

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Индустиальный институт (филиал)

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Методические указания к практическим занятиям для обучающихся
направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
всех форм обучения

Составители *Р.Д. Татлыев*
кандидат технических наук, доцент

Нефтеюганск
ИнДИ
2022

Технологическое оборудование нефтегазовой отрасли: методические указания к практическим занятиям для обучающихся направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело всех форм обучения / сост. Р.Д. Татлыев, Индустриальный институт, филиал ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет». – Нефтеюганск: Издательский центр БИК ИнДИ, 2022. – 54 с. – Текст: непосредственный.

Аннотация

Технологическое оборудование нефтегазовой отрасли: методические указания к практическим занятиям для обучающихся направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело всех форм обучения. В методических указаниях приведены представлены задания к практическим занятиям, также приведены примеры для решения практических занятий.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ	5
1. Системы сбора, транспорта и подготовки нефти и нефтяного газа.....	6
2. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа.....	10
2.1. Оборудование для замера дебита скважины.....	10
2.2. Дожимная насосная станция (ДНС).....	12
2.2.1. Определение места расположения ДНС.....	12
2.2.2. Выбор оборудования ДНС.....	18
2.3. Выбор оборудования ЦППН.....	20
2.4. Оборудование резервуарного парка.....	21
2.5. Оборудование для сбора и подготовки нефтяного (попутного газа).....	22
3. Порядок оформления работы студентом.....	24
ЛИТЕРАТУРА	25
ПРИЛОЖЕНИЯ	26
Приложение 1. Оборудование для измерения дебита скважин.....	26
Приложение 2. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов ГОСТ 20295-85.....	28
Приложение 3. Сепарационные установки ДНС.....	30
Приложение 4. Центробежные насосы ДНС.....	32
Приложение 5. Блочные насосные установки.....	35
Приложение 6. Модульная мультифазная насосная станция ММНС.....	37
Приложение 7. Мультифазные насосы ДНС.....	38
Приложение 8. Сепарационные установки ЦППН.....	39
Приложение 9. Отстойники для ЦППН.....	42
Приложение 10. Оборудование для подогрева продукции.....	44
Приложение 11. Оборудование для подачи деэмульгатора.....	45
Приложение 12. Оборудование резервуарного парка.....	47
Приложение 13. Компрессоры для перекачки нефтяного газа.....	49
Приложение 14. Газовые сепараторы.....	52

ВВЕДЕНИЕ

В настоящем методическом пособии представлены материалы к практическим занятиям, посвященным изучению технологических схем системы сбора, транспортировки и подготовки нефти и нефтяного газа, а также изучению оборудования, используемого в этих технологических схемах.

Цель практических занятий - закрепление знаний, полученных студентом в результате самостоятельной работы и на лекциях по изучению технологических схем, номенклатуре технологического оборудования, используемого в процессе сбора и подготовки нефти и газа, его конструкции и технических характеристик, а так же приобретении практических навыков подбора оборудования для объекта разработки.

В пособии приведены методики расчетов и подбора трубопроводов, замерных установок, оборудования дожимных насосных станций системы сбора и транспортировки продукции добывающих скважин. Дано описание различных технологических схем для подготовки нефти и газа, представлена методика подбора различного технологического оборудования: сепараторов, отстойников, насосных и компрессорных агрегатов и др., используемого для осуществления технологического процесса подготовки нефти и газа.

В приложении к настоящему пособию представлена современная номенклатура оборудования для систем сбора, транспортировки и подготовки нефти и нефтяного газа. Даны схемы, рисунки, и технические характеристики этого оборудования.

1. Системы сбора, транспорта и подготовки нефти и нефтяного газа.

Пластовая продукция, поступающая из эксплуатационных скважин, представляет собой многофазную смесь, включающую нефть, газ, пластовую воду, соли, смолы, и механические примеси. Состав пластовой продукции неоднороден, как для объекта разработки, так и в рамках одного объекта, вследствие изменения состава пластовой продукции с течением времени.

Для получения товарной нефти вся продукция скважин проходит следующие технологические операции.

Сбор пластовой продукции. Сбор продукции предполагает выбор установок, для замера дебита эксплуатационных скважин, их технических характеристик, места расположения установок и количество прикрепленных к ним скважин.

Транспорт пластовой продукции. Транспортировка добытой пластовой продукции сопряжена с выбором трассы, расчетом трубопроводной системы, выбором технологического оборудования дожимных насосных станций (ДНС) и определением требуемых технических характеристик этого оборудования.

Подготовка нефти. Подготовка нефти включает ряд технологических процессов, направленных на отделение нефти от воды, газа, механических примесей и солей.

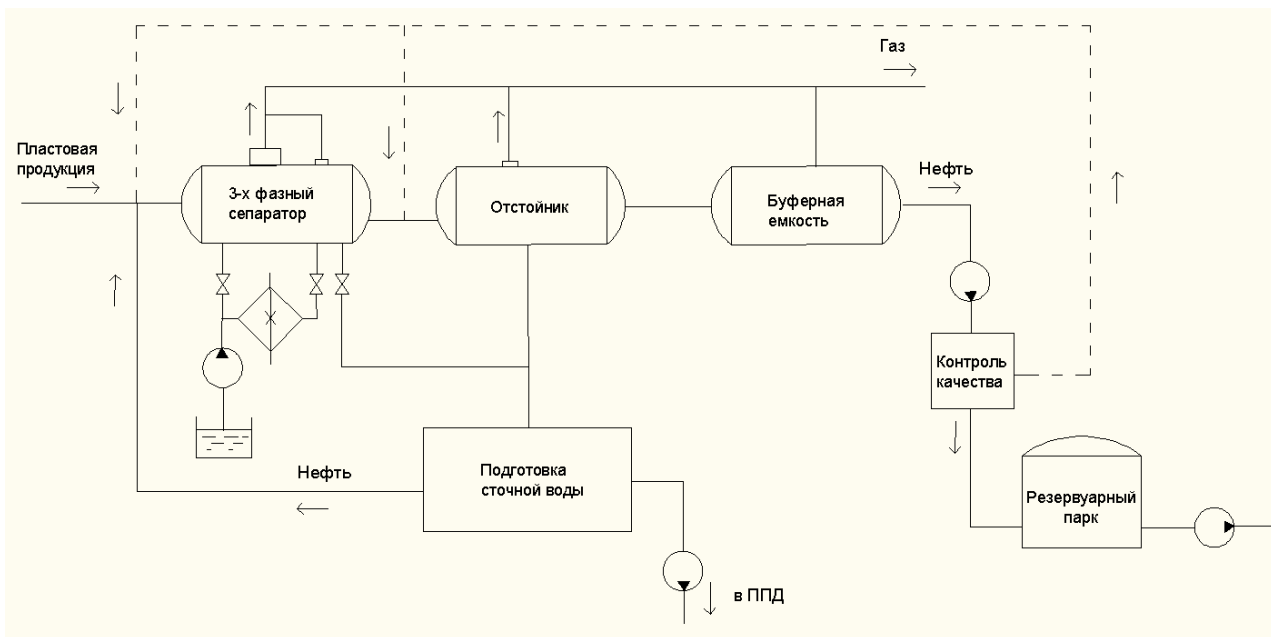
В систему сбора продукция скважин поступает в виде водонефтяной эмульсии, для разделения которой необходима подача специальных химреагентов – деэмульгаторов. Процесс разделения продукции может быть совмещен с транспортом, при этом деэмульгатор вводится в продукцию на групповых замерных установках (ГЗУ). В процессе движения происходит разделение эмульсии на нефть и воду, на ДНС вода и газ удаляются, а частично дегазированная и обезвоженная нефть транспортируется в пункт подготовки нефти и газа. Отделенная вода поступает по соответствующим трубопроводам на пункт подготовки воды и далее в систему поддержания пластового давления (ППД), а попутный газ в в систему сбора и подготовки газа.

Доведение нефти до товарной кондиции осуществляется в цехе подготовки и перекачки нефти (ЦППН).

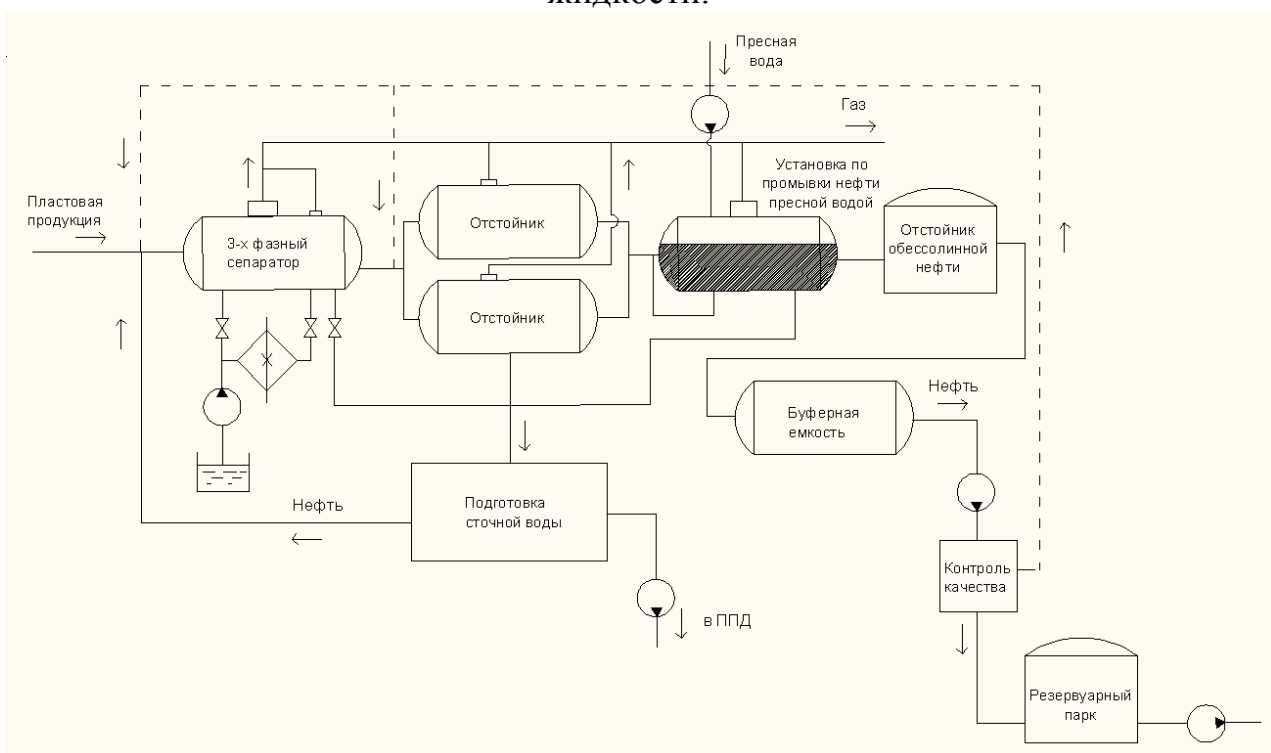
Основным способом подготовки нефти является термохимическое отстаивание, в процессе которого продукция нагревается до температуры 70-90⁰С, в неё вводится деэмульгатор и она проходит несколько ступеней сепарации.

Учитывая многообразие свойств пластовой продукции, система подготовки нефти и применяемое технологическое оборудование для различных объектов разработки могут существенно отличаться.

Схемы технологических цепей системы подготовки нефти приведены на рис.1.



а) Схема системы подготовки нефти при низкой минерализации пластовой жидкости.



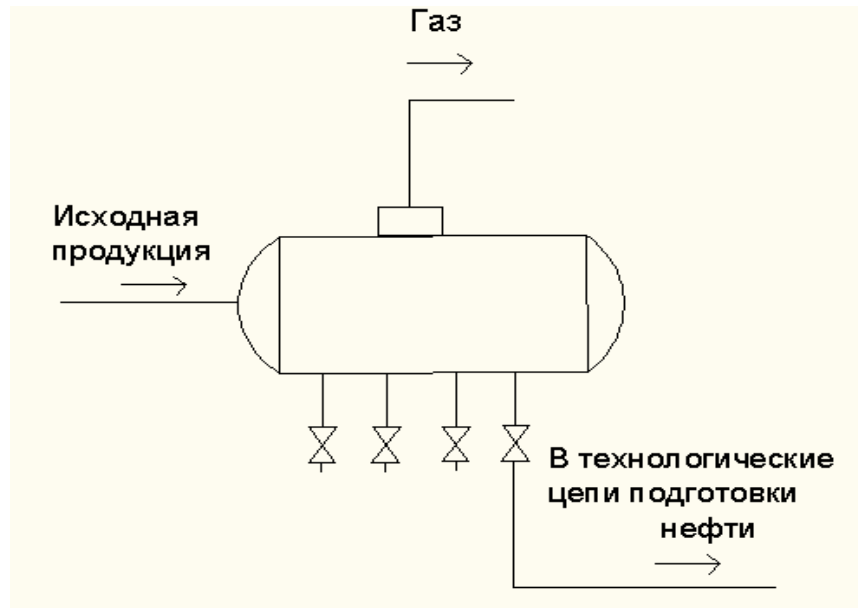
б) Схема системы подготовки нефти при высокой минерализации пластовой жидкости.

Рис.1. Схемы технологических цепей системы подготовки нефти

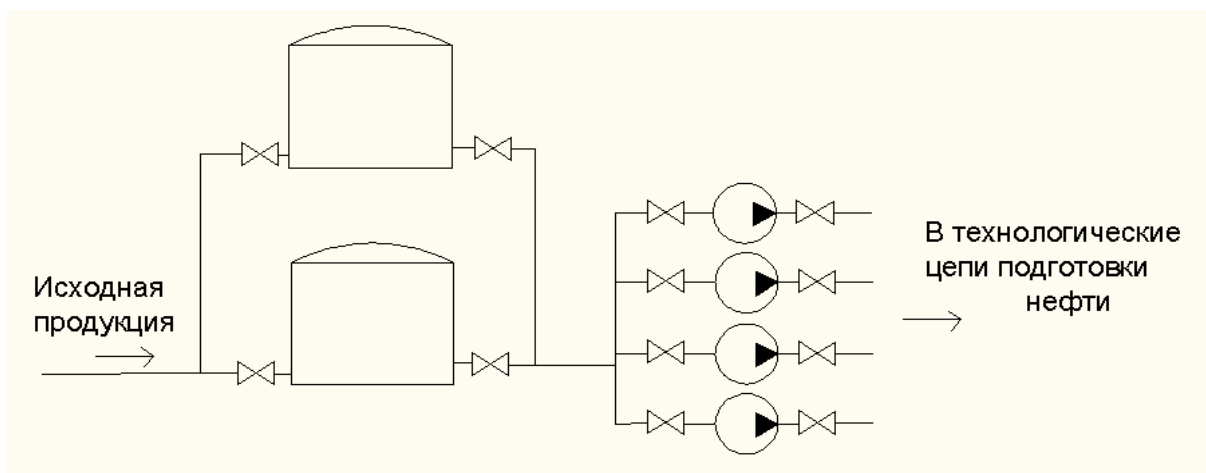
Схема согласно рис.1 а) используется в случае низкой минерализации пластовой жидкости. Исходная продукция поступает в 3-х фазный сепаратор, представляющий сосуд, разделенный на два отсека. В первом отсеке происходит отделение газа от жидкости. Жидкая фаза подогревается, в неё

вводится деэмульгатор и подается во второй отсек, где происходит отстой продукции. Нефть с низким содержанием воды подается в систему отстойников, а вода сбрасывается в систему подготовки воды. Из отстойников нефть поступает в буферную емкость и далее через систему контроля качества в резервуарный парк (РП).

Схема согласно рис.1 б) используется для снижения содержания солей в товарной нефти. Её отличия от рассмотренной выше состоит в наличии дополнительного аппарата для промывки нефти пресной водой и системы отстойников обессоленной нефти.



а) Сепаратор делитель



б) Сырьевые резервуары с группой питательных насосов

Рис.2. Оборудование для разделения объемов обрабатываемой продукции

В зависимости от объемов поступающей продукции система подготовки нефти может содержать различное количество технологических цепей, рассчитанных на подготовку определенного объема нефти. Пропускная способность технологических цепей определяется техническими

характеристиками сепарационного оборудования, отстойников, тепловой мощностью системы подогрева и производительностью насосного оборудования. Для разделения объемов обрабатываемой продукции по технологическим цепям пункт подготовки нефти оборудуется сепараторами делителями рис.2 а) или сырьевыми резервуарами с группой питательных насосов рис.2 б).

Подготовка газа. Нефтяной газ содержит конденсат, насыщен тяжелыми углеводородами и парами воды. Наличие в газе жидкой фазы недопустимо при его сжатии в компрессорной машине. Поэтому все жидкость должна быть отделена от газа перед его переработкой (использованием).

Для очистки газа используются гравитационные и циклонные сепараторы. Более глубокая осушка газа достигается применением абсорбционных технологий.

Нефтяной (попутный) газ может быть использован в системе ППД при закачке его в пласт или направлен на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) для углубленной переработки.

Высокий газовый фактор и наличие легких фракций в нефти (этан, пропан, бутан) обуславливает необходимость стабилизации нефти. Процесс стабилизации заключается в отделении легких фракций в стабилизационной колонне при температуре 100-120⁰С, с последующей конденсацией. Схема стабилизационной установки приведена на рис.3.

