

# Конструкция установок погружных центробежных электронасосов

Установки погружных насосов УЭЦНМ и УЭЦНМК в модульном исполнении предназначены для откачки пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические примеси из вертикальных и наклонных нефтяных скважин.

Установки имеют два исполнения - обычное и коррозионно-стойкое.

По поперечным размерам насосы делятся на три условные группы: 5, 5А и 6, что означает номинальный диаметр обсадной колонны (в дюймах), в которую может быть спущен данный насос.

Группа 5 имеет наружный диаметр 92 мм, группа 5А - 103 мм и группа 6 - 114 мм.

В шифре УЭЦНМ заложены их основные номинальные параметры, такие как подача и напор при работе на оптимальном режиме.

Пример условного обозначения установки в технической документации:

**УЭЦНМ5-125-1200 ВК02,**

где **У** - установка; **Э** - привод от погружного двигателя; **Ц** - центробежный; **Н** - насос; **М** - модульный; **5** - группа насоса; **125** - подача, м<sup>3</sup>/сут; **1200** - напор, м; **ВК** - вариант комплектации; **02** - порядковый номер варианта комплектации по ТУ.

Для установок коррозионно-стойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква "К".

# Показатели назначения по перекачиваемым средам

- **среда** - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);
  - **максимальная кинематическая вязкость** однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и к. п. д. - 1 мм<sup>2</sup>/с;
  - **водородный показатель** попутной воды pH 6,0 - 8,5;
  - **максимальное массовое содержание твердых частиц** - 0,01 % (0,1 г/л);
  - **микротвердость частиц** - не более 5 баллов по Моосу;
  - **максимальное содержание попутной воды** - 99%;
  - **максимальное содержание свободного газа у основания двигателя** - 25%, для установок с насосными модулями-газосепараторами (по вариантам комплектации) - 55 %, при этом соотношение в откачиваемой жидкости нефти и воды регламентируется методикой подбора УЭЦН к нефтяным скважинам, принятой в НГДУ;
  - **максимальная концентрация сероводорода**: для установок обычного исполнения - 0,001% (0,01 г/л); для установок коррозионностойкого исполнения - 0,125% (1,25 г/л);
  - **температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата** - не более 90 °С.
- Внимание.** В случае, если по скважине ожидается значительный вынос мехпримесей или отложение солей в насосе, спускать УЭЦН без шламоуловителя запрещается.

# Требования к конструкциям скважин, эксплуатируемых электронасосами

- 1) минимальный внутренний диаметр скважины для каждого типоразмера насоса согласно технического описания на модуль-секции и двигателя;

Типоразмер установки, мм	Диаметр установки, мм	УЭЦНМ5	УЭЦНМ6 (менее 500 м <sup>3</sup> /сут)	УЭЦНМ6 (более 500 м <sup>3</sup> /сут)
		112	137	140,5
		121,7	144,3	148,3

Максимальный диаметр установки зависит от типоразмера

- 2) максимальный темп набора кривизны ствола скважины - 2° на 10 м;
- 3) максимальное давление в зоне подвески установки - 250 кгс/см<sup>2</sup>;
- 4) отклонение ствола скважины от вертикали в зоне установки - не более
- 5) интенсивность изменения кривизны ствола скважины в зоне подвески установки - 3 мин. на 10 м;

## Компоновка УЭЦН в скважине



В комплект установки УЭЦНМ входят:

- **погружной насосный агрегат;**
- **кабельная линия в сборе 6;**
- **наземное электрооборудование 5** - трансформаторная комплектная подстанция (индивидуальная КТППН или кустовая КТППНКС);
- монтажа на скважине.

Вместо подстанции можно использовать трансформатор и комплектное устройство.

Насосный агрегат состоит из:

- погружного центробежного насоса 7
- двигателя 8 (электродвигатель с гидрозащитой).

**Насосный агрегат** спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб 4.

**Кабель,** обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосно-компрессорным трубам металлическими поясами 3, входящими в состав насоса.

# Модуль - насос

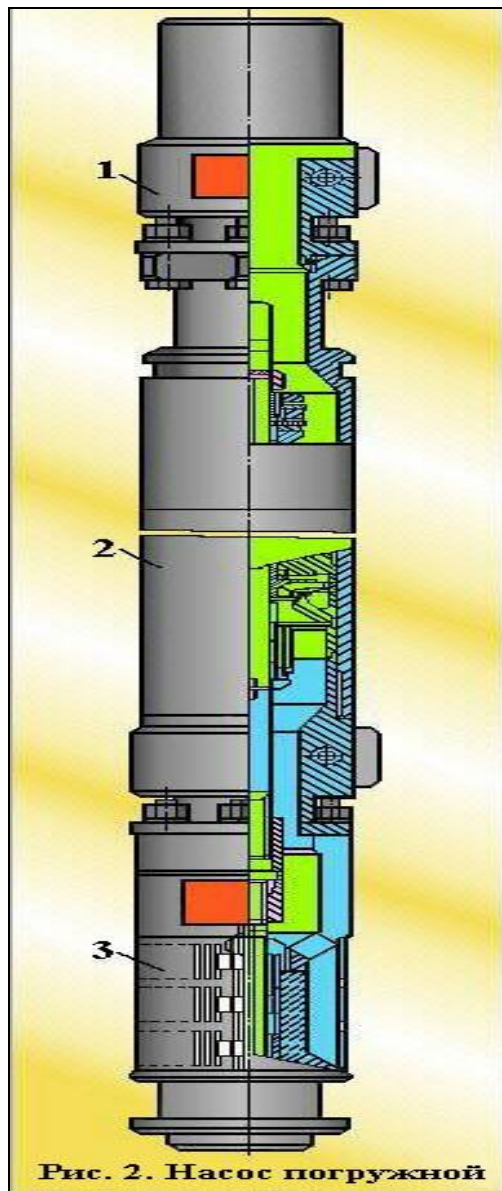
Погружной центробежный модульный насос, рис. 2, - многоступенчатый вертикального исполнения.

