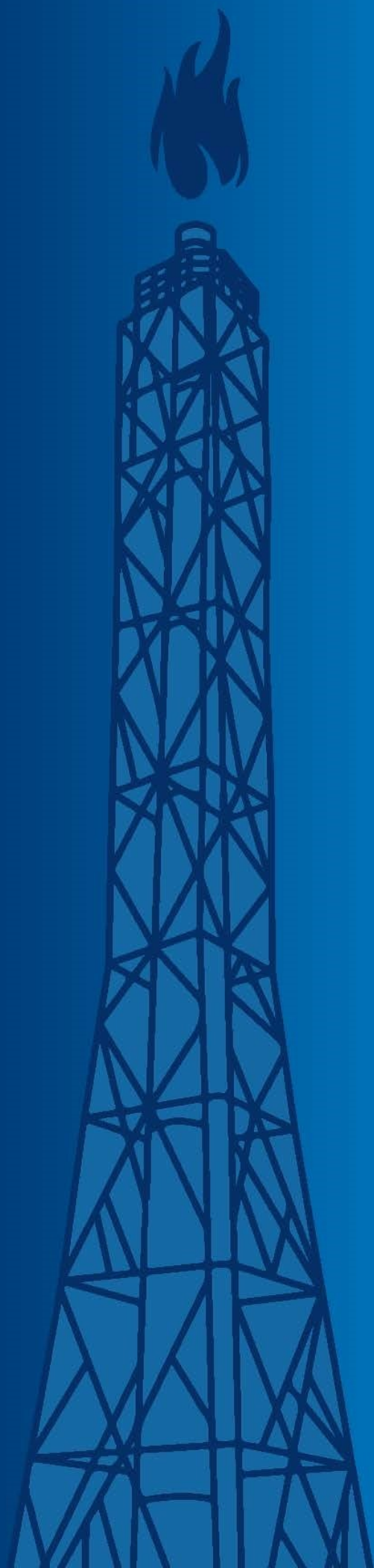


**Общий вид внутреннего устройства**



**Общий вид тонколойного модуля**





РФ, 129226, г.Москва, ул.Вильгельма Пика д.16,  
БЦ "Парк Хуамин"  
e-mail: [info@euroetpao.ru](mailto:info@euroetpao.ru)  
[www.euroetpao.ru](http://www.euroetpao.ru)



**РНГ-Инжиниринг**

РФ, 450077, г.Уфа, ул.Революционная д.26  
e-mail: [info@euroet-rng.ru](mailto:info@euroet-rng.ru)  
[www.euroet-rng.ru](http://www.euroet-rng.ru)