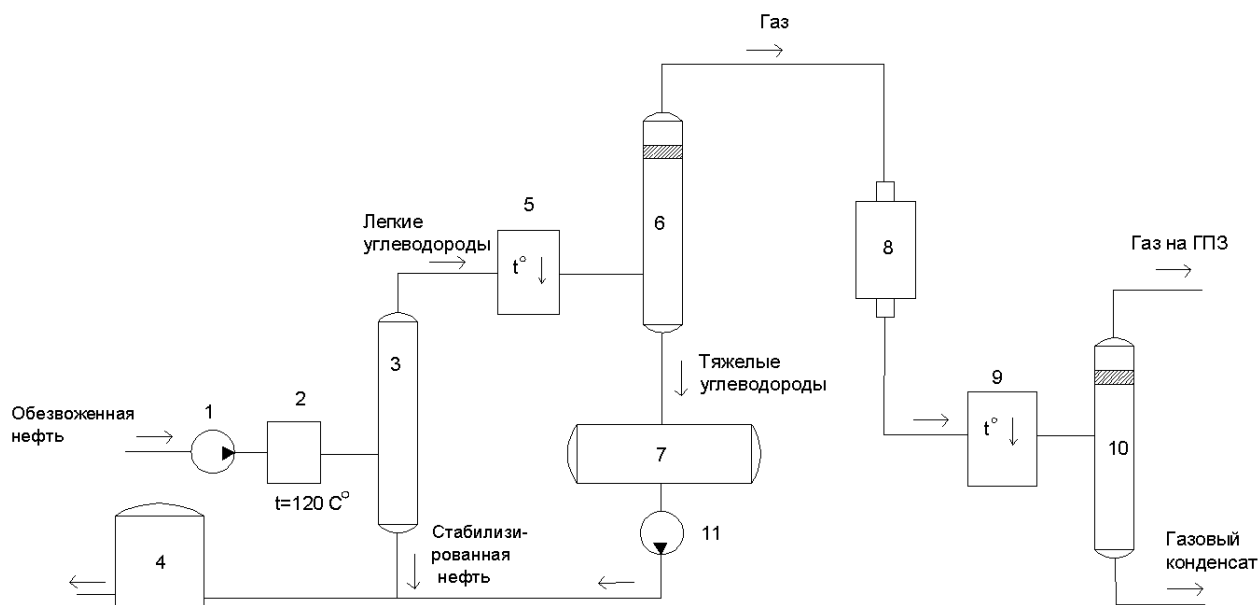


Рис.3. Схема стабилизационной установки.

Обезвоженная и обессоленная нефть подается насосом 1 в подогреватель 2 и далее в стабилизационную колонну 3. Легкие фракции из верхней части колонны 3 отводятся в конденсатор 5, и далее сепаратор 6.

Стабилизированная нефть из нижней части колонны 3 поступает в резервуар 4. В сепараторе 6 в результате охлаждения легких фракций образуется жидкая фаза углеводородов, которая выводится из нижней части сепаратора в буферную емкость 7 и далее насосом 11 в резервуар стабилизированной нефти 4. Из верхней части сепаратора легкие фракции попадают в компрессорную установку 8, и далее через охладитель 9 в сепаратор 10. В результате сжатия, охлаждения и сепарации на выходе из сепаратора 10 получают газ и газовый конденсат. Газ по газопроводу поступает на ГПЗ, а газоконденсат используется для получения бензина.

2. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа

При выполнении домашнего задания студенту необходимо следующее:

1. Представить исходные данные согласно своего варианта (табл.№1) и общую схему расчета (рис.5), на схеме указать рассчитанные диаметры трубопроводов, расстояние от АГЗУ до ДНС и от ДНС до ЦППН, геодезические отметки.
2. Подобрать АГЗУ и определить их количество.
3. Определить диаметр трубопровода сборного коллектора, Уровень геодезической отметки ДНС и место установки ДНС.
4. Выбрать оборудование для ДНС, нарисовать схему компоновки ДНС.
5. Подобрать оборудование для ЦППН, нарисовать схему ЦППН.
6. Подобрать оборудование для резервуарного парка, нарисовать схему резервуарного парка.
7. Подобрать оборудование для системы подготовки попутного газа, нарисовать схему системы подготовки попутного газа.
8. Представить приложения со схемами, чертежами, описанием конструкции и техническими характеристиками всего выбранного оборудования.

Перечень оборудования системы сбора и подготовки нефти, подлежащий выбору, с привязкой к объектам системы сбора и подготовки нефти представлен на схеме (рис.4).

Перечень оборудования системы сбора и подготовки газа подлежащий выбору представлен на схеме (рис.9).

Исходным материалом для выполнения задания являются параметры объекта разработки, приведенные в таблице 1.

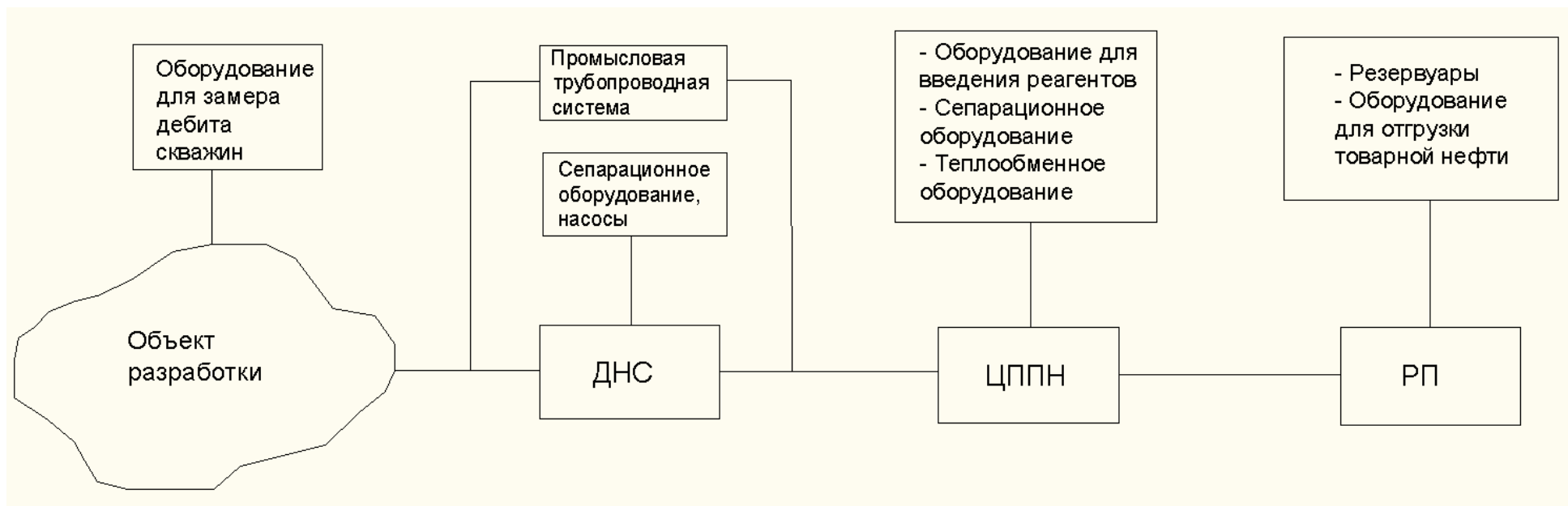


Рис.4. Перечень оборудования для системы сбора и подготовки нефти.

Исходные данные к практическому занятию

Таблица №1

№	Наименование параметра	Номера по журналу													
		1-2	3-4	5-6	7-8	9-10	11-12	13-14	15-16	17-18	19-20	21-22	23-24	25-26	27-28
1	Количество скважин, N, шт.	112	86	130	310	432	185	232	541	360	284	489	604	247	564
2	Расстояние до ЦППН, S, км	18	30	50	70	25	45	35	22	54	62	40	56	28	65
3	Средний дебит одной скважины, $Q_{ср}$, м ³ /сут	35	26	52	25	40	65	30	20	45	70	25	30	70	45
4	Плотность воды, ρ_B , кг/м ³	1010	1020	1000	1040	1010	1030	1000	1010	1040	1020	1000	1010	1030	1020
5	Динамическая вязкость, μ , Па·с	$5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$
6	Обводненность, β , %	20	65	70	40	50	30	60	10	45	35	25	55	20	40
7	Газовый фактор, Г, м ³ /м ³	60	120	340	180	240	420	280	150	250	310	160	320	410	210
8	Содержание мех. примесей, г/л	0,01	0,1	0,3	0,2	0,01	0,5	0,01	0,4	0,01	0,5	0,2	0,01	0,05	0,1
9	Буферное давление, $P_{буф}$, МПа	2,3	1,4	2,0	3,0	1,1	1,3	1,7	1,2	3,0	3,4	1,9	2,8	3,2	3,0
10	Давление на входе в ДНС, $P_{вх}^{ДНС}$, МПа	0,09	0,4	0,6	0,5	0,05	0,7	0,5	0,1	0,8	0,08	0,4	0,7	0,06	0,6
11	Давление на входе в ЦППН, $P_{вх}^{ЦППН}$, МПа	0,4	0,2	0,6	0,3	0,7	0,5	0,9	0,4	0,8	0,4	0,2	0,9	0,5	0,7

12	Эквивалентная шероховатость поверхности трубы, ε , 10^{-2} м	0,12	0,05	2,0	0,08	0,1	1,5	1,8	1,2	0,09	1,1	0,2	0,4	0,8	1,4
13	Температура, T, °C	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
14	Оборудование на ДНС	МФН	ЦН	ЦН	ЦН	МФН	ЦН	ЦН	МФН	ЦН	МФН	ЦН	ЦН	МФН	ЦН
15	Плотность нефти, ρ_n , кг/м ³	900	840	910	920	890	830	900	930	820	840	850	950	850	870
16	Высота расположения ЦППН, Z, м	80	120	90	-50	160	110	80	140	160	70	100	130	160	-80
17	Плотность газа, ρ_g , кг/м ³	1,967	1,967	1,967	1,967	1,967	1,967	1,967	1,967	1,967	1,967	1,967	1,967	1,967	1,967
18	Длина газопровода, l_g , км	120	90	70	55	82	46	65	104	78	92	44	122	62	84

2.1. Оборудование для замера дебита скважин

В настоящее время для замера дебита используются различные установки, например:

- Автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) типа «Спутник». Технические характеристики для различных модификаций АГЗУ «Спутник» приведены в Приложении 1;
- Передвижные и стационарные установки АСМА (см. Приложение 1);
- Передвижные и стационарные установки ИПФ «Сибнефтеавтоматика» (см. Приложение 1);
- Счетчики типа СКЖ (см. Приложение 1).

Выбор оборудования для замера дебита осуществляется на основе сравнения исходных данных варианта задания с техническими характеристиками замерных установок. При этом:

- дебит скважины должен находиться в диапазоне измерений выбранной установки;
- суммарный дебит скважин, подключенных к АГЗУ не должен превышать её пропускную способность;
- значение буферного давления должно соответствовать рабочему давлению АГЗУ;
- значение газового фактора, концентраций механических примесей, содержание H_2S не должно превышать предельных паспортных показателей АГЗУ.

Результатом является обоснованный выбор установки с описанием ее конструкции, принципа работы и технической характеристикой.

Количество замерных установок определяется по формуле:

$$A = \frac{N}{i}; \quad (1)$$

где: N – количество скважин на месторождении;
 i – количество скважин, которые можно подключить к замерной установке.

2.2. Дожимная насосная станция (ДНС)

2.2.1. Определение места расположения ДНС.

Суммарный объем пластовой жидкости, поступающий в систему сбора:

$$\sum Q_{ж} = N * Q_{ср} \quad (2)$$

Для определения диаметра сборного коллектора выберем скорость движения потока:

$$g = 1,2 \div 3,0 \text{ м/с}$$

Скорость потока зависит от внутреннего диаметра трубопровода $D_{вн}$ и расхода жидкости и определяется выражением:

$$g = \frac{4 \sum Q_{ж}}{\pi D_{вн}^2} \quad (3)$$

Следовательно, внутренний диаметр трубопровода

$$D_{вн} = \sqrt{\frac{4 \sum Q_{ж}}{g \pi * 86400}} \quad (4)$$

где: $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, м
 g – средняя скорость потока, м/с.

Трубу для трубопровода выбираем по ГОСТ 20295-85 (Приложение 2, таблица 1) с наиболее близким внутренним диаметром и толщиной стенки, обеспечивающей необходимую прочность трубопровода.

Проверка трубопровода на прочность производится по следующим формулам:

- для тонкостенных труб ($\frac{\Delta}{D_n} \leq 0,0625$)

$$\sigma = P \frac{D_{ср}}{2\Delta} \leq [\sigma_{т}] \quad (5)$$

где: P - расчетное давление жидкости в трубопроводе, принимается равным $(1,2 \div 1,3)P_{раб}$,

$D_{ср}$ - средний диаметр;

$$D_{ср} = \frac{D_n + D}{2} \quad (6)$$

D_n – наружный диаметр трубы по ГОСТ, м,
 D – внутренний диаметр трубопровода по ГОСТ, м,
 Δ - толщина стенки трубы,
 $[\sigma_{т}]$ - допускаемое напряжение, МПа,

$$[\sigma_T] = 0,3\sigma_{вр} \quad (7)$$

$\sigma_{вр}$ - временное сопротивление разрыву материала труб
(Приложение 2 таблицы 2 и 3);

- для толстостенных труб ($\frac{\Delta}{D_H} > 0,0625$)

$$\sigma = P \frac{D_H^2 + D^2}{D_H^2 - D^2} \leq [\sigma_T] \quad (8)$$

Практические расчеты на прочность промышленных трубопроводов предполагают увеличение толщины стенки на 1,5-2,0мм – запас на коррозию в течение срока эксплуатации.

При отклонении диаметра трубы от расчетного более чем на 5%, корректируем скорость движения потока.

$$g' = \frac{4 \sum Q_{ж}}{\pi D^2} \quad (9)$$

Определим гидравлические потери напора на 1 км ($l=1000$ м) трубопровода:

$$h_{1км} = \lambda \frac{l}{D} * \frac{g^2}{2g} \quad (10)$$

где: l - длина трубопровода, м; D – внутренний диаметр трубопровода, м;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от режима течения и относительной шероховатости внутренней стенки трубы, т.е. $\lambda = f(Re, \varepsilon)$, где Re – число Рейнольдса, определяющее режим движения; $\varepsilon = \Delta/D$, ε - эквивалентная шероховатость стенок трубы, м; Δ - высота микронеровностей стенок трубы, мм .

Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = \frac{gD \rho_{см}}{\mu} \quad (11)$$

где: μ – динамическая вязкость жидкости Па,*с;

$\rho_{см}$ – плотность жидкости, кг/м³.

$$\rho'_{см} = \rho_v \beta' + \rho_n (1 - \beta') \quad (12)$$

β' - обводненность продукции после сброса воды, дол. ед.

Если $Re < 2320$, то течение ламинарное и гидравлическое сопротивление определяется по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \quad (13)$$

Для гидравлически гладких труб, течение турбулентное ($\text{Re} > 10^4$, при $\varepsilon \geq 0,01$) и коэффициент гидравлического сопротивления может быть определен по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} \quad (14)$$

В зоне смешанного сопротивления $2320 < \text{Re} < 10^4$ коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,1 \left(\frac{68}{\text{Re}} + \varepsilon \right)^{0,25} \quad (15)$$

Определяем перепад высот на 1 км трубопровода.

$$\Delta Z_1 = \frac{Z}{S} \quad (16)$$

Находим расстояние от объекта разработки до места расположения ДНС (см. рис.5):

$$X = \frac{P_{\text{бyf}} - P_{\text{вх ДНС}}}{(h_1 + \Delta Z_1) \rho_{\text{cm}} g} \quad (17)$$

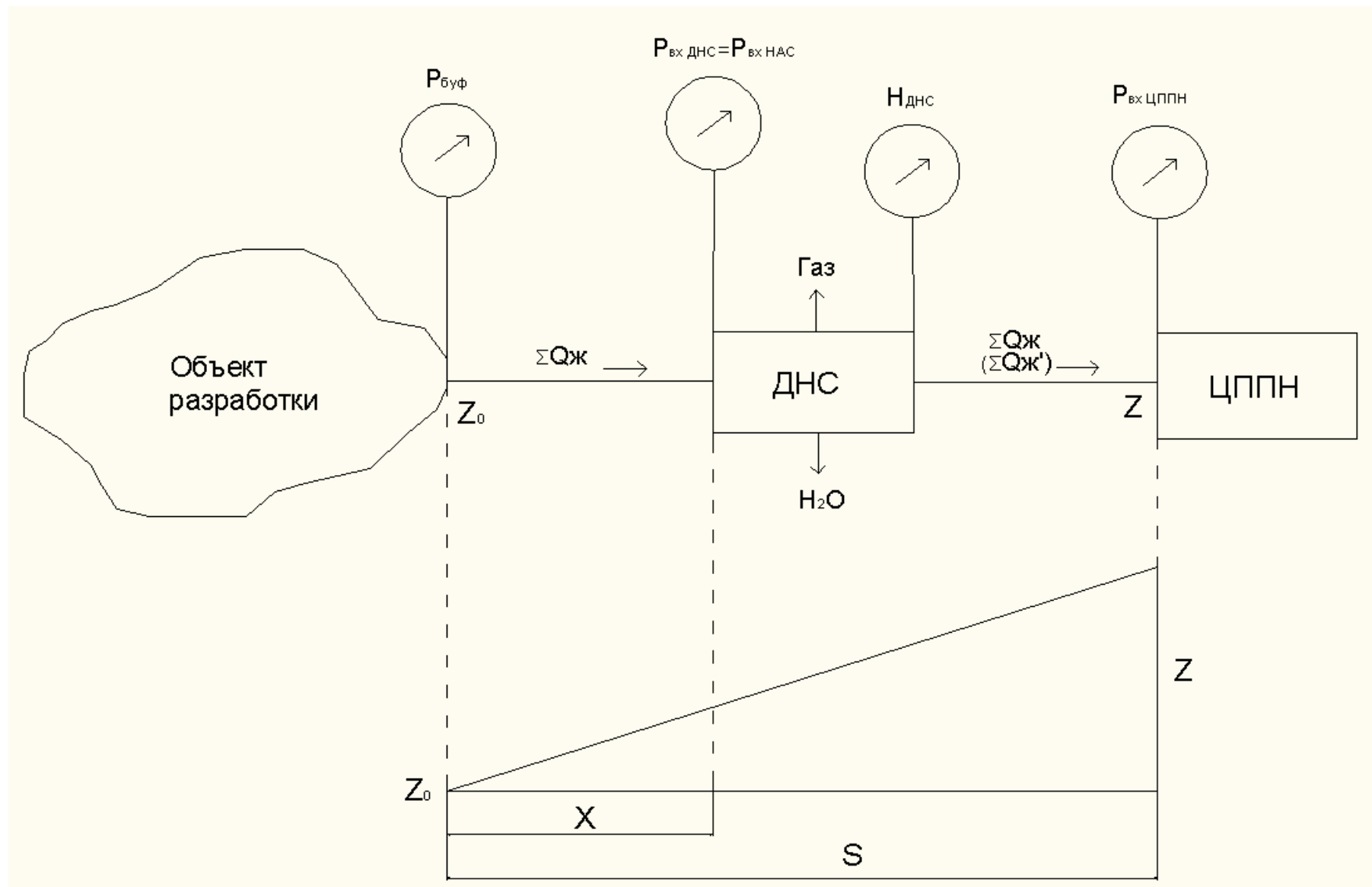


Рис.5. Схема к расчету определения места установки ДНС.