**Насос** состоит из **входного модуля 3, модуля-секции 2 (модулей-секций), модуля-головки 1, обратного и спускного клапанов.**

**Внимание.** Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности.

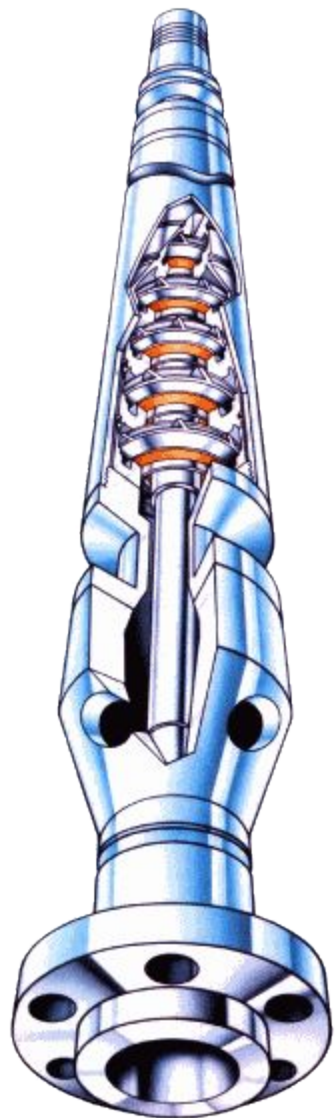
**Обратный клапан 1** (рис. 1) предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения повторного запуска насосного агрегата. **Спускной клапан 2** (рис. 1) служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

Обратный клапан в сборе со шламоуловителем устанавливается над УЭЦН через 2 НКТ, а спускной (сбивной) клапан - на третьей НКТ (2.5") выше установки.





# Модуль - насос



**Модуль-головка** состоит из корпуса, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана (насосно-компрессорной трубы), с другой стороны - фланец для подсоединения к модулю-секции двух ребер и резинового кольца. Ребра прикреплены к корпусу модуля-головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое кольцо герметизирует соединение модуля-головки с модулем-секцией.

**Модуль-секция** состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), верхнего подшипника, нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, основания, двух ребер и резиновых колец. Число ступеней в модулях-секциях указано в табл. 1. Соединение модулей-секций между собой, а также резьбовые соединения и зазор между корпусом и пакетом ступеней герметизируются резиновыми кольцами.

**Входной модуль** состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок и сетки, вала с защитными втулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты. При помощи шпилек модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя.

← Погружной насос фирмы Centrilift A Baker Hughes Incorporated

## Характеристики модулей-секций насоса

Табл. 1

Марка насоса	Нап Ø мм	Напор тах, м	Модуль насоса 3		Модуль насоса 4		Модуль насоса 5		Модуль входной		Модуль головка	
			мас-са, кг	кол-во ступ. шт	мас-са, кг	кол-во ступ. шт	мас-са, кг	кол-во ступ. шт	дли-на, мм	мас-са, кг	дли-на, мм	мас-са, кг
ЭЦН5-50	92	2000	107	109	139	147	167	186	287	11,5	235	7,1
ЭЦН5-80	92	2000	104	114	144	155	171	196	287	11,5	235	7,1
ЭЦН5-125	92	2000	118	96	156	131	190	165	287	11,5	235	7,1
ЭЦН5-200	92	1400	95	76	121	104	137	131	287	11,5	235	7,1
ЭЦН5А-250	103	2000	138	54	179	73	221	92	287	11,9	235	8,2
ЭЦН5А-400	103	1600	137	50	178	68	218	86	287	11,9	235	8,2
ЭЦН5А-500	103	1200	148	45	191	62	236	78	287	11,9	235	8,2

Длина от фланца до фланца: модуль насоса 3 - 3365 мм; модуль насоса 4 - 4365 мм; модуль насоса 5 - 5365 мм.

В последние годы ОАО «АЛНАС» постоянно совершенствует конструкции насосов.

Все типы насосов могут быть выполненными:

- с бесфланцевым соединением секций (бугельное соединение);
- износо-коррозионностойкими (ЭЦНМК-ЭЦНД);
- с приемной сеткой и ловильной головкой на секции.