2.2.2. Выбор оборудования ДНС.

Выбор оборудования ДНС осуществляется студентом на основе анализа исходных данных в соответствии со своим вариантом.

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. В этом случае схема ДНС имеет вид, представленный на рис.6.

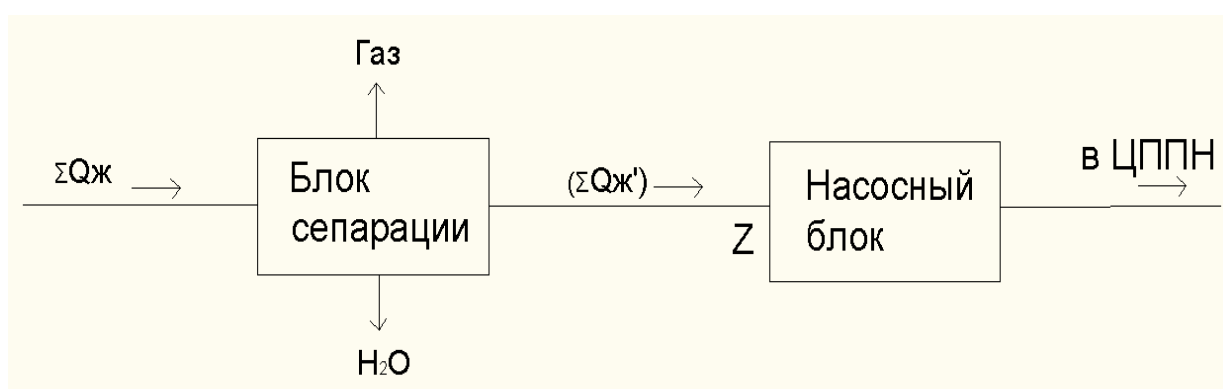


Рис.6. Технологическая схема ДНС с центробежным насосом.

В качестве оборудования для предварительной сепарации газа используются блочные установки типа УБСН, их технические характеристики приведены в Приложении 3.

Для уменьшения объема перекачиваемой продукции используются установки предварительного сброса воды типа УПС, их технические характеристики приведены в Приложении 3.

В качестве насосного оборудования могут быть использованы центробежные насосы типа НД, ЦНС, МС в блочном исполнении (Приложение 4), а также блочные дожимные насосные станции (Приложение 5).

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 $P_{вх\ ДНС}$ (до 0,05 МПа), однако они критичны к содержанию механических примесей, что обуславливает применение фильтров.

Технологическая схема ДНС при использовании МФН представлена на рис.7.

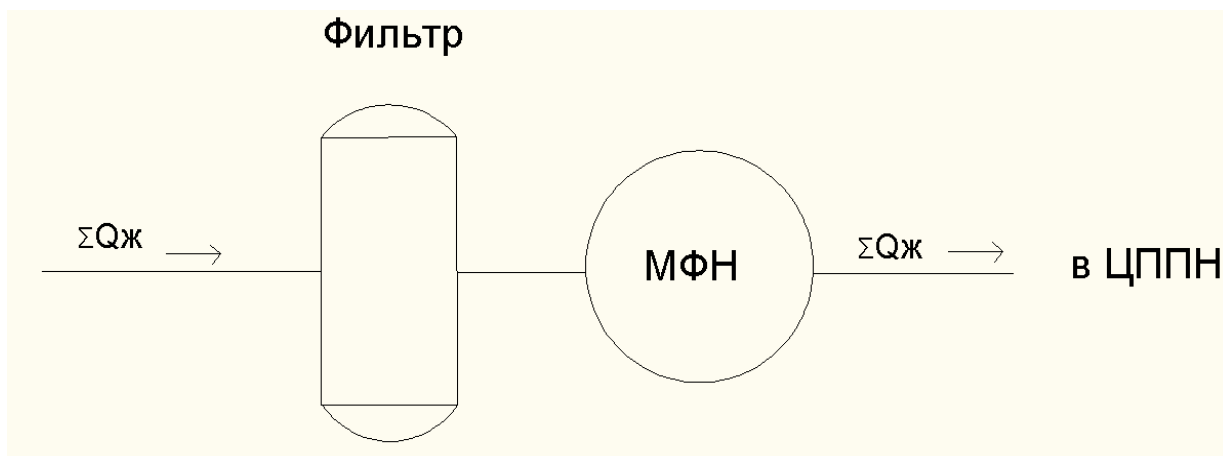


Рис.7. Технологическая схема ДНС с мультифазным насосом.

В ДНС используется модульное исполнение МФН+фильтр (см. Приложение 6). Технические показатели МФН приведены в Приложении 7.

Определение технических показателей оборудования ДНС.

Сепарационное оборудование выбирается по пропускной способности (производительности) технологической единицы. Количество технологических единиц может быть определено из выражения:

$$K = \frac{\sum Q_{ж}}{C} \quad (18)$$

где: C – производительность технологической единицы, т/сут или м³/сут. Значение « C » выбирается таким образом, чтобы $K \geq 2$.

Количество насосных агрегатов на ДНС должно быть не менее двух, при этом один – резервный. Подача одного насосного агрегата Q_n в зависимости от их количества (два, три или четыре) может быть равна $\sum Q_{ж}$, $\frac{\sum Q_{ж}}{2}$ или $\frac{\sum Q_{ж}}{3}$.

Определение необходимого напора насосов ДНС (см. рис. 2).

Напор мультифазного насоса определяется из выражения:

$$H_{\text{ДНС}}^{\text{МФН}} = \frac{P_{\text{ВХ.ЦППН}} - P_{\text{ВХ.НАС}}}{\rho_{\text{см}} g} + (h_1 + \Delta Z_1)(S - X) \quad (19)$$

где: $P_{\text{ВХ.НАС}} \geq 0,05 \text{ МПа}$ – давление на входе в насос.

Для центробежного насоса напор определяется из выражения:

$$H_{\text{ДНС}} = \frac{P'_{\text{ВХ.ЦППН}} - P'_{\text{ВХ.НАС}}}{\rho'_{\text{см}} g} + (h'_1 + \Delta Z_1)(S - X) \quad (20)$$

где: $P'_{\text{ВХ.НАС}} \geq 0,3 \text{ МПа}$ – давление на входе в насос;

h'_1 - потери напора на 1 км трубопровода

$\rho'_{\text{см}}$ - плотность жидкости после частичного (около 80%) сброса пластовой воды.

В соответствии с полученными значениями напора студент выбирает марку насоса, а по значению подачи - количество насосов. Тип насоса определяется вариантом задания (таблица 1).

2.3. Выбор оборудования ЦППН.

Схема технологического оборудования при подготовке нефти представлена на рис.8.

В качестве сепаратора-делителя используется двухфазный сепаратор с дополнительными отводами для подачи жидкости в технологические цепи подготовки продукции.

Количество технологических цепей должно быть не менее 2-х, при чем одна резервная.

Количество продукции в технологической цепи определяется пропускной способностью нефтегазосепаратора и отстойника – $C_{\text{сеп}}$. Следовательно, при $\sum Q_{\text{ж}} = C_{\text{сеп}}$ число технологических цепей равно 2, таким образом, число технологических цепей будет определяться выражением:

$$j = \frac{\sum Q_{\text{ж}}}{C_{\text{сеп}}} \quad (21)$$

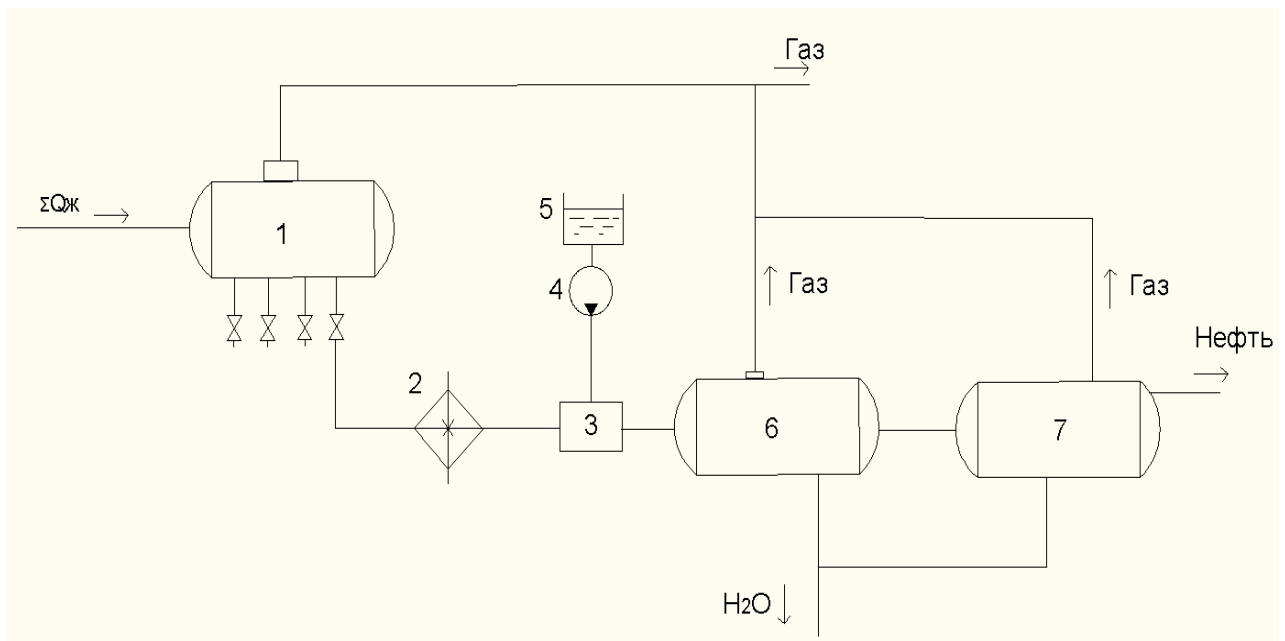


Рис.8. Схема технологического оборудования при подготовке нефти.
 1- сепаратор-делитель; 2 – подогреватель; 3 – смеситель; 4- дозировочный насос; 5 – ёмкость с деэмульгатором; 6 – нефтегазосепаратор; 7 – отстойник.

В качестве сепараторов могут быть использованы установки НГС, УПС, БОУН, СУГ-1500, НГСВМ (Приложение 8).

В качестве отстойников – отстойники ОБН, ОТН-П и др. (Приложение 9).

Подогрев продукции осуществляется с помощью автоматизированных блочных печей ПП-1,6 (Приложение 10). Для ввода деэмульгатора используются дозировочные насосы типа НД (Приложение 11).

2.4. Оборудование резервуарного парка

Оборудование резервуарного парка включает резервуары, технологические трубопроводы, насосное оборудование, средства контроля качества товарной продукции, узел учета отгружаемой продукции, средства пожаротушения и защиты окружающей среды.

Ёмкость резервуарного парка определяются суточным дебитом объекта разработки по нефти $-Q_n$:

$$V = (3 \div 5)Q_n \quad (22)$$

В качестве резервуаров используются вертикальные стальные резервуары РВС различной ёмкости (Приложение 12).

Количество основных резервуаров и их ёмкость выбирается исходя из суточного дебита объекта разработки:

$$V_{\text{осн}} \cong Q_{\text{н}} \quad (23)$$

Следовательно, количество основных резервуаров составит 3-5 единиц (см. зависимость 18).

Число вспомогательных резервуаров может составлять от 2 до 5 единиц, причем их суммарная ёмкость не превышает $Q_{\text{н}}$.

Насосная станция отгрузки товарной нефти должна быть рассчитана на подачу $Q_{\text{н}}$ и состоять минимум из двух технологических единиц. Напор насосной станции зависит от схемы выдачи продукции (наливная эстакада, терминал, сдача на головную насосную станцию МНП).

2.5. Оборудование для сбора и подготовки нефтяного (попутного) газа

Нефтяной газ поступает из сепараторов и отстойников ЦППН, сепараторной установки ДНС и затрубного пространства скважины к пункту подготовки. Внутрискважинная транспортировка газа осуществляется с помощью компрессорных станций (КС), расположенных в непосредственной близости от источников нефтяного газа. Давление на входе в КС близко к атмосферному, а на выходе не превышает 1,0 МПа. На рис.9 представлена схема с перечнем оборудования системы сбора и подготовки газа.

В качестве компрессоров используются винтовые машины, допускающие присутствие конденсата в собираемой продукции. Характеристики винтовых компрессоров приведены в Приложении 13.

Технические показатели компрессоров определяются исходя из данных в соответствии с вариантом задания (Таблица №1).

Давление нагнетания компрессора может быть вычислено по формуле:

$$P_{\text{к}} = 8 \frac{\rho_{\text{г}}}{\pi^2} \lambda_{\text{г}} \frac{Q_{\text{г}}^2}{d^2} l_{\text{г}} \quad (24)$$

где: $Q_{\text{г}}$ - расход газа в газопроводе;

$$Q_{\text{г}} = \mathcal{G}_{\text{г}} \frac{\pi d^2}{4} \quad (25)$$

$\mathcal{G}_{\text{г}}$ - скорость газа в газопроводе (принимается в диапазоне - 15-30 м/с),

d - внутренний диаметр газопровода,

$\rho_{\text{г}}$ - плотность газа при давлении нагнетания,

λ_{Γ} -коэффициент гидравлических сопротивлений в газопроводе,
 l_{Γ} - длина участка газопровода от источника нефтяного газа до
 пункта подготовки.

Число компрессоров определяется из выражения:

$$K = \frac{V_{\Gamma}}{V_{\kappa}} + 1 \quad (26)$$

где: V_{Γ} - количество газа поступающее от источника, приведенное к
 стандартным условиям, м³,
 V_{κ} - производительность компрессора.

В соответствии с полученными значениями давления нагнетания студент
 выбирает марку компрессора, а по значению расхода количество
 компрессоров для компрессорных станций КС1, КС2, КС3 и КС4 (см. рис.9).

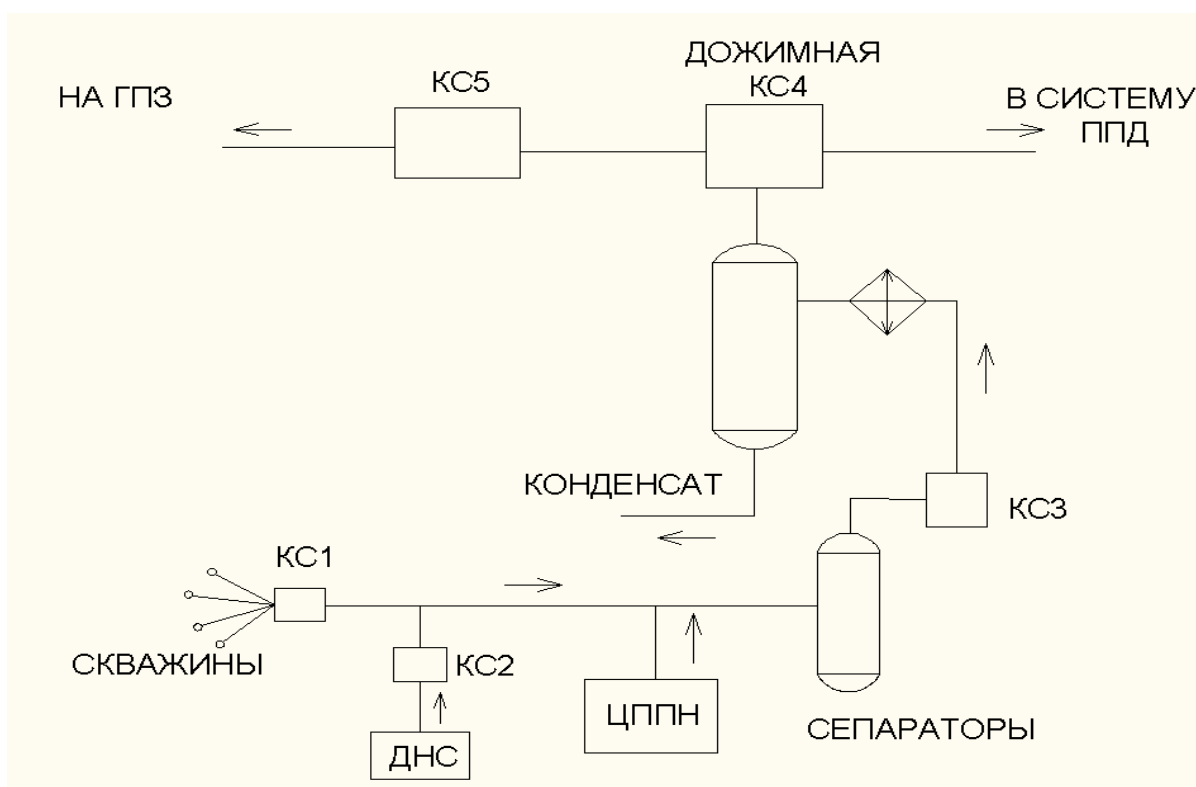


Рис.9. Схема оборудования для системы сбора и подготовки газа.

При входе в пункт подготовки нефтяной газ сепарируется, из него
 удаляются влага, механические примеси и конденсат. В качестве
 сепарационного оборудования используются вертикальные и горизонтальные
 двухфазные газосепараторы, а также гидроциклонные сепараторы
 Приложение 14.

Выбор сепараторов осуществляется по следующим техническим
 параметрам:

- по пропускной способности – C_{Γ} м3/час, или м3/сут;
- рабочему давлению P_p , МПа;
- коррозионной стойкости в зависимости от содержания H_2S - К1, К2 или К3.

Минимальное число сепараторов – два, причем один резервный. Общее число сепараторов на входе газа определяется выражением:

$$j_{\Gamma} = \frac{\sum V_{\Gamma}}{C_{\Gamma}} \quad (27)$$

Очищенный газ поступает на дожимную КС4 (рис.6), где давление увеличивается до 1,5-2,0 МПа. Сжатый газ охлаждается, из него удаляется остаточный конденсат.

Подготовленный газ направляется на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) для чего используется дополнительная КС5, обеспечивающая конечное давление 3,0-5,0 МПа, оснащенная поршневыми газовыми компрессорами (см. рис.6). Технические характеристики компрессоров приведены в Приложении 13.

Вместо отправки на ГПЗ нефтяной газ может закачиваться в пласт для поддержания пластового давления или использоваться для водогазового воздействия на пласт.

3. Порядок оформления работы студентом

Работа выполняется на листах белой бумаги формата А4 и должна иметь титульный лист с названием темы, Ф.И.О. студента, названием группы, Ф.И.О. преподавателя.

Содержание работы должно включать:

- Исходные данные по варианту;
- Расчетные зависимости и результаты расчетов, иллюстрации к расчетам.
- Текстовое обоснование принятых решений;
- Обобщенную схему технологического оборудования с указанием видов (шифров) подобранного насосного, сепарационного и других видов оборудования, а также длин, диаметров трубопроводов и величин давления и расходов в них.
- Приложения должны содержать схемы, рисунки, описание конструкции и технические характеристики выбранного оборудования.
- Список используемой литературы наряду с печатными изданиями должен содержать интернет ресурсы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лутошкин Г.С. «Сбор и подготовка нефти, газа и воды», М. ООО ТИД «Альянс» 2005 г.
2. Мищенко И.Т. «Расчеты при добыче нефти и газа», М. «НЕФТЬ И ГАЗ», 2008 г.
3. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С., Мерициди И.А., Николаев Н.М., Пекин С.С., Сабиров А.А. «Нефтегазопромысловое оборудование», М. «ЦентрЛитНефтеГаз», 2006 г.
4. Молчанов А.Г. «Машины и оборудование для добычи нефти и газа», М. «Издательский дом Альянс», 2010г.
5. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. «Оборудование для добычи нефти и газа», Часть 1 М. ГУП Изд-во «Нефть и газ», 2002 г.
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. «Оборудование для добычи нефти и газа», Часть 2, М. ГУП Изд-во «Нефть и газ», 2003 г.
7. Справочное руководство по проектированию, разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под ред. Ш.К. Гиматудинова, М. «Недра», 1983 г.
8. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Под ред. Е.И. Бухаленко, М. «Недра», 1983 г.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Оборудование для измерения дебита скважин

АГЗУ типа «СПУТНИК»

Технические характеристики

Параметры	А-16-14-400	АМ-25-10-1500	АМ-40-14-400	Б-40-14-500	ВРМ-40-400	М-40-12-400
Число подключаемых скважин	14	10	14	14	14	8—12
Рабочее давление, МПа	1,6	2,5	4	4	4	4
Пределы измерения по жидкости, (м ³ /сут)	10—400	10—1500	10—400	5—400	25—400	1—400
Пропускная способность, м ³ /сут	4000	10000	4000	4000	4000	40000
Погрешность измерения по жидкости, %	±2	±2,5	±2,5	±2,5	±2,5	±2,5

Замерные установки типа «АСМА»

Параметры измеряемой среды

Рабочее давление, МПа, не более	4,0
Вязкость, сСт, не более	500
Объемная доля воды, %, не более	99
Массовая доля серы, %, не более	2
Массовая доля мехпримесей, %, не более	0,05

Содержание сероводорода и агрессивной пластовой воды, вызывающей коррозию свыше 1,35 мм/год, не допускается.

погрешность определения, %, не более:

среднесуточного дебита по жидкости	±2,5
объема попутного газа	±6,0
обводненности:	
при содержании воды в нефти 0—60%	±2,5
при содержании воды в нефти 60—100%	±4,0

Технические характеристики

Модификация установки	Диапазон измерения		Кол-во скважин, подключаемых к установке	Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг, не более
	по жидкости, т/сут	по газу (в 1000 м ³ /сут) при P = 1,5 МПа		длина	ширина	высота	
НО-1-100	0,1–100	18–90	1	5400	3250	3400	4500
НО-8-180ПК	0,1–180	1,44–300	8	8200	3250	3400	14000
НО-8,10,14-180МП	0,1–180	1,44–300	8; 10; 14	8200	3250	3400	14000
МО-400-МЗПК-4, 6, 8, 10, ,12	0,1–400	1,44–300	4; 6; 8; 10; 12	7550+5000	3250 модуль 3200	3500 МЗПК 3500	11000 8000

ПК — наличие переключающих клапанов

МП — наличие многоходового переключателя

МЗПК — наличие модуля запорно-переключающих клапанов

Измерительная установка ИФП «Сибнефтеавтоматика»

Техническая характеристика

Рабочее давление, МПа, не более	4,0
Диапазон измерения жидкости, т/сут	1–400
Диапазон измерения газа, приведенного к нормальным условиям, нм ³ /м ³	40—20000
Предел допускаемой основной относительной погрешности установки при измерении, %, не более:	
массового расхода жидкости	±2,5
объемного расхода газа	± 5,0
Предел допускаемой основной относительной погрешности установки при вычислении массового расхода нефти и воды	6,0

Счетчики для измерения дебита типа СКЖ

Техническая характеристика

Параметры	СКЖ-30-40М2	СКЖ-60-40	СКЖ-60-40М	СКЖ-120-40	СКЖ-60-40Д	СКЖ-90-40Д	СКЖ-120-40Д
Диапазон измерения расхода, т/сутки: — по первому каналу — по второму каналу	До 30 Нет	До 60 Нет	До 60 Нет	До 120 Нет	До 30 До 30	До 30 До 60	До 60 До 60
Максимальное рабочее давление, МПа	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Допускаемое значение кинематической вязкости жидкости, м ² /с:	0,0005	0,0005	0,00015	0,00015	0,0005	0,0005	0,00015
Допускаемый предел изменения газового фактора, м ³ /т	0,1-100	0,1-100	0,1-50	0,1-50	0,1-100	0,1-100	0,1-50
Относительная погрешности счетчика в диапазоне измерения, % не более	2,5	2,5	2,0	2,0	2,5	2,5	2,0
Электропитание:	Переменный ток 50 Гц 220 В						
Масса счетчика, кг	86	136	86	136	136	136	136

Приложение 2.

Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов ГОСТ 20295-85

Трубы изготовляют трех типов:

- 1— прямошовные диаметром 159—426 мм, изготовленные контактной сваркой токами высокой частоты;
- 2— спирально шовные диаметром 159—820 мм, изготовленные электродуговой сваркой;
- 3— прямошовные диаметром 530—820 мм, изготовленные электродуговой сваркой.

В зависимости от механических свойств трубы изготовляют классов прочности: К 34, К 38, К 42, К 50, К 52, К 55, К 60. Размеры труб должны соответствовать приведенным в табл. 1. Трубы изготовляют длиной от 10,6 до 11,6 м.

Размеры и масса труб

Таблица 1

Наружный диаметр, мм	Теоретическая масса 1 м труб, кг, при толщине стенки, мм															
	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	10	11	12
159	11,54	13,42	15,29	17,15	18,99	20,82	22,64	—	—	—	—	—	—	—	—	—
168	12,21	14,20	16,18	18,15	20,10	22,04	23,97	—	—	—	—	—	—	—	—	—
219	15,98	18,60	21,21	23,81	26,39	28,96	31,52	34,06	36,60	39,12	41,63	—	—	—	—	—
245	—	—	23,77	26,69	29,59	32,49	35,37	38,23	41,09	43,93	46,76	—	—	—	—	—
273	—	—	26,54	29,80	33,05	36,28	39,51	42,72	45,92	49,11	52,28	—	—	—	—	—
325	—	—	31,67	35,57	39,46	43,34	47,20	51,05	54,90	58,73	62,54	66,35	70,14	—	—	—
377	—	—	—	41,34	45,87	50,39	54,90	59,39	63,87	68,34	72,80	77,25	81,68	—	—	—
426	—	—	—	—	51,91	57,04	62,15	67,25	72,33	77,41	82,47	87,52	92,56	102,59	—	—
530	—	—	—	—	64,74	71,14	77,54	83,92	90,29	96,64	102,99	109,32	115,84	128,24	140,79	153,30
630	—	—	—	—	77,07	84,71	92,33	99,95	107,55	115,14	122,72	130,28	137,83	152,90	167,92	182,89
720	—	—	—	—	88,17	96,91	105,65	114,37	123,09	131,79	140,47	149,15	157,81	175,10	192,34	209,52
820	—	—	—	—	100,50	110,48	120,45	130,40	140,35	150,28	160,20	170,11	180,00	199,76	219,46	239,12

Примечания:

1. Теоретическая масса определена по номинальным размерам (без учета усиления шва) при плотности стали 7,85 г/см³.
2. При изготовлении труб типа 2 теоретическая масса увеличивается за счет усиления шва на 1,5 %, труб типа 3— на 1 %.
3. По требованию потребителя допускается изготовление труб с промежуточной толщиной стенки в пределах табл. 1 с интервалом 0,1 мм.

Классы прочности труб.

Таблица 2

Тип трубы	Углеродистая сталь			Низколегированная сталь			
	класса прочности						
	К 34	К 38	К 42	К 50	К 52	К 55	К 60
1	+	—	+	—	—	—	—
2	+	—	+	—	—	—	—
Диаметром от 159 до 377 мм	+	+	+	—	—	—	—
Диаметром » 530 » 820 мм	—	—	—	+	+	+	+
3	—	—	—	+	+	—	—

Примечания:

1. Трубы класса прочности К 60 изготавливают только термически упрочненными.
2. Знаки «+» и «—» означают изготовление и не изготовление труб.

Механические свойства труб.

Таблица 3

Класс прочности	Временное сопротивление разрыву σ_b , Н/мм ² (кгс/мм ²)	Предел текучести σ_s , Н/мм ² (кгс/мм ²)	Относительное удлинение δ_s , %	Класс прочности	Временное сопротивление разрыву σ_b , Н/мм ² (кгс/мм ²)	Предел текучести σ_s , Н/мм ² (кгс/мм ²)	Относительное удлинение δ_s , %
	не менее				не менее		
К 34	333 (34)	206 (21)	24	К 52	510 (52)	353 (36)	20
К 38	372 (38)	235 (24)	22	К 55	539 (55)	372 (38)	20
К 42	412 (42)	245 (25)	21	К 60	588 (60)	412 (42)	16
К 50	485 (50)	343 (35)	20				

Примечание. Для труб типов 2 и 3 классов прочности от К 50 до К 55 включительно верхний предел временного сопротивления не должен превышать минимального значения более чем на 118 Н/мм² (12 кгс/мм²), для труб типа 2 класса прочности К 60 — более чем на 147 Н/мм² (15 кгс/мм²).

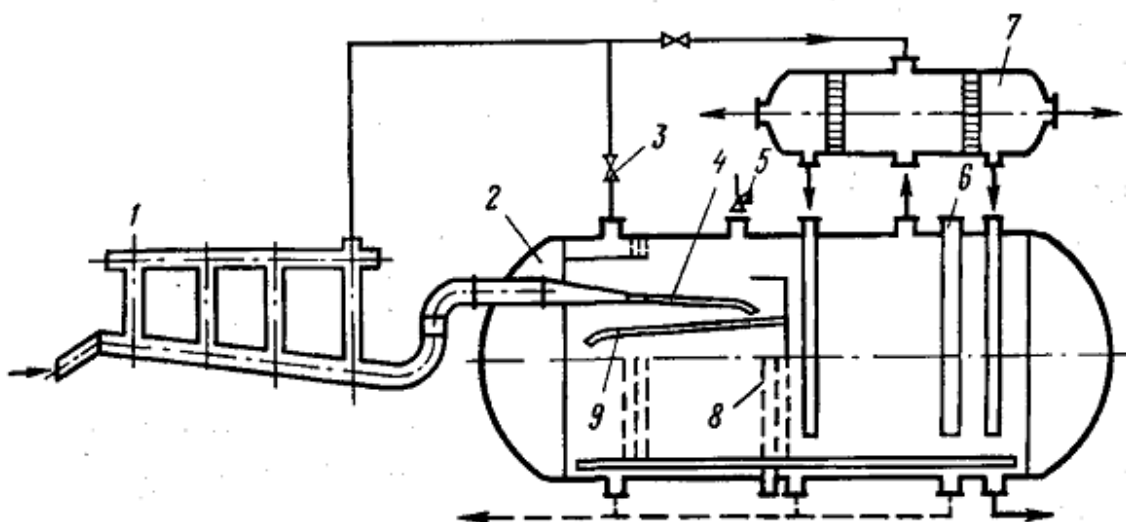
Приложение 3. Сепарационные установки ДНС

Блочная сепарационная установка УСБ-1600/16.

Техническая характеристика

Пропускная способность установки	
по жидкости, м ³ /сут.....	16 000
Рабочее давление, МПа	1,6
Газовый фактор, м ³ /м ³	120
Температура сырья, °С	50
Рабочая среда	<i>Сырая нефть</i>
Содержание сероводорода в нефти, % не более	0,2
Питание	<i>Переменный ток</i>
Напряжение, В	220/380
Частота, Гц	50
Потребляемая мощность, Вт	1500
Габариты установки, мм:	
длина	28 000
ширина	4 500
высота	5 880
Объем сепаратора, м ³	80
Масса, т.....	36

Схема блочной сепарационной установки



1 — устройство предварительного отбора газа; 2 — технологическая емкость; 3 — задвижка; 4 — лоток; 5 — предохранительный клапан; 6 — труба для установки датчиков и регулятора уровня; 7 — каплеотбойник; 8 — перегородка; 9 — полка

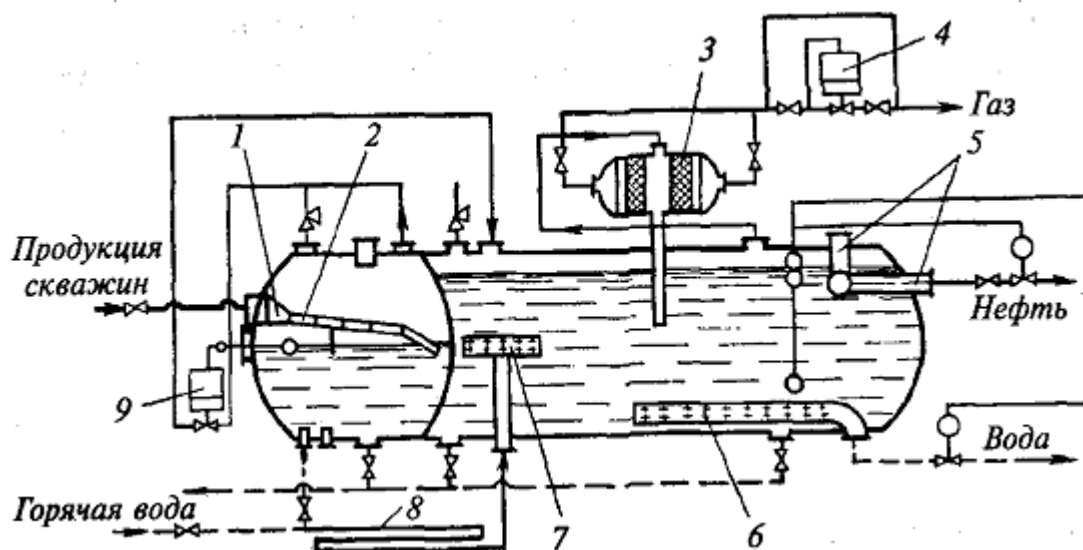
Показатели	УБСН-400-1.6/4	УБСН-1600-1.6/4	УБСН-6300-1.6/4
Температура окружающей среды, К (°С)	233 , 313 (-40 , -40)		
Максимальная производительность по сырью, м ³ /с (м ³ /сут)	0.0092 (800)	0.018 (1600)	0.036 (3150)
Максимальное рабочее давление нагнетания, МПа	4.0		
Рабочая среда:	сырая нефть		
Максимальная температура, К (°С)	323 (50)		
кинетическая вязкость, м ² /с (сСт)	0.00015 (150)		
плотность, кг/м ³	750 , 900		
Максимальное содержание в рабочей среде (объемных), %:			
сероводорода	0,01		
углекислого газа	1		
Максимальный газовый фактор при нормальных условиях, м ³ /м ³	200		
Максимальный унос свободного газа нефтью (объемных), %	2		
Максимальный унос капельной нефти газом, м ³ /м ³	0.1×10 ⁻⁶		
Максимальная потребляемая мощность силовым электрооборудованием, кВт	132	200	315
Режим работы	непрерывный		
Объем технологической емкости, м ³	10	40	40
Габариты, мм	16090*13510*4748	21765*14450*6148	22010*15106*6880
Масса, кг, не более	26600	44500	61000

Установка предварительного сброса воды типа УПС

Техническая характеристика

Параметры	УПС-3000-6м	УПС-6300-6м
Объем технологической ёмкости, м ³	100	200
Пропускная способность, т/ч	3000	6300
Обводненность поступающей нефти не более, %	90	90
Обводненность выходящей из установки нефти не более, %	20	20
Газовый фактор поступающей нефти не более, м ³ /м ³	120	120
Рабочее давление в установке, МПа	0,6	0,6
Масса, т	29,5	43,5

Технологическая схема УПС



1- сопло; 2 – нефтеразливная полка; 3- каплеотбойник; 4- регулятор давления; 5 – штуцер; 6-перфорированный отводящий трубопровод; 7- входной распределитель; 8- каплеобразователь; 9- регулятор.