# Показатели технической и энергетической эффективности установок

Номинальная Установки м <sup>3</sup> /сут	Номинальная подача, напор, ной смеси,	Мощность, ный м <sup>3</sup> /сут	К. п. д., % кВт	К. п. д., % плотность водонефтя-	Максимальная подача, напор,	Рабочая часть характеристики м	
							насоса, м
УЭЦНМ5-50-1300	50	1360	23	33,5	43	1400 25 - 70	1400 - 1005
УЭЦНМК5-50-1300		1360	23	33,5		1400	1400 - 1005
УЭЦНМ5-50-1700		1725	28,8	34		1340	1780 - 1275
УЭЦНМ5-80-1200	80	1235	26,7	42	51,5	1400 60 - 115	1290 - 675
УЭЦНМК5-80-1200		1235	26,7	42		1400	1290 - 675
УЭЦНМ5-80-1400		1425	30,4	42,5		1400	1490 - 1155
УЭЦНМ5-80-1550		1575	33,1	42,5		1400	1640 - 855
УЭЦНМ5-80-1800		1800	38,4	42,5		1360	1880 - 980
УЭЦНМ5-125-1000	125	1025	29,1	50	58,5	1240 105 - 165	1135 - 455
УЭЦНМ5-125-1200		1175	34,7	48		1400	1305 - 525
УЭЦНМ5-125-1300		1290	38,1	48		1390	1440 - 575
УЭЦН М5-125-1800		1770	51,7	48,5		1400	1960 - 785
УЭЦНМ5-200-800	200	810	46	40	50	1180 150 - 265	970 - 455
УЭЦНМ5-200-1000		1010	54,5	42		1320	1205 - 565
УЭЦНМ5-200-1400		1410	76,2	42		1350	1670 - 785
УЭЦНМ5А-160-1450	160	1440	51,3	51	61	1400 125 - 205	1535 - 805
УЭЦНМК5А-160-1450			1440	51,3	51	1400	1535 - 905
УЭЦНМ5А-160-1600		1580	56,2	51		1300	1760 - 1040
УЭЦНМ5А-160-1750		1750	62,3	51		1300	1905 - 1125
УЭЦНМК5А-160-1750			1750	62,3	51	1400	1905 - 1125
УЭЦНМ5А-250-1000	250	1000	55,1	51,5	61,5	1320 195 - 340	1140 - 600
УЭЦНМ5А-250-1100		1090	60,1	51,5		1210	1240 - 650
УЭЦНМК5А-250-1100			1090	60,1	51,5	1210	1240 - 650



# Газосепаратор

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей от 25 до 55% (по объему) свободного газа у приемной сетки входного модуля, к насосу подключают **модуль - газосепаратор**. Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем -секцией.

Наиболее известны две конструкции газосепараторов:

- газосепараторы с противотоком;
- центробежные или роторные газосепараторы.

Для первого типа, применяемого в некоторых насосах **Reda**, при попадании жидкости в газосепаратор, она вынуждена резко менять направление движения. Некоторые газовые пузырьки сепарируются уже на входе в насос. Другая часть, попадая в газосепаратор, поднимается внутри его и выходит из корпуса.

В отечественных установках, а также насосах фирмы **Centrilift** и **Reda**, используются роторные газосепараторы, которые работают аналогично центрифуге. Лопатки центрифуги, вращающиеся с частотой 3500 об/мин, вытесняют более тяжелые жидкости на периферию, и далее через переходной канал вверх в насос, тогда как более легкая жидкость (газ) остается около центра и выходит через переходной канал и выпускные каналы обратно в скважину.

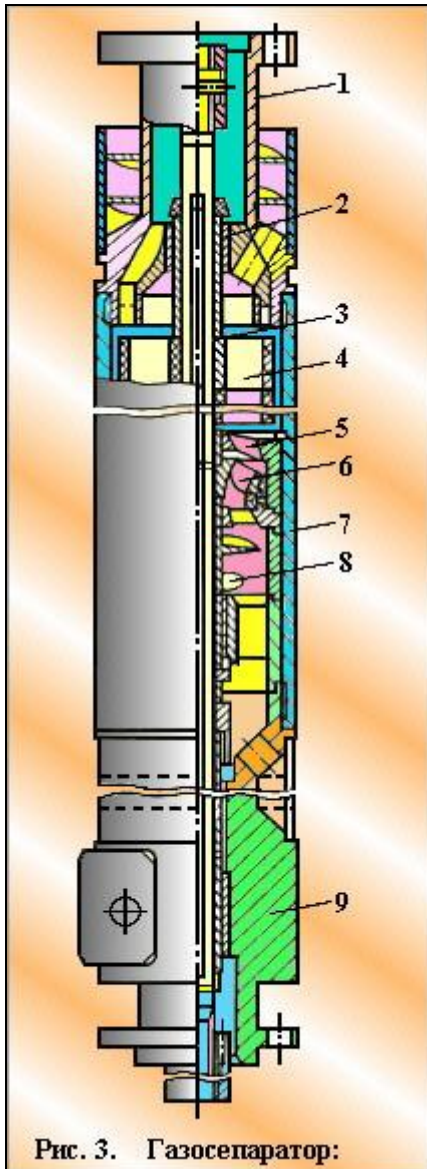


Рис. 3. Газосепаратор:

# Осложнения, вызванные наличием газа на приеме насоса



- Пар может создавать в насосе газовую пробку, что приводит к скачкам давления и выходу насоса из строя.
- Пар не смазывает подшипники в достаточной степени.
- КПД насоса снижается
- Если приходится сепарировать газ, то общий КПД лифта скважины уменьшается, поскольку наличие газа существенно повышает КПД НКТ.

Современные центробежные сепараторы обеспечивают эффективное отделение до 90% несвязанного газа прежде, чем он достигнет насосного блока, что снижает кавитацию в насосе и колебания нагрузки электродвигателя.

← Газосепаратор фирмы Centrilift  
A Baker Hughes Company

# Погружные

## электродвигатели

Погружные двигатели состоят из электродвигателя и гидрозащиты.

Двигатели трехфазные асинхронные короткозамкнутые двухполюсные погружные унифицированной серии **ПЭД** в нормальном и коррозионностойком исполнениях, климатического исполнения В, категории размещения 5 работают от сети переменного тока частотой 50 Гц.