Приложение 4. Центробежные насосы ДНС

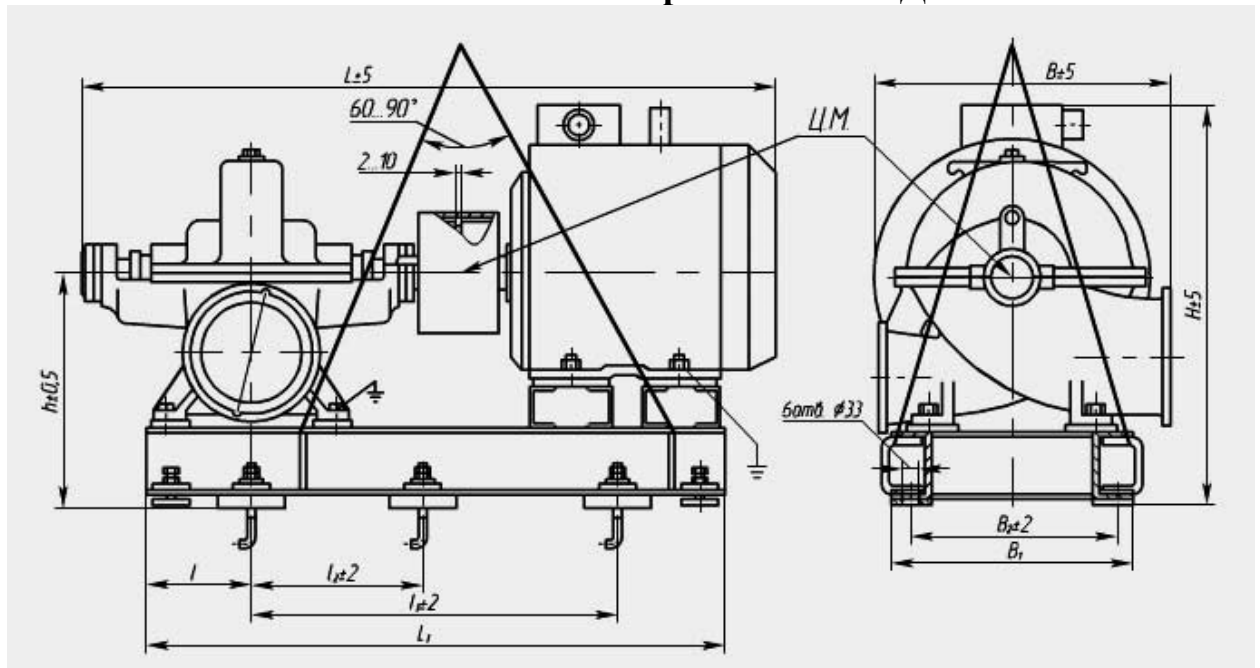
Центробежные насосы типа НД

Техническая характеристика насосов типа 8НД

Марка насоса	Ном. расход, м ³ /час	Ном. напор, м	Округленная частота вращения, об/мин	Мощность эл-дв., кВт	Масса, кг
8НДв-Нм	500	38	1000	110	2100
8НДв-Нм-а	470	34		75	1900

8НДВ-НМ-б	420	30	1500	55	1750
8НДВ-НМ	630	90		315	2760
8НДВ-НМ-а	550	82		250	2400
8НДВ-НМ-б	500	74		200	2150

Схема насосного агрегата типа НД



1

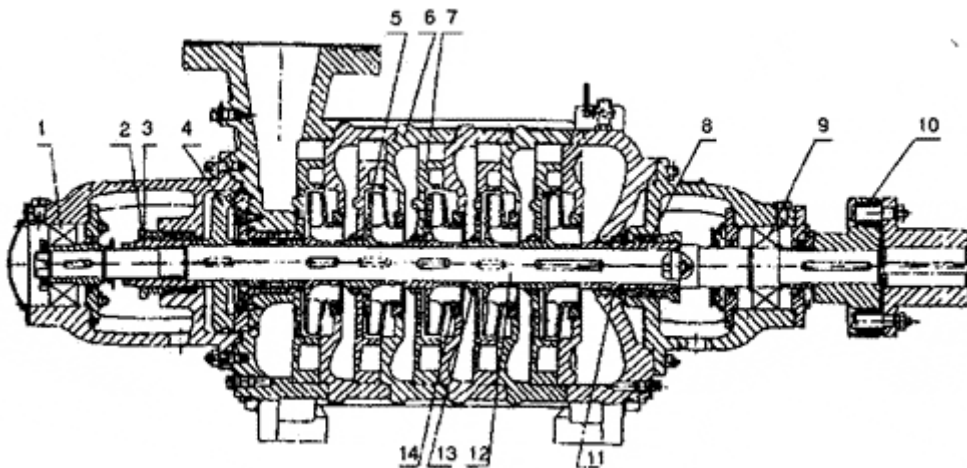
Центробежные насосы типа ЦНС

Техническая характеристика насосов типа ЦНСН

Тип	Типоразмер	Материал	Тип уплотнения	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения	N насоса, кВт	Кав. запас, м
ЦНСН	13-350	-		13	350	2950	25,3	3
ЦНСН	13-315	-		13	315	2950	22,8	3
ЦНСН	13-280	-		13	280	2950	20,2	3
ЦНСН	13-245	-		13	245	2950	17,7	3
ЦНСН	13-210	-		13	210	2950	15,2	3
ЦНСН	13-175	-		13	175	2950	12,9	3
ЦНСН	13-140	-		13	140	2950	10,3	3
ЦНСН	13-105	-		13	105	2950	7,7	3
ЦНСН	13-70	-		13	70	2950	5,2	3

ЦНСН	38-220	-		38	220	2950	33,0	3,6
ЦНСН	38-198	-		38	198	2950	29,7	3,6
ЦНСН	38-176	-		38	176	2950	26,4	3,6
ЦНСН	38-154	-		38	154	2950	23,1	3,6
ЦНСН	38-132	-		38	132	2950	19,8	3,6
ЦНСН	38-110	-		38	110	2950	17,3	3,6
ЦНСН	38-88	-		38	88	2950	13,8	3,6
ЦНСН	38-66	-		38	66	2950	10,4	3,6
ЦНСН	38-44	-		38	44	2950	6,9	3,6
ЦНСН	60-330	-		60	330	2950	77,0	4,5
ЦНСН	60-297	-		60	297	2950	69,3	4,5
ЦНСН	60-264	-		60	264	2950	61,6	4,5
ЦНСН	60-250	-		60	250		75	
ЦНСН	60-250	-		60	250	1475	63,8	3
ЦНСН	60-231	-		60	231	2950	53,9	4,5
ЦНСН	60-225	-		60	225		75	
ЦНСН	60-225	-		60	225	1475	57,4	3
ЦНСН	60-200	-		60	200		75	
ЦНСН	60-200	-		60	200	1475	51,0	3
ЦНСН	60-198	-		60	198	2950	46,2	4,5
ЦНСН	60-175	-		60	175		55	
ЦНСН	60-175	-		60	175	1475	44,7	3
ЦНСН	60-165	-		60	165	2950	40,3	4,5
ЦНСН	60-150	-		60	150		55	
ЦНСН	60-150	-		60	150	1475	38,3	3
ЦНСН	60-132	-		60	132	2950	32,2	4,5
ЦНСН	60-125	-		60	125		45	
ЦНСН	60-125	-		60	125	1475	31,9	3
ЦНСН	60-100	-		60	100		30	
ЦНСН	60-100	-		60	100	1475	25,5	3
ЦНСН	60-99	-		60	99	2950	24,2	4,5
ЦНСН	60-75	-		60	75		22	
ЦНСН	60-75	-		60	75	1475	19,2	3
ЦНСН	60-66	-		60	66	2950	16,1	4,5
ЦНСН	60-50	-		60	50		18,5	
ЦНСН	60-50	-		60	50	1475	12,8	3
ЦНСН	105-490	-		105	490		250	
ЦНСН	105-490	-		105	490	2950	216	6
ЦНСН	105-441	-		105	441		315	
ЦНСН	105-441	-		105	441	2950	201	6
ЦНСН	105-392	-		105	392		250	

Схема насоса ЦНС, ЦНСН в разрезе



1. Подшипник; 2- крышка сальника; 3-защитная втулка; 4- диск гидравлической пяты;
 5- рабочее колесо; 6- секция; 7-лопаточный отвод; 8-сальниковая набивка; 9- подшипник; 10- муфта; 11- втулка гидрозатвора; 12- вал; 13,14- кольцо уплотняющее.

Приложение 5. Блочные насосные установки

Технические характеристики блочных насосных установок типа БН

Компоновка технологического блока насосными агрегатами

Блок	Номи- нальная подача		Номи- нальный напор, МПа	Насос			Электродвигатель	
	м ³ /сут	м ³ /ч		Тип	Число		Тип	Мощность, кВт
					рабочих	резер- вных		
БН-500-9	500	22	0,9	3МС-10×4	1	1	ВАО-72-2	30
БН-500-13	500	22	1,3	3МС-10×6	1	1	ВАО-81-2	40
БН-500-17	500	22	1,7	3МС-10×8	1	1	ВАО-82-2	55
БН-500-21	500	22	2,1	3МС-10×10	1	1	ВАО-82-2	55
БН-1000-12	1000	45	1,2	4МС-10×4	1	1	ВАО-81-2	40
БН-1000-19	1000	45	1,9	4МС-10×6	1	1	ВАО-91-2	75
БН-1000-25	1000	45	2,5	4МС-10×8	1	1	ВАО-92-2	100
БН-1000-31	1000	45	3,1	4МС-10×10	1	1	ВАО-92-2	100
БН-2000-13	2000	85	1,3	5МС-10×3	1	1	ВАО-92-2	100
БН-2000-17	2000	85	1,7	5МС-10×4	1	1	ВАО-101-2	125
БН-2000-22	2000	85	2,2	5МС-10×5	1	1	ВАО-102-2	160
БН-2000-26	2000	85	2,6	5МС-10×6	1	1	ВАО-102-2	160

Техническая характеристика технологических блоков БН

Параметры	БН-500	БН-1000	БН-2000
Номинальная подача, м ³ /сут	500	1000	2000
Допускаемые колебания подачи, %	+15 и -40		
Давление сепарации, МПа	До 0,6		
Давление нагнетания насосов, МПа	От 0,9 до 2,1	От 1,2 до 3,1	От 1,3 до 2,6
Газовый фактор, м ³ /м ³	До 120		
Рабочая среда	Сырая нефть и растворенный газ		
Температура среды, °С	5—50		
Допустимая температура, °С	±50		
Марка насосов	3МС-10	4МС-10	5МС-10
Тип электродвигателя	ВАО		
Число насосных агрегатов	2		
Габариты, мм:			
в собранном виде	10 100×3250×4860		
транспортные	10 100×3250×3965		
Масса БН в исполнении, кг:			
открытом	13 200	14 020	16 000
закрытом	15 200	16 020	18 000

Блочные дожимные насосные станции

Техническая характеристика дожимных насосных станций

Показатели	ДНС-7000	ДНС-14000	ДНС-20000
Подача, м ³ /сут	7000	14 000	20 000
Давление сепарации, МПа	До 0,6		
Давление нагнетания насосов, МПа	19—28		
Число устанавливаемых буферных емкостей	2	3	4
в том числе резервных	1		
Число устанавливаемых насосных агрегатов	2	3	4
в том числе резервных	1		
Тип насоса	8НД-9×3		
Подача насоса, м ³ /ч	280		
Тип электродвигателя	А-114-2М		
Частота вращения, мин ⁻¹	2950		
Мощность электродвигателя, кВт	400		
Напряжение, В	6000		
Установленная мощность, кВт	782	1226	1629
Потребляемая мощность, кВт	399	782	1166
Число блоков сбора и откачки утечек нефти	1		
Число блоков низковольтной аппаратуры и КИП и А	1		
Число распределительных устройств КРУН-6	1		
Число свечей аварийного сброса газа	1		
Габариты насосного блока, мм:			
длина	6350		
ширина	3230		
высота	3470		
Масса насосного блока, кг	9000		

Приложение 6. Модульная мультифазная насосная станция ММНС

Технические характеристики

Показатель	ММНС1-125	ММНС1-275	ММНС1-500	ММНС1-800	ММНС2-350	ММНС2-800	ММНС2-1600
Тип насосного агрегата	АНМ-2В1-125/2,0	АНМ-2В1-300/4,0	АНМ-2В1-300/4,0	АНМ-2В1-600/5,0	АНМ-2В2-200/5,0	АНМ-2В2-400/6,3	АНМ-2В2-630/6,3
Содержание газа макс, %об.	100	100	100	100	90	90	90
Давление на входе мин/макс, МПа	0/2,0	0/2,0	0/2,0	0/2,0	-0,15/6,3	-0,15/6,3	-0,15/6,3
Дифференциальное давление, МПа, до	2,5	4,0	4,0	5,0	5,0	6,3	6,3
Кол-во насосов рабочих/резервных, шт.	1/1	1/1	2/1	2/1	2/1	2/1	3/1
Установлен, мощность электропривода, кВт	320	500	750	1350	945	1350	2520
Кол-во модулей насосных / управления, шт.	1/1	1/1	2/1	3/1	2/1	3/1	4/1
Габаритные размеры насосного модуля, м (дхшхв)	9х3,2х2,7	9х3,2х2,7	9х3,2х2,7	12х3,2х3,1	9х3,2х2,7	12х3,2х3,1	12х3,2х3,1
Габаритные размеры модуля управления, м	6х3,2х2,7	6х3,2х2,7	9х3,2х2,7	12х3,2х2,7	9х3,2х2,7	12х3,2х2,7	12х3,2х2,7
Напряжение питания, В	380	315					
Давление нагнетания, МПа	6.3	6.3					

ММНС состоит из насосного модуля (модулей), объединенного в блок, и модуля управления (энергоснабжения).

В насосном модуле установлены:

- многофазные двухвинтовые насосы с регулируемыми электроприводами во взрывозащищенном исполнении;
- технологические трубопроводы с запорно-регулирующей, предохранительной и защитной арматурой;
- вспомогательные системы.

В модуле управления монтируются:

- устройства регулирования скорости вращения насосов;
- шкафы и системы управления исполнительными механизмами станции.

Модули станции оснащены соответствующими системами жизнеобеспечения, безопасности, пожаротушения и охраны окружающей среды. Модульный принцип поставки готовых к эксплуатации насосных станций дает потребителю существенный экономический выигрыш за счет быстрого ввода в эксплуатацию, демонтажа станции и установки на новых месторождениях.