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости (смесь нефти и попутной воды в любых пропорциях) **с температурой до 110 °С**, содержащей:

**механические примеси** с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса - не более 0,5 г/л;

**сероводород:** для нормального исполнения - не более 0,01 г/л; для коррозионностойкого исполнения - не более 1,25 г/л;

**свободный газ** (по объему) - не более 50%.

Гидростатическое давление в зоне работы двигателя не

1 - крышка; 2 - головка; 3 - пята; 4 - подпятник; 5 - пробка; 6 - обмотка статора; 7 - втулка; 8 - ротор; 9 - статор; 10 - магнит; 11 - фильтр; 12 - колодка; 13 - кабель с наконечником; 14 - кольцо; 15 - кольцо уплотнительное; 16 - корпус; 17,18 - пробка.

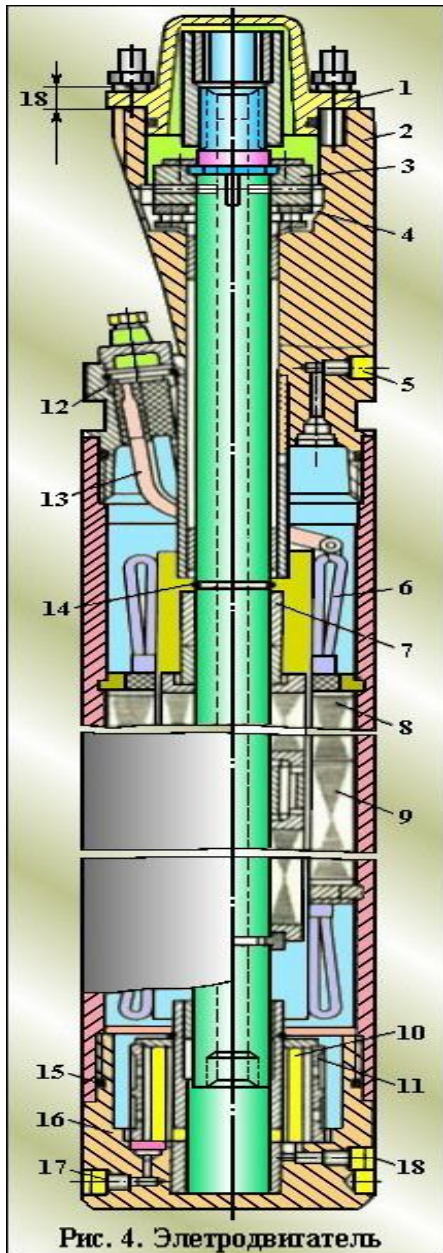


Рис. 4. Электродвигатель



# Параметры электродвигателей

**Двигатель** включает в себя один или несколько электродвигателей (верхний, средний и нижний мощностью от 63 до 360 кВт) и протектор. **Электродвигатель** состоит из статора, ротора, головки с токовводом и корпуса.

Статор выполнен из трубы, в которую запрессован магнитопровод, изготовленный из листовой электротехнической стали. Обмотка статора -

Двигатель	Номинальная мощность, кВт	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А
ПЭДУ16-103В5	16	530	26
ПЭДУ22-103В5	22	700	27
ПЭДУ32-103В5	32	1000	27,5
ПЭДУ45-103В5	45	1050	37
ПЭДУС63-103В5	63	1500	36,5
ПЭДУС90-103В5	90	2100	37
ПЭДУ45-117В5	45	1000	36
ПЭДУ63-117В5	63	1400	36
ПЭДУС90-117В5	90	1950	37
ПЭДУС125-117В5	125	1950	51
ПЭДУ90-123В5	90	2200	32,5
ПЭДУС180-123В5	180	2150	66
ПЭДУС250-123В5	250	2250	88
ЭДУС180-130В5	180	2300	61
ПЭДУС250-130В5	250	2300	85
ПЭДУС360-130В5	360	2300	122,5

Токоввод - Обмотка статора -

вставлены кабели с наконечниками. В нижней части корпуса электродвигателя расположены пробки. Через отверстия под пробку

проводят закачку и слив масла в электродвигатель.

Предельная длительная допустимая температура обмотки статора электродвигателей:

для электродвигателей с диаметром корпуса 103 мм - 170 °C, остальных электродвигателей - 160 °C.

## Гидрозащита погружных электродвигателей

**Гидрозащита** предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Разработано два варианта конструкций гидрозащит для двигателей унифицированной серии:

- **открытого типа** - П92; ПК92; П114; ПК114 и
- **закрытого типа** - П92Д; ПК92Д; (с диафрагмой) П114Д; ПК114Д.

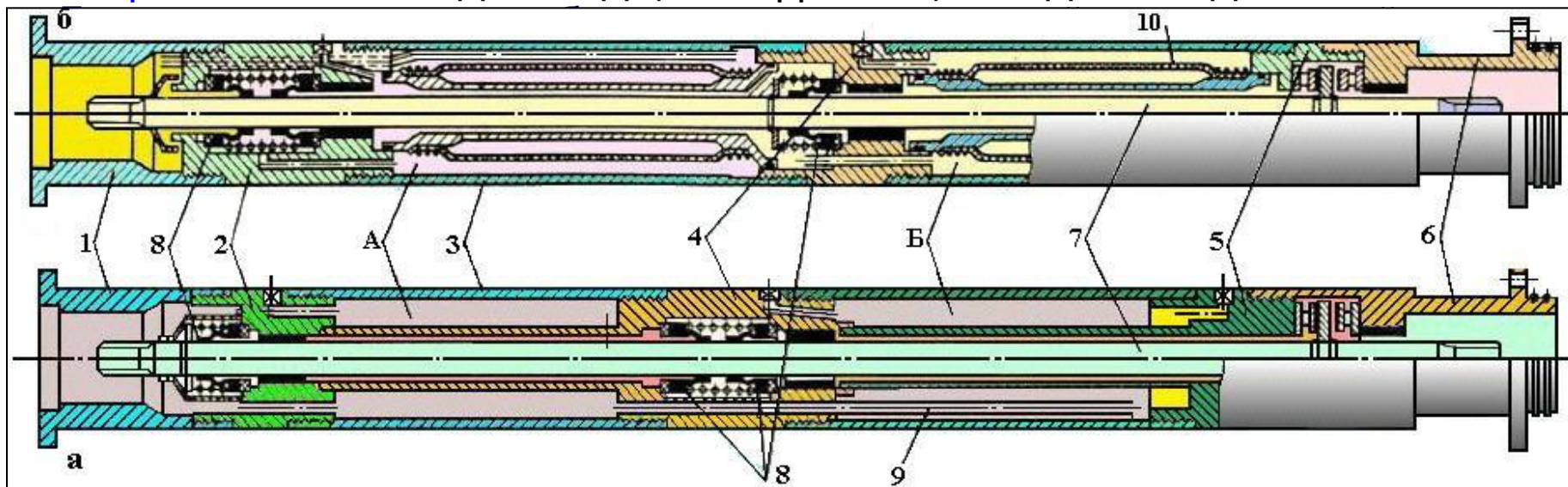


Рис. 5. Гидрозащита открытого (а) и закрытого (б) типов: А - верхняя камера; Б - нижняя камера; 1 - головка; 2 - верхний ниппель; 3 - корпус; 4 - средний ниппель; 5 - нижний ниппель; 6 - основание; 7 - вал; 8 - торцовое уплотнение; 9 - соединительная трубка; 10 - диафрагма.



## Принцип работы гидрозащиты

Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа. Ее принцип действия требует применения специальной барьерной жидкости плотностью до  $2 \text{ г/см}^3$ , обладающей физико-химическими свойствами, которые исключают ее перемешивание с пластовой жидкостью скважины и маслом в полости электродвигателя.

**Верхняя камера А**, рис. 5, заполнена барьерной жидкостью, **нижняя Б** - диэлектрическим маслом. Камеры сообщены трубкой. Изменения объемов жидкого диэлектрика в двигателе компенсируются за счет перетока барьерной жидкости в гидрозащите из одной камеры в другую.

В гидрозащитах закрытого типа применяются резиновые диафрагмы, их эластичность компенсирует изменение объема жидкого диэлектрика в двигателе.

Основные характеристики гидрозащит представлены в таблице. В последние годы ОАО «АПНАС» освоил и выпускает новые марки гидрозащит – МГ-51 и МГ-

Гидрозащита	Вместимость камер, л		Передаваемая мощность, кВт	Монтажная длина, мм	Масса, кг
	Масло МА-ПЭД	Барьерная жидкость			
П92, ПК92	5	2	125	$2200 \pm 5$	53
П92Д, ПК92Д	6,5	0,15	125	$2200 \pm 5$	59
П114, ПК114	5	4	250	$2300 \pm 5$	53
П114Д, ПК114Д	8	0,25	250	$2300 \pm 5$	59

# Маркировка и обозначения

## ПЭД

В шифре двигателя **ПЭДУСК-125-117ДВ5** - приняты следующие обозначения: **ПЭДУ** - погружной электродвигатель унифицированный; **С** - секционный (отсутствие буквы - несекционный); **К** - коррозионностойкий (отсутствие буквы - нормальное); **125** - мощность, кВт; **117** - диаметр корпуса, мм; **Д** - шифр модернизации гидрозащиты (отсутствие буквы - основная модель); **В5** - климатическое исполнение и категория размещения.

В шифре электродвигателя **ЭДК45-117В** приняты следующие обозначения: **ЭД** - электродвигатель; **К** - коррозионностойкий (отсутствие буквы - нормальное исполнение); **45** - мощность, кВт; **117** - диаметр корпуса, мм; **В** - верхняя секция (отсутствие буквы - несекционный, **С** - средняя секция, **Н** - нижняя секция).

В шифре гидрозащиты **ПК92Д** приняты следующие обозначения: **П** - протектор; **К** - коррозионностойкая (отсутствие буквы - исполнение нормальное); **92** - диаметр корпуса в мм; **Д** - модернизация с диафрагмой (отсутствие буквы - основная модель с барьерной жидкостью).

Пуск, управление работой двигателя и его защита при аварийных режимах осуществляются специальными **комплектными устройствами**.

Пуск, управление работой и защита двигателя мощностью 360 кВт с диаметром корпуса 130 мм осуществляются **комплектным тиристорным преобразователем**.

Электродвигатели заполняются маслом МА-ПЭД с пробивным напряжением не менее 30 кВ.

# Устройства комплектные серии ШГС

Устройства предназначены для управления и защиты погружных электронасосов добычи нефти с двигателями серии ПЭД (в том числе со встроенной термоманометрической системой) мощностью 14 - 100 кВт и напряжением до 2300 В переменного тока.

В шифре устройства **ШГС5805-49АЗУ1** приняты следующие обозначения:

- **ШГС5805** - обозначение серии (класс, группа, порядковый номер устройства);
- **4** - номинальный ток силовой цепи до 250 А;
- **9** - напряжение силовой цепи до 2300 В;
- **А** - модификация для наружной установки (**Б** - для встраивания в КТППН, **Т** - с термоманометрической системой);
- **3** - напряжение цепи управления 380 В;
- **У** - климатическое исполнение для умеренного климата (**ХЛ** - для холодного климата);
- **1** - категория размещения для наружной установки (**3.1** - для встраивания в

Устройства ШГС5805 по функциональному назначению являются станциями управления. Начиная с 1999 г. ОАО «АЛНАС» выпускает УЭЦНМ, комплектуемые новыми станциями управления - СУА, которые прошли промышленные испытания более, чем в 15 НГДУ. Новые станции СУА снабжены более совершенной термоманометрической системой - СКАД-2.