Приложение 7. Мультифазные насосы ДНС

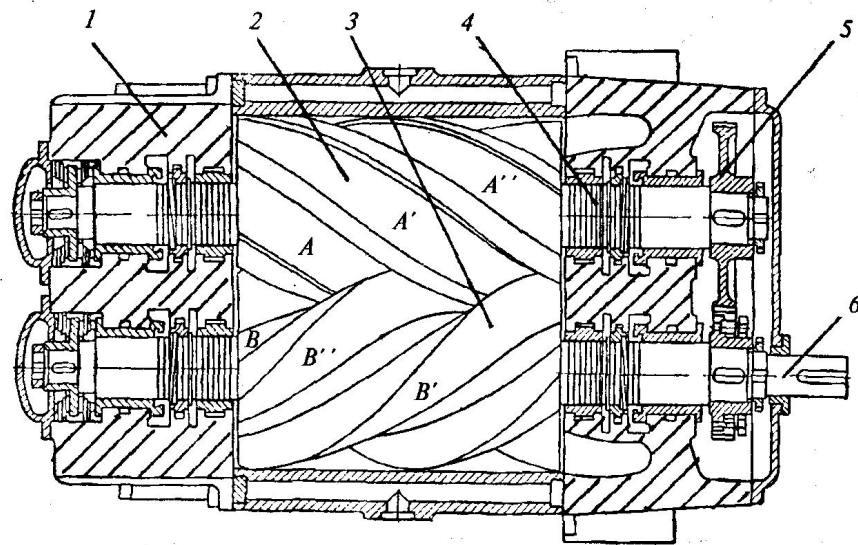
Мулифазные насосы типа 2ВВ

Техническая характеристика мультифазных насосов типа 2ВВ

Марка агрегата	Подача, м3/час	Давление насоса, кгс/см2	Частота вращения, об/мин	Мощность двигателя, кВт	Давление на входе, кгс/см2, не более
A5 2BB 16/25-10/20	16	25.00	1450	37.00	25.00
A5 2BB 25/25-16/20	25	25.00	1450	45.00	25.00
A5 2BB 40/25-25/20	40	25.00	1450	55.00	25.00
A5 2BB 50/25-40/20	50	25.00	1450	75.00	25.00
A5 2BB 80/25-63/20	80	25.00	1450	110.00	25.00
A5 2BB 125/25-100/20	125	25.00	1450	200.00	25.00
A5 2BB 160/25-125/20	160	25.00	1450	250.00	25.00
A5 2BB 200/25-150/20	200	25.00	1450	315.00	25.00
A5 2BB 250/25-200/20	250	25.00	1450	400.00	25.00
A5 2BB 320/25-250/20	320	25.00	1450	400.00	25.00
A1 2BB 50/25-40/20	50	25.00	1450	75.00	25.00
A1 2BB 63/25-50/20	63	25.00	1450	90.00	25.00
A1 2BB 80/25-63/20	80	25.00	1450	110.00	25.00
A1 2BB 125/25-100/20	125	25.00	1450	200.00	25.00
A1 2BB 160/25-125/20	160	25.00	1450	250.00	25.00
A1 2BB 15/40-8/30	15	40.00	1450	45.00	25.00
A8 2BB 22/40-10/25	22	40.00	1450	55.00	25.00
A8 2BB 25/40-16/25	25	40.00	1450	75.00	25.00
A8 2BB 40/40-25/25	40	40.00	1450	75.00	25.00

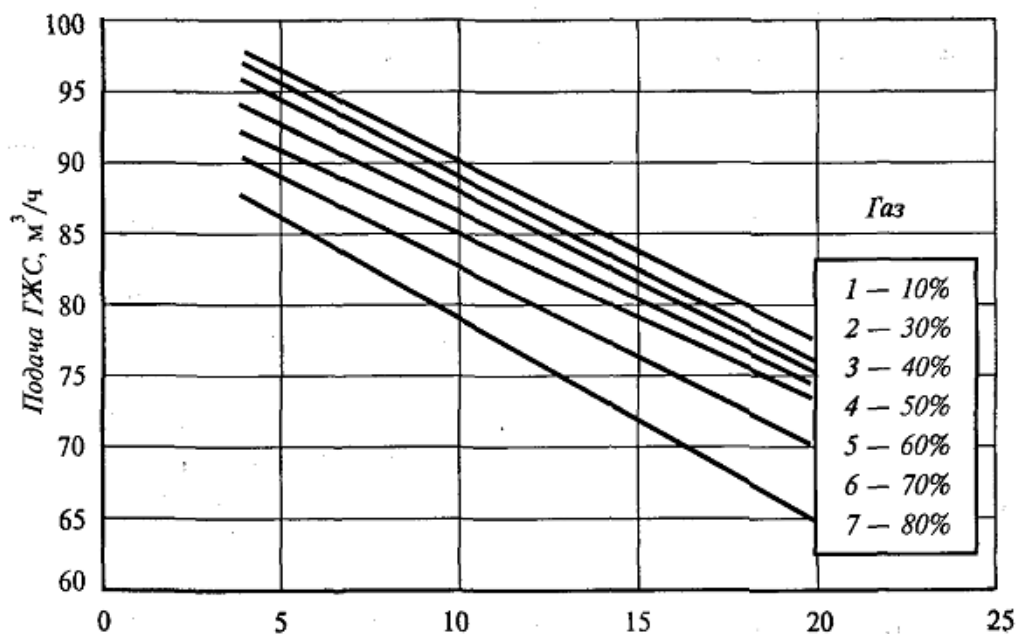
A3 2BB 63/25-50/25-01	63	25.00	1450	110.00	25.00
A8 2BB 80/40-40/40	80	40.00	1450	250.00	25.00
A8 2BB 50/40-30/40	50	40.00	1450	160.00	25.00

Схема мультифазного насоса типа 2BB



1 — корпус; 2 — ведомый винт; 3 — ведущий винт; 4 — торцовые или лабиринтные уплотнения; 5 — шестерни синхронизации вращения винтов, 6 — ведущий вал; линии А и В — соответственно впадины и выступы(гребни) ведомого и ведущего винта

Характеристика насоса А3 2BB 65/25



Приложение 8.
Сепарационные установки ЦППН
Техническая характеристика установок обезвоживания нефти
БУОН - (П, Г, С)

Объем аппарата, м ³	50,80,100,200
Давление рабочее, МПа	от 0,6 до 3,0
Температура среды, С	до +60
Производительность, м ³ /сут	от 2000 до 10000

Показатели		При предварительном сбросе воды	При глубоком обезвоживании	При обессоливании нефти
Содержание воды в нефти, %	на входе	более 30	менее 30	менее 30
	на выходе	1-10	0,05-0,2	0,05-0,2
Содержание нефти в воде на выходе, мг/л		до 20	до 100	до 100
Содержание хлористой соли на выходе, мг/л		-	-	до 100

Техническая характеристика сепарационных установок типа НГС

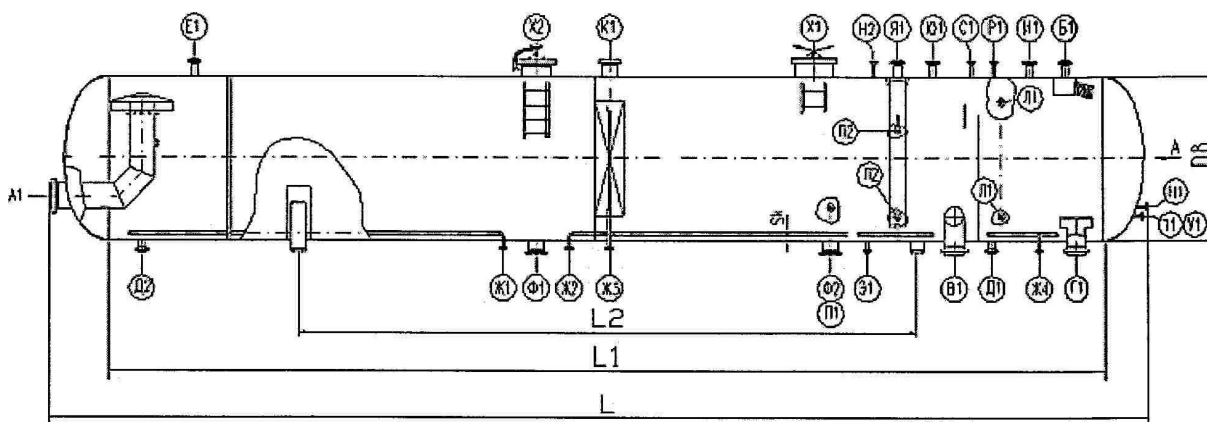
Установка	Наибольшая пропускная способность по нефти $Q_{н}$, т/сут	Наибольшая пропускная способность по газу $Q_{г}$, тыс. м ³ /сут
1	2	3
НГС6-1400		150
НГС16-1400		260
НГС25-1400	2 000	330
НГС40-1400		420
НГС64-1400		560
НГС6-1600		340
НГС16-1600		590
НГС25-1600	5 000	750
НГС40-1600		960
НГС64-1600		1260
НГС6-2200		600
НГС16-2200		1000
НГС25-2200	10 000	1300
НГС40-2200		1700
НГС64-2200		2200
НГС6-2600		1000
НГС16-2600	20 000	1800
НГС25-2600		2300
НГС40-2600		3000
НГС6-3000		1500
НГС16-3000		2700
НГС25-3000	30 000	3400
НГС40-3000		4400

Сепарационные установки типа НГСВМ

Техническая характеристика

Производительность: - по нефтеводяной смеси, м3/час (м3)	15-30 (25)	30-60 (50)	60-120 (100)	120-240 (200)
- по газу, тыс. нм3/час	6-27,5	13-55	25-75	38-109
Вместимость, м3	25	50	100	200
Условное давление, МПа	0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0			
Температура среды, °С	от 0 до 100			
Массовая концентрация жидкости в очищенном газе, г/м3	не более 0,1			
Массовая концентрация нефти в воде на выходе, мг/л	не более 50			
Концентрация воды в нефти на выходе, %	0,5...10,0			
Габаритные размеры, LxH, мм	10320x 3013	13191x 3433	15515x 4055	23512x 4328

Схема НГСВМ



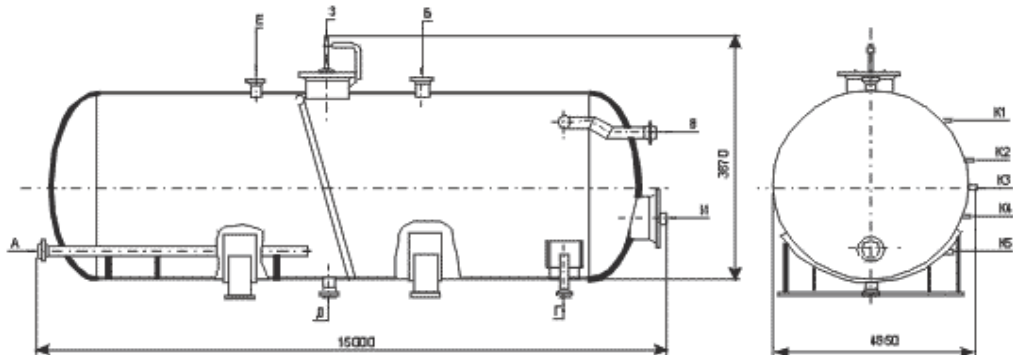
A1	Вход продукта	П1	Для сигнализатора уровня
B1	Выход газа	X1,2	Люк-лаз
V1	Выход воды	Ф1,2	Для зачистки
G1	Выход нефти	И1	Для датчика уровня
E1	Для СППК	Л1,2	Для уровнемерной колонки
H1,2	Для сигнализатора уровня	P1	Для манометра
D1,2	Дренаж	T1	Для термометра
Y1	Для уровнемера воды	У1	Для датчика температуры
K1	Для загрузки колец	Ю1	Для пробоотборника
C1	Для датчика давления		

Приложение 9. Отстойники для ЦППН

Отстойники типа ОГН-П Техническая характеристика

Обозначение аппарата	Объем, м ³	Производительность по жидкости, м ³ /сут	Давление условное, МПа	Внутренний диаметр, D, мм	Длина, L, мм	Толщина стенки, S _к , мм	Толщина днища, S _д , мм	Масса, кг
ОГН-П-25	25	2000	1,0	2400	6285	10	10	5513
			1,6		6290	14	14	7074
			2,5		6340	18	18	8901
ОГН-П-50	50	4000	1,0	2400	11485	10	10	8741
			1,6		11490	14	14	11572
			2,5		11540	18	18	14677
ОГН-П-100	100	7500	1,0	3000	14385	12	14	16044
			1,6		14395	16	16	20239
			2,5		14485	22	22	27347
ОГН-П-200	200	15000	1,0	3400	22090	12	16	26629
			1,6			16	16	33520

Отстойники горизонтальные типа ОГ



Техническая характеристика

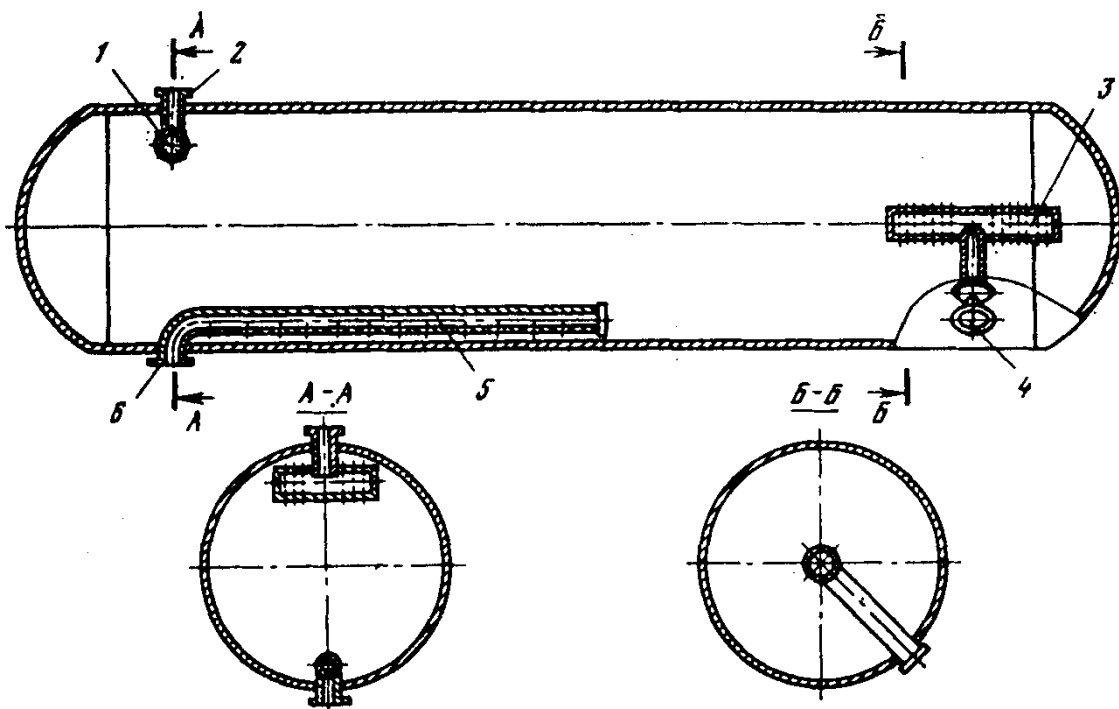
Объем, м ³	100
Давление рабочее P, МПа (кгс/см ²)	0,6 (6)
Температура минимальная допустимая стенки аппарата, °С	Минус 40
Среда	Нефть, пластовая вода
Характеристика среды	Слабокоррозийная, взрывоопасная, пожароопасная
Основной материал	09Г2С-6 ГОСТ 5520-79
Масса, кг	19200

Таблица штуцеров

Обозначение	Наименование	Проход условный Ду, мм
А	Вход нефти	200
Б	Для датчиков уровня	200
В	Выход нефти	150
Г	Выход воды	150
Д	Для дренажа	150

Обозначение	Наименование	Проход условный Ду, мм
Е	Для предохранительного клапана	100
З	Люк-лаз	700
И	Смотровой люк	700
К1 – К5	Для отбора проб	G 3/4

Отстойники типа ОБН



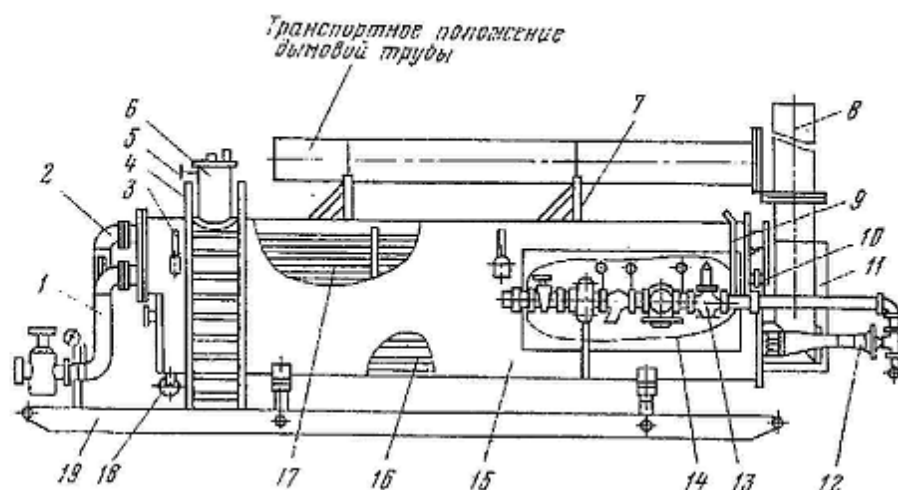
1- сборник нефти; 2- отвод для нефти; 3- распределитель эмульсии;
4- штуцер для ввода эмульсии; 5- сборник воды; 6- отвод воды.