# Функции станции

## Устройства ШГС5805 обеспечивают:

1. Включение и отключение электродвигателя насосной установки.
2. Работу электродвигателя установки в “ручном” и “автоматическом” режимах. При этом в “автоматическом” режиме обеспечивается:
  - автоматическое включение электродвигателя с регулируемой выдержкой времени от 2,5 до 60 мин при подаче напряжения питания;
  - автоматическое повторное включение электродвигателя после его отключения защитой от недогрузки с регулируемой выдержкой времени от 3 до 1200 мин;
  - возможность выбора режима работы с автоматическим повторным включением после срабатывания защиты от недогрузки или без автоматического повторного включения;
  - возможность выбора режима работы с защитой от турбинного вращения двигателя;
  - блокировка запоминания срабатывания защиты от перегрузки при отклонении;
  - автоматическое повторное включение электродвигателя с регулируемой выдержкой времени при появлении от термоманометрической системы сигнала на включение при достижении средой, окружающей электродвигатель, давления, соответствующего заданному максимальному значению.
3. Управление установкой с диспетчерского пункта.
4. Управление установкой от программного устройства.
5. Управление установкой в зависимости от давления в трубопроводе по сигналам контактного манометра.

# Функции станции

## Устройства обеспечивают функции защиты, сигнализации и измерения:

1. Защиту от короткого замыкания в силовой цепи напряжением 380 В.
2. Защиту от перегрузки любой из фаз электродвигателя с выбором максимального тока.
3. Защиту от недогрузки при срыве подачи по сигналу, характеризующему загрузку установки, с выдержкой времени на срабатывание защиты не более 45 с.
4. Непрерывный контроль сопротивления изоляции системы “погружной электродвигатель - кабель” с уставкой сопротивления 30 кОм на отключение без выдержки времени.
5. Сигнализацию состояния установки с расшифровкой причины отключения.
6. Наружную световую сигнализацию об аварийном отключении установки (кроме ШГС5805-49БЗХЛ3.1), при этом лампа в светильнике должна быть 40 или 60 Вт.
7. Отключение установки при появлении от термоманометрической системы сигнала на отключение в результате превышения температуры электродвигателя (только для UirC5805-49Т3VI ).
8. Отключение электродвигателя при появлении от термоманометрической системы сигнала на отключение в результате достижения средой, окружающей электродвигатель, давления, соответствующего заданному минимальному значению (только для ШГС5805-49Т3У1).
9. Индикацию текущего значения давления среды, окружающей электродвигатель (только для UirC5805-49Т3VI).
10. Индикацию числа отключений установки.



# Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

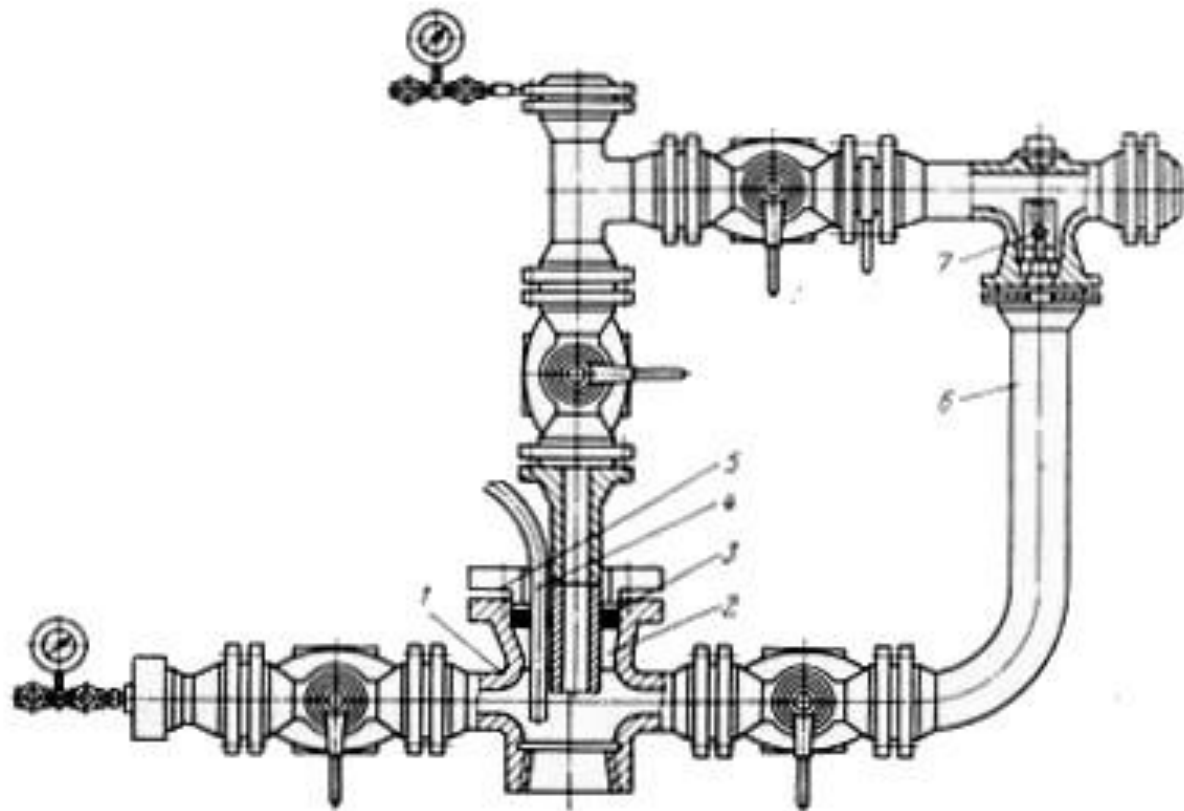


Рис. 11.4. Арматура устья скважины, оборудованной  
ПЦЭН

# Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

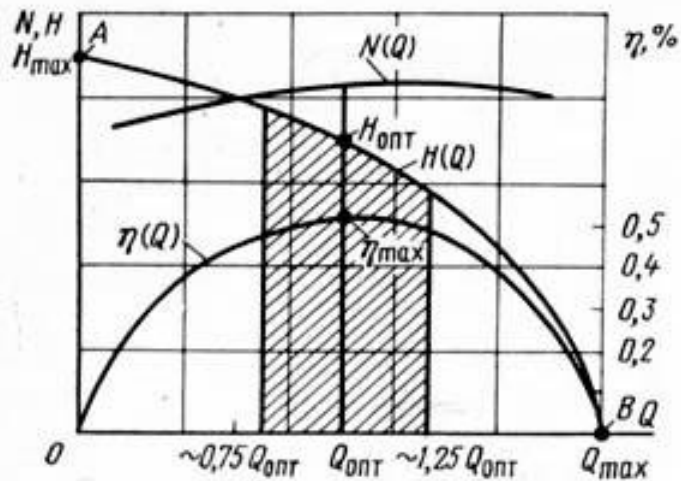
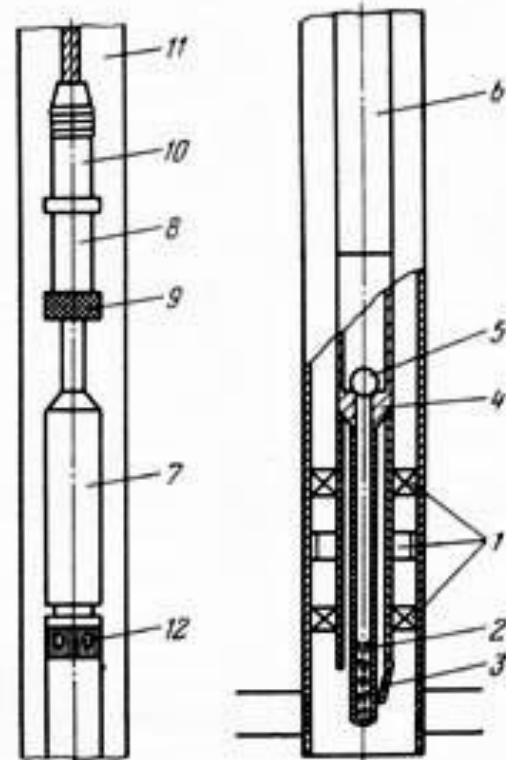
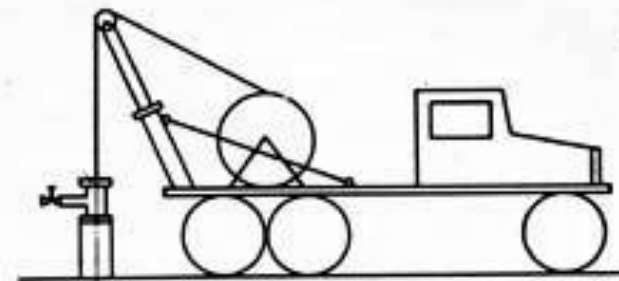


Рис. 11.2. Типичная характеристика погружного центробежного насоса

Рис. 11.5. Установка погружного центробежного насоса на кабель-канате:

1 - шлицовый пакер; 2 - приемная сетка; 3 - клапан; 4 - посадочные кольца; 5 - обратный клапан, 6 - насос; 7 - ПЭД; 8 - штекер; 9 - гайка; 10 - кабель; 11 - оплетка кабеля; 12 - отверстие



# Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

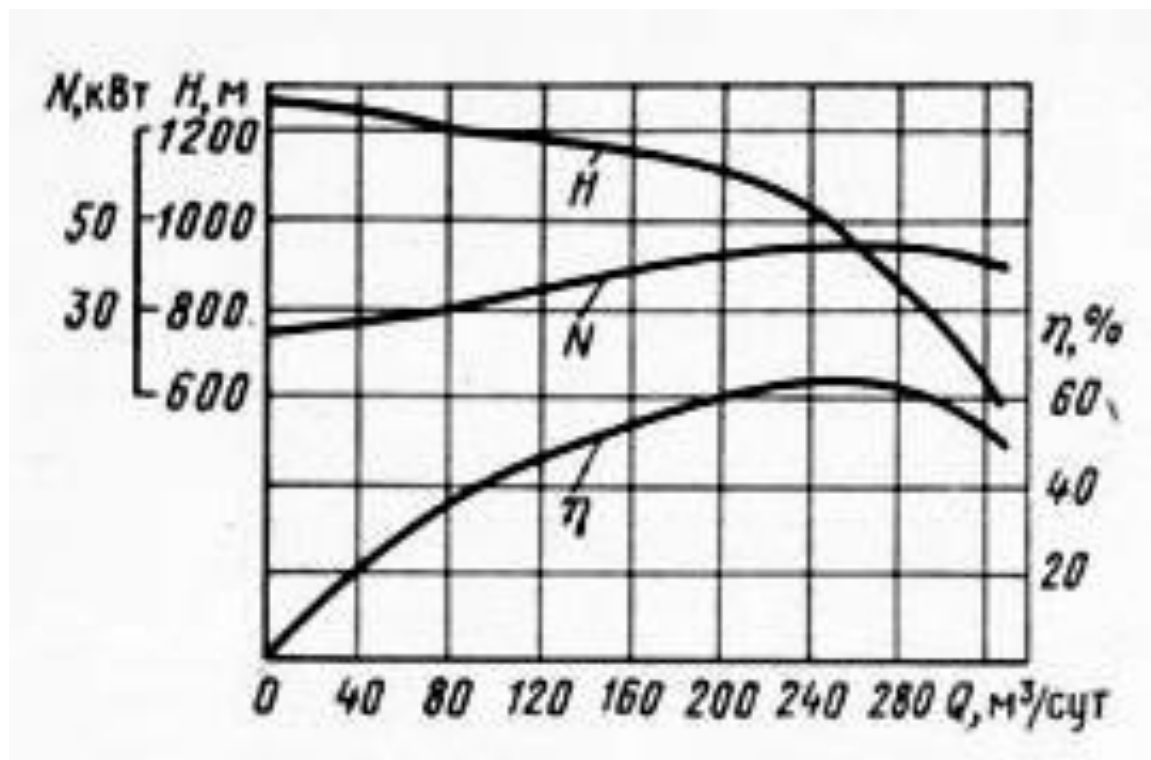


Рис. 11.6. Рабочие характеристики погружного центробежного насоса ЭЦНБ5А 250-1050, спускаемого на кабеле канате:  $H$  - напорная характеристика;  $N$  - потребляемая мощность;  $\eta$  - коэффициент полезного действия

# Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

## Определение глубины подвески ПЦЭН

- Глубина подвески насоса определяется:
- 1) глубиной динамического уровня жидкости в скважине  $H_d$  при отборе заданного количества жидкости;
- 2) глубиной погружения ПЦЭН под динамический уровень  $H_p$ , минимально необходимой для обеспечения нормальной работы насоса;
- 3) противодавлением на устье скважины  $P_y$ , которое необходимо преодолеть;
- 4) потерями напора на преодоление сил трения в НКТ при движении потока  $h_{тр}$ ;
- 5) работой выделяющегося из жидкости газа  $H_g$ , уменьшающего необходимый суммарный напор.

Таким образом, можно записать

$$L = H_d + H_p + \frac{P_y}{\rho \cdot g} + h_{тр} - H_g$$

# Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

$$P_c = P_{пл} - \left( \frac{Q}{K} \right)^{1/n}$$

$$P_c = \rho_{ср} \cdot g \cdot h = P_{пл} - \left( \frac{Q}{K} \right)^{1/n}$$

$$H_d = \left( H_c - \frac{h}{\cos \varphi_1} \right) \cdot \cos \varphi_2$$

$$C = \frac{Q_H \cdot b_H + Q_B \cdot b_B}{86400 \cdot f}$$

$$h = \frac{P_{пл} - \left( \frac{Q}{K} \right)^{1/n}}{\rho_{ср} \cdot g}$$

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{L \cdot C^2}{2 \cdot g \cdot d}$$

Здесь  $Q_H$  и  $Q_B$  - дебит товарной нефти и воды, м<sup>3</sup>/сут;  $b_H$  и  $b_B$  - объемные коэффициенты нефти и воды для средних термодинамических условий, существующих в НКТ;  $f$  - площадь сечения нкт

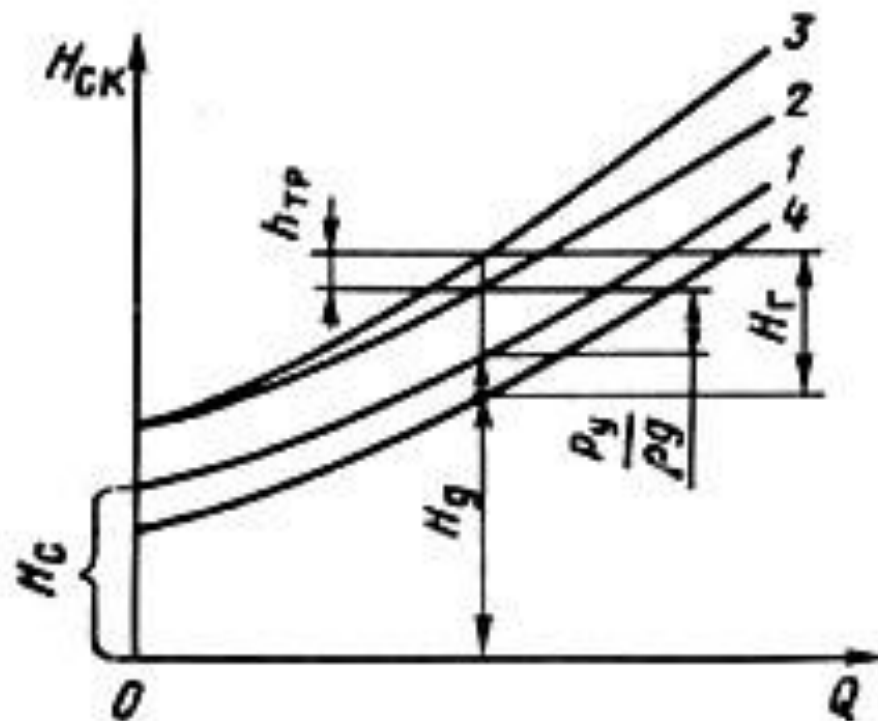


# Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

Для согласования  $H(Q)$  характеристики ЭЦН с условиями скважины строится так называемая напорная характеристика скважины

$$H_{\text{СКВ}} = H_{\text{д}} + \frac{P_{\text{у}}}{\rho \cdot g