Техническая характеристика

Рабочая среда	нефть, промысловая вода
Пропускная способность, м ³ /сут	3000-6000
Рабочее давление, МПа	0,6
Температура рабочей среды, С, не более	100
Температура окружающей среды, С	- 50 - +50
Обводненность нефти, %, не более	
На входе	30
На выходе	0,5
Вместимость аппарата, м ³	200
Масса, кг	3400

Приложение 10. Оборудование для подогрева продукции

Автоматизированная блочная печь с водяными теплоносителями типа ПП

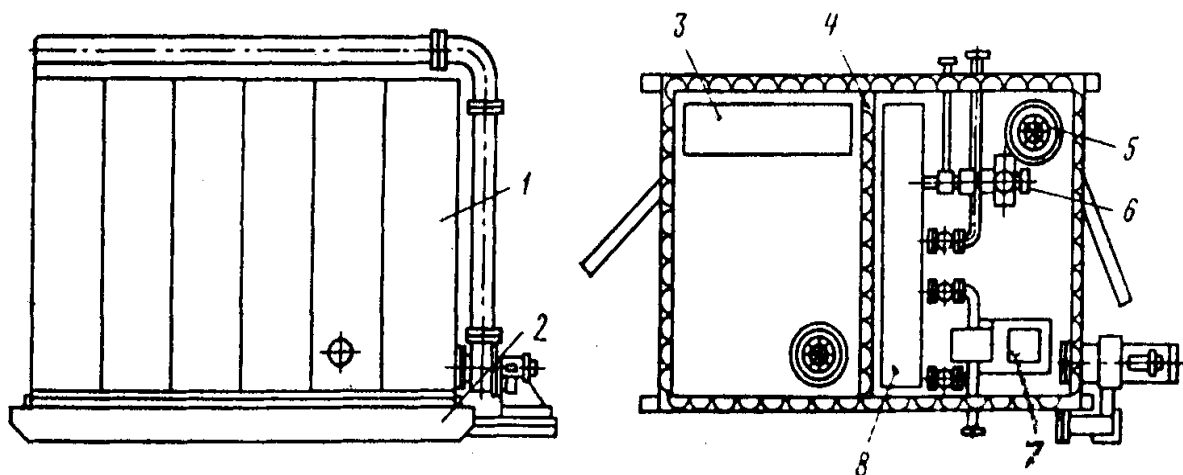


Техническая характеристика

Тепловая производительность топочного устройства При погружении в воду, МДж/ч	6699
Пропускная способность по нефти при нагреве на 25 С и обводненности сырья 30%, т/сут	2350
Максимальное рабочее давление жидкости в змеевике МПа	До 6,4
Гидростатическое давление в межтрубном пространстве МПа	0,016
Рабочее давление газа, МПа	
номинальное	0,07
максимальное	0,18
Вместимость емкости, м ³	85
КПД топки, %	70
Габаритные размеры, мм	18460*4932*7908
Масса печи, кг	44600

Приложение 11. Оборудование для подачи дезмульгатора.

Блоки дозирования типа БР

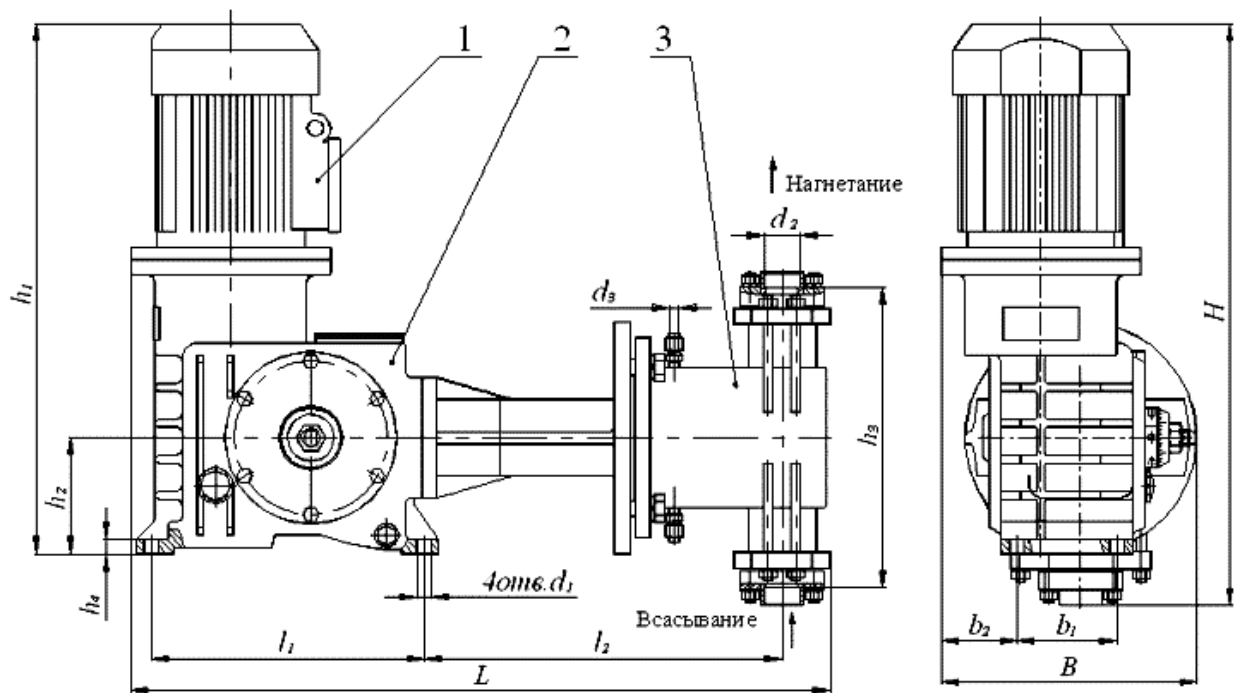


1- теплоизолированная будка; 2- сварная рама-сани; 3- станция контроля и управления; 4- перегородка; 5- трубчатый электронагреватель; 6,7- дозировочный и шестеренный насосы; 8- технологическая емкость.

Техническая характеристика блоков БР

Показатели	Блок дозирования химреагентов		
	БР-2,5	БР-10	БР-25
Размер дозы, г/т	10÷50	10÷50	10÷50
Вязкость дозируемой среды, МПа·с	до 1000	до 850	до 850
Подача дозировочного насоса, л/ч	2,5	10	25
Рекомендуемое давление нагнетания, МПа	10	10	4
Температура дозируемого реагента, °С	50÷60	20÷60	20÷60
Температура окружающей среды, °С	-40÷+50	-40÷+50	-40÷+50
Запас химического реагента, сут	15	30	2÷10
Габаритные размеры, мм	3360×2300× ×2725×300	3770×2250× 3090	3770×2400× ×2680×4500
Масса, кг	3000	3090	4500

Дозировочный насос типа НД

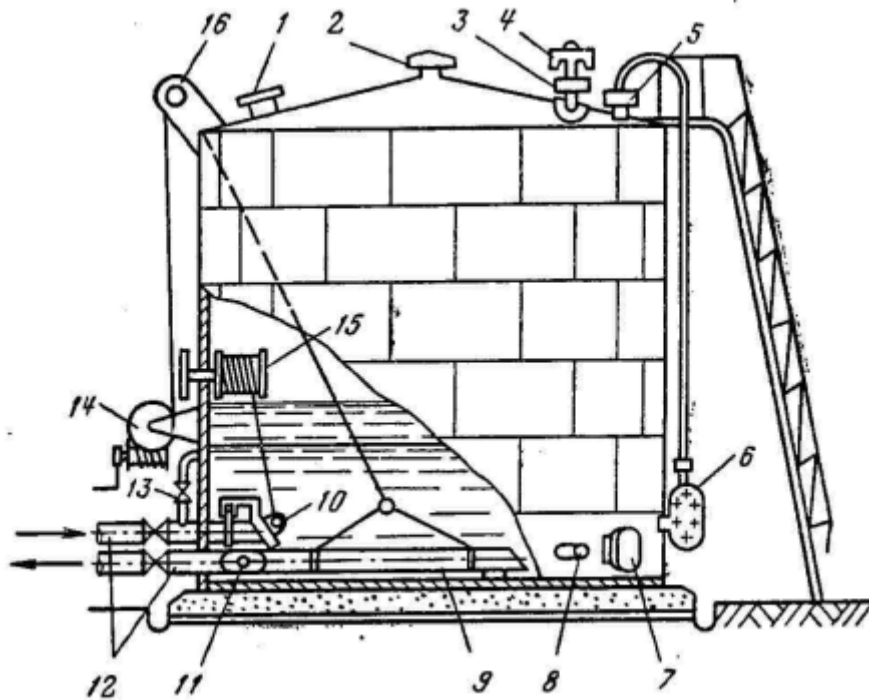


1 - электродвигатель; 2 - привод; 3 - гидроцилиндр

Типоразмер насоса (агрегата установки)	Подача, л/ч	Давление на выходе из насоса, кгс/см ²	Число двойных ходов плунжера, в мин.	Исполнение	Габаритные размеры, (LxВxH), мм	Масса, кг
НД 0,1/63	0,1	63	30	Д13,К13	455x265x330	23,0
НД 0,63/63	0,63	63	30	Д13,К13	470x265x330	25,0
НД 0,4/63	0,4	63	30	Д13А(В); К13А(В)	400x190x445	22,7
НД 1,0/63	1,0	63	30	Д14А(В); К14А(В)		
НД 1,6/63	1,6	63	30	Д14А(В); К14А(В)		
НД 10/100	10	100	100	Д14А(В); К14А(В)	445x190x445	22,9
НД 16/63	16	63	100	Д14А(В); К14А(В)	450x190x445	23,0
НД 25/40	25	40	100	Д14А(В); К14А(В)	470x190x445	23,0
НД 40/25	40	25	100	Д14А(В); К14А(В)	475x190x445	23,9
НД 63/16	63	16	100	Д14А(В); К14А(В)	475x190x445	25,2
НД 100/10	100	10	100	Д14А(В); К14А(В)	475x190x445	26,3
НД 10/400	10	400	100	Д14А(В); К14А(В)	580x273x590	52,8
НД 16/250	16	250	100	Д14А(В); К14А(В)		52,8
НД 25/160	25	160	100	Д14А(В); К14А(В)		53,1
НД 40/100	40	100	100	Д14А(В); К14А(В)		53,3
НД 63/63	63	63	100	Д14А(В); К14А(В)		53,8
НД 100/40	100	40	100	Д14А(В); К14А(В)		54,5
НД 160/25	160	25	100	Д14А(В); К14А(В)		66,8
НД 250/16	250	16	100	Д14А(В); К14А(В)		66,8
НД 400/10	400	10	100	Д14А(В); К14А(В)	580x280x557	66,8
					580x280x620	66,8
НД 25/400	25	400	100	Д14А(В); К14А(В)	715x563x697, 715x563x775	150,2
НД 40/250	40	250	100	Д14А(В); К14А(В)	720x563x697, 720x563x775	
НД 63/160	63	160	100	Д14А(В); К14А(В)		
НД 100/100	100	100	100	Д14А(В); К14А(В)	748x563x697, 748x563x775	170,2
НД 160/63	160	63	100	Д14А(В); К14А(В)		165,2
НД 250/40	250	40	100	Д14А(В); К14А(В)		185,2
НД 400/25	400	25	100	Д14А(В); К14А(В)	831x563x697, 831x563x775	186,2
НД 630/16	630	16	100	Д14А(В); К14А(В)		190,2
НД 1000/10	1000	10	100	Д14А(В); К14А(В)		188,3
НД 100/250	100	250	100	Д14А(В); К14А(В)	748x563x710, 748x563x800	178,9
НД 63/400	63	400	100	Д14А(В); К14А(В)	720x563x697, 720x563x775	159,0
НД 160/160	160	160	100	Д14А(В); К14А(В)	748x563x710, 748x563x800	173,0
НД 250/100	250	100	100	Д14А(В); К14А(В)		193,9
НД 400/63	400	63	100	Д14А(В); К14А(В)	831x563x710, 831x563x800	194,9
НД 630/40	630	40	100	Д14А(В); К14А(В)		196,9
НД 1000/25	1000	25	100	Д14А(В); К14А(В)		196,9
НД 1600/16	16000	16	100	Д14А(В); К14А(В)	851x563x710, 851x563x800	192,2
НД 2500/10	2500	10	100	Д14А(В); К14А(В)		206,9
2НД 125/400	125	400	100	Д14А(В); К14А(В)	988x630x770, 988x630x860	280,0
2НД 200/250	200	250	100	Д14А(В); К14А(В)		
2НД 320/160	320	160	100	Д14А(В); К14А(В)		
2НД 500/100	500	100	100	Д14А(В); К14А(В)		
2НД 800/63	800	63	100	Д14А(В); К14А(В)		
2НД 1250/40	1250	40	100	Д14А(В); К14А(В)		290,0
2НД 2000/25	2000	25	100	Д14А(В); К14А(В)		
2НД 3200/16	3200	16	100	Д14А(В); К14А(В)		303,0
2НД 5000/10	5000	10	100	Д14А(В); К14А(В)		305,0
НД≥ 100/10	100	10	100	Д14А(В); К14А(В)	475x190x445	26,3

Приложение 12. Оборудование резервуарного парка

Резервуары типа РВС



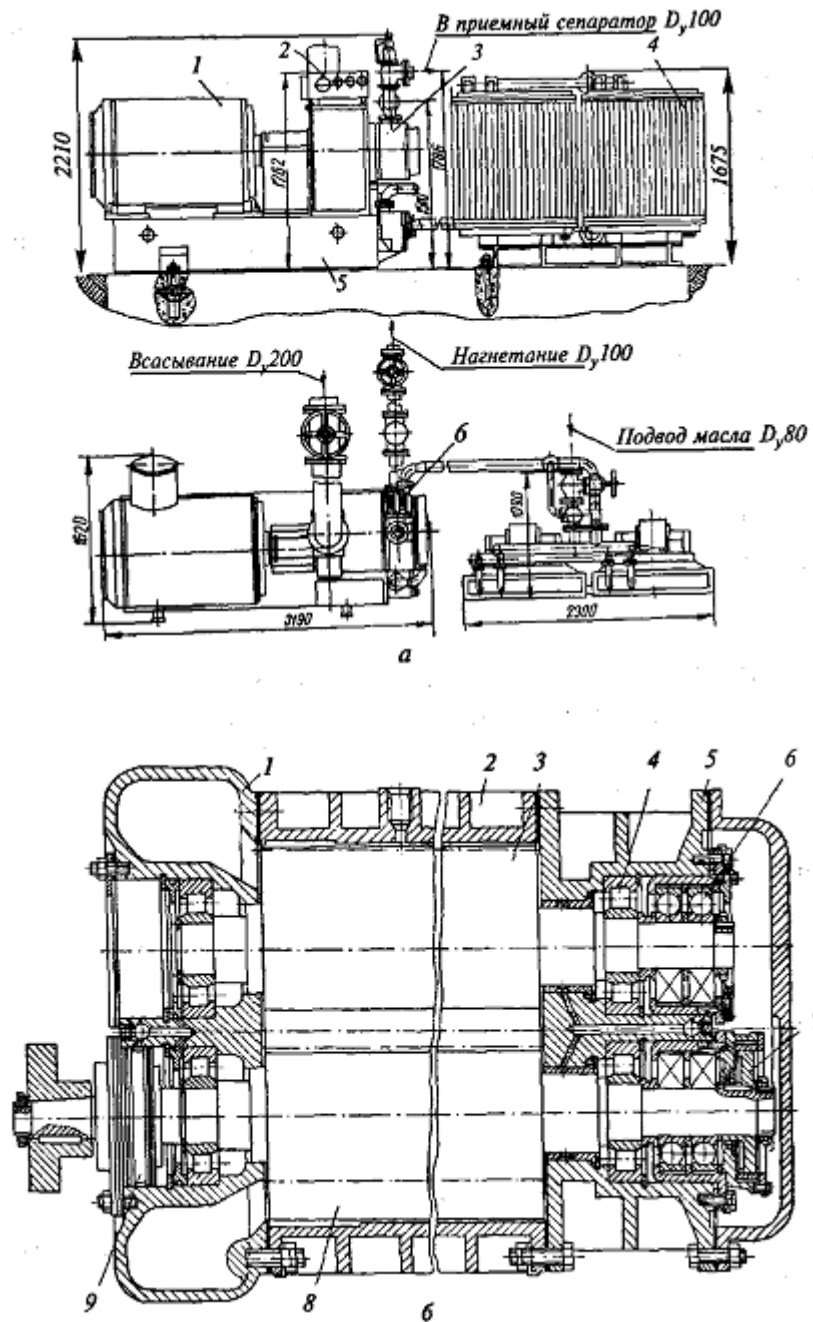
1 — световой люк; 2 — вентиляционный патрубок; 3 — огневой предохранитель; 4 — дыхательный клапан; 5 — замерный люк; 6 — указатель уровня (УДУ); 7 — люк-лаз; 8 — сифонный кран; 9 — подъемная труба; 10 — хлопушка; 11 — шарнир подъемной трубы; 12 — приемно-раздаточные патрубки; 13 — перепускное устройство; 14 — лебедка; 15 — управление хлопушкой; 16 — роликовый блок

Техническая характеристика резервуаров типа РВС

Резервуар	Основные размеры, мм		Общая масса, т
	диаметр	высота	
РВС-100	5 330	5 510	4,98
РВС-200	6 670	6 870	7,51
РВС-300	8 000	6 870	9,93
РВС-400	8 000	8 240	11,05
РВС-700	10 670	8 240	16,87
РВС-1 000	12 000	9 600	21,57
РВС-2 000	14 670	12 320	36,07
РВС-3 000	18 680	12 320	54,54
РВС-5 000	22 680	12 270	78,37
РВС-7 500	28 020	12 270	125,56
РВС-10 000	33 350	12 270	174,44

Приложение 13. Компрессоры для перекачки нефтяного газа

Компрессорная установка 7ВКГ-50/7

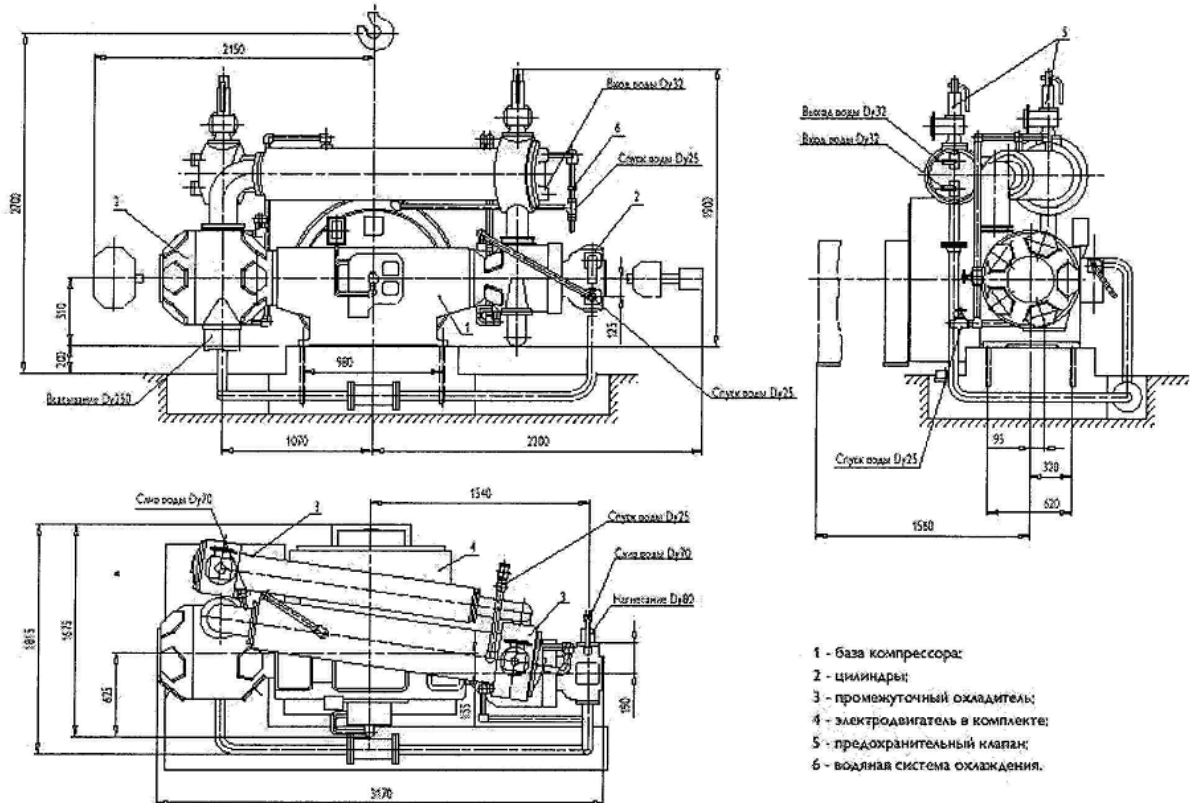


а — общий вид: 1 — электродвигатель; 2 — местный щит контроля и управления; 3 — компрессор; 4 — блок маслоохладителя; 5 — рама; 6 — компенсатор; *б* — продольный разрез: 1 — камера всасывания; 2 — блок цилиндров; 3, 8 — ведомый и ведущий роторы; 4 — роликовый подшипник; 5 — корпус камеры нагнетания; 6 — двухрядные шарикоподшипники; 7 — разгрузочный поршень; 9 — торцовое уплотнение

Технические характеристики винтовых компрессорных установок.

Показатели	Компрессорная установка			
	5ВКГ-10/6	6ГВ-18/6-17	7ВКГ-30/7	7ВКГ-50/7
Подача по условиям всасывания, м ³ /мин	10	18	30	50
Давление газа на всасывании, МПа	0,08...0,12	0,6	0,08...0,12	0,08...0,12
Давление нагнетания, МПа	0,6	1,7	0,7	0,7
Температура газа на приеме, °С	25	15—45	5—45	5—45
Температура газомасляной смеси на нагнетании, °С	80—100	100	100	100
Габаритные размеры, мм: длина	250	1200	250	1190
ширина	577	680	802	809
высота	729	635	670	670
Масса, кг	514	965	989	1100
Роторы — ведущий и ведомый: диаметр <i>d</i> , мм	200	250	315	315
длина <i>l</i> , мм	180	338	284	425
отношение <i>l/d</i>	0,9	1,35	0,9	1,35
Мощность, потребляемая компрессором, кВт	64,5	308	179	270

Компрессорная установка 6ВМ10-100/25

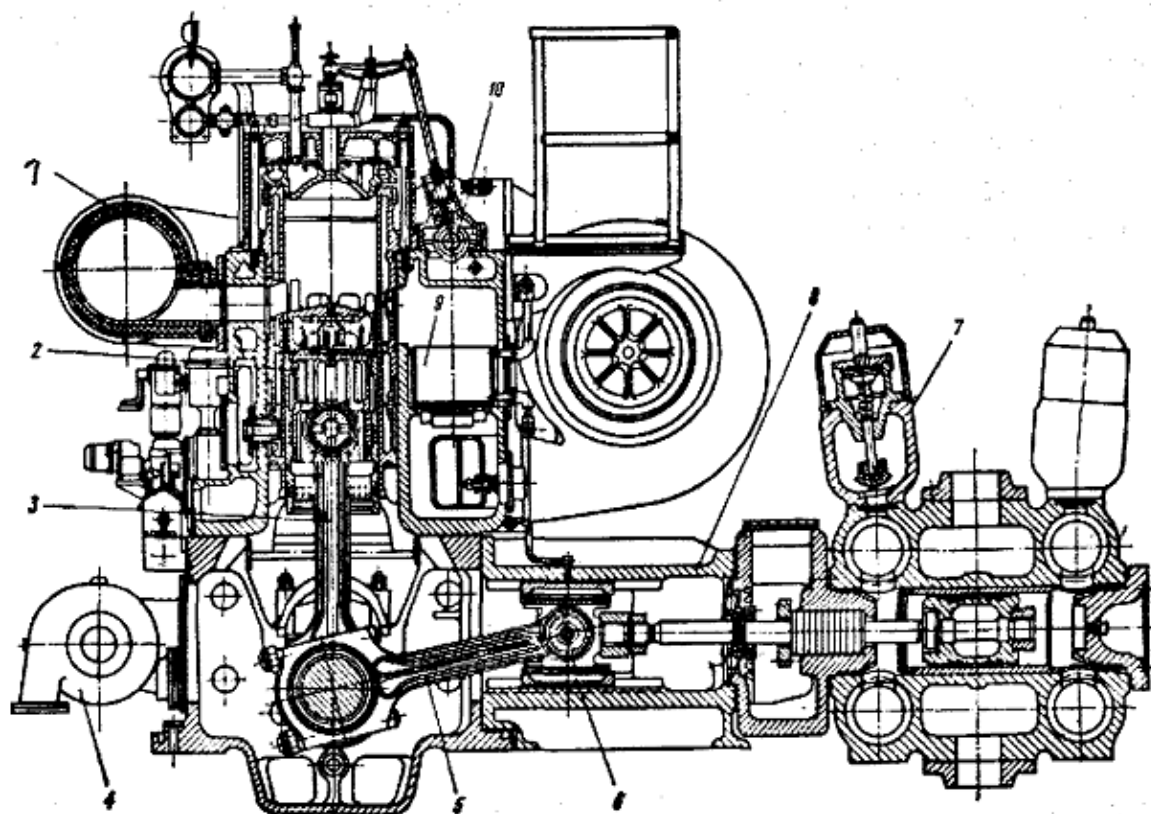


- Производительность (м³/мин): 100
- Давление (кгс/см²): нач. 1 - кон. 26
- Напряжение питания (В): 6000 или 10000
- Мощность двигателя (кВт): 1000
- Масса установки (кг): 27000
- Габариты ДхШхВ (мм): 5500x7500x3000

Газомотокомпрессоры

Техническая характеристика

Наименование	Тип газомотокомпрессора		
	10ГКН	МК-8	ДР-12
Тип двигателя	Двухтактный, тронковый простого действия с газотурбинным наддувом		
Расположение силовых цилиндров	V-образное	Вертикальное однорядное	V-образное
Число цилиндров двигателя	10	8	12
Диаметр цилиндра, м	0,355	0,435	0,508
Длина хода поршня, м	0,356	0,485	0,508
Номинальная мощность, кВт	1104	2060,8	5520
Номинальная частота вращения коленчатого вала, с ⁻¹	5,0	5,0	5,5
Максимальное давление сгорания при номинальной мощности, МПа	4,998	4,9	5,88
Давление сжатия при номинальной мощности, МПа	1,76...2,15	1,96...2,0	2,74
Степень сжатия	6,8...7,0	7,5...7,7	8,0
Среднее эффективное давление при номинальной мощности, МПа	0,639	0,734	0,844
Способ смесеобразования	Непосредственно в цилиндрах		

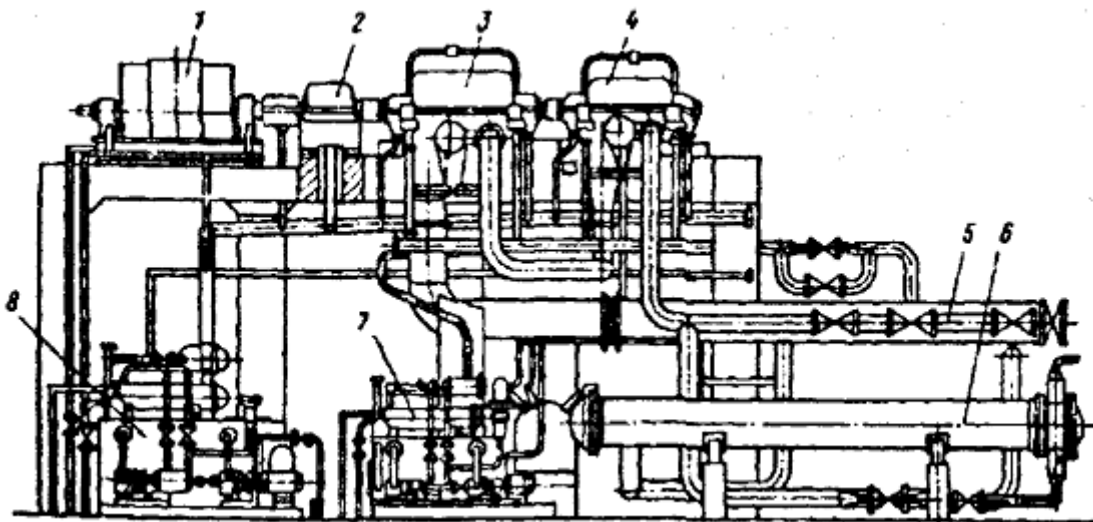


Газомотокомпрессор МК-8:

- 1 — выхлопной коллектор; 2 — поршень; 3 — шатун; 4 — водяной насос;
 5 — шатун; 6 — крестовина; 7 — регулятор производительности;
 8 — направляющая крестовины; 9 — охладитель наддувочного воздуха;
 10 — распределительный вал

Центробежные компрессоры

Компрессор типа 43ЦКО-160/15



1 — электродвигатель; 2 — мультипликатор; 3 — корпус низкого давления; 4 — корпус высокого давления; 5 — газовая коммуникация; 6 — охладитель газа; 7 — агрегат системы уплотнений; 8 — агрегат смазки

Основные технические характеристики компрессора 43ЦКО-160/15

Подача, м ³ /с	2,67
Абсолютное давление, МПа:	
на входе в компрессор	0,1
на выходе из компрессора	1,47
Температура газа, °С:	
на входе в компрессор	40
на выходе из компрессора	170
Мощность на валу компрессора, кВт	1250
Частота вращения ротора, с ⁻¹	166,7
Мощность электродвигателя, кВт	1660
Частота вращения вала электродвигателя, с ⁻¹	50
Напряжение, В	6000
Габариты, мм	11023×6140×5470
Масса, кг	45000

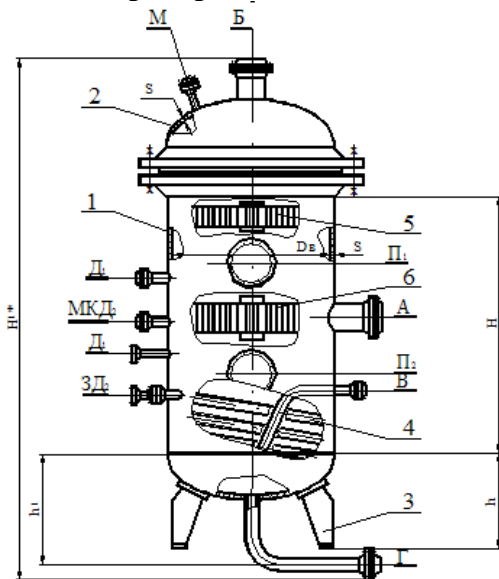
Основные модификации компрессоров

Модификация компрессора	Расчетная молекулярная масса газа на номинальном режиме	Допускаемый диапазон изменения молекулярной массы	Подача по условиям всасывания, м ³ /с	Потребляемая мощность на расчетном режиме, кВт	Частота вращения ротора, с ⁻¹		Температура газа на выходе из корпуса, С		Масса компрессора, кг
					на номинальном режиме	при работе со сменными зубчатыми парами	низкого давления	высокого давления	
43ГЦ2-100/5-110	22,95	22,44...24,1	1,747	5074	151,7	153	156	141	80650
43ГЦ2-100/5-110M1	21,168	20,9...22,44	1,773	5220	158,0	151,7	164	144	83000
43ГЦ2-100/5-110M2	19,7	19,47...20,9	1,851	5568	165,0	173	171	148	81800
43ГЦ2-100/5-110M3	18,4	18,14...19,47	1,949	5868	172,0	153; 165	160	153	81850
43ГЦ2-100/5-110M4	17,5	16,9...18,14	2,014	5884	180,0	172	188	160	80680

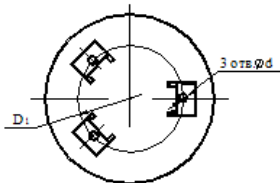
Приложение 14. Газовые сепараторы

Сетчатые газосепараторы

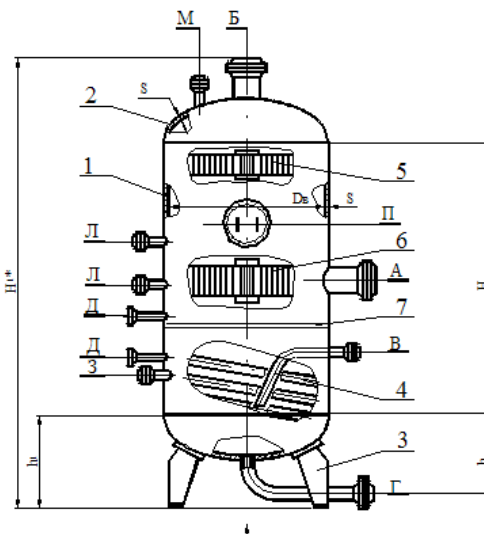
Газосепаратор типа 1



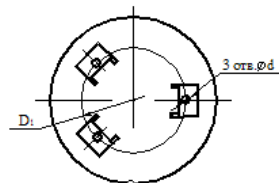
Вид С
(штуцера условно не показаны)



Газосепаратор типа 2



Вид С
(штуцера условно не показаны)



1 - корпус, 2 - днище, 3 - опора, 4 - подогреватель, 5 - насадка, 6 - коагулятор, лист защитный
 1 - корпус, 2 - днище, 3 - опора, 4 - подогреватель, 5 - насадка, 6 - коагулятор, лист защитный

Основные параметры газосепараторов ГС (газосепараторов сетчатых)

Обозначение газосепаратора	Объем, м ³	Производительность по газу, м ³ /ч	Давление, МПа		Масса, кг
			расчетное рабочее		
Газосепараторы ГС-1					
ГС 1-2,5-600	0,27	10210	2,5	2,27	850
ГС 1-4,0-600		13580	4	3,83	1150
ГС 1-1,6-800		12795	1,6	1,4	1140
ГС 1-2,5-800	0,5	18145	2,5	2,27	1300
ГС 1-4,0-800		24140	4	3,63	1800
Газосепараторы ГС-2					
ГС 2-1,0-1200	1,3	19500	1	0,8	1900
ГС 2-1,6-1200		28770	1,6	1,4	2200
ГС 2-2,5-1200		40795	2,5	2,27	2850
ГС 2-4,0-1200		54280	4	3,63	3400
ГС 2-0,6-1600	2,5	23255	0,6	0,4	2850
ГС 2-1,0-1600		34670	1	0,8	3100
ГС 2-1,6-1600		51150	1,6	1,4	3400
ГС 2-2,5-1600		72540	2,5	2,27	4750
ГС 2-4,0-1600		96515	4	3,63	6200
ГС 2-1,0-2000		54170	1	0,8	4950
ГС 2-1,6-2000	4,2	79820	1,6	1,4	5600
ГС 2-2,5-2000		113335	2,5	3,63	8100
ГС 2-4,0-2000		150795	4	3,63	11100

Сепараторы центробежные вертикальные (СЦВ) Технические характеристики сепараторов СЦВ

Параметры	СЦВ-500-1-1	СЦВ-500-1-2	СЦВ-1000-1-1	СЦВ-1000-1-2
	СЦВ-500-2-1	СЦВ-500-2-2	СЦВ-1000-2-1	СЦВ-1000-2-2
Объемная производительность по газу, м ³ /час	18300		70800	
Давление рабочее (расчетное), МПа	1,4 (1,6)			
Давление пробное при гидравлическом испытании в вертикальном положении (в горизонтальном положении), МПа	2,1 (2,4)			
Рабочая температура среды, С	от 10 до 60			
Диаметр, мм	500		1000	
Высота, мм	3500		4400	
Ширина, мм	910		1480	
Масса, кг	900	1100	1900	2100

Учебное издание

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

Методические указания к практическим занятиям для обучающихся
направления подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело всех форм обучения

Составители
ТАТЛЫЕВ Радик Джиганшевич

В авторской редакции

Подписано в печать _____. Формат _____. Усл. печ. л. _____.
Тираж __ экз. Заказ № _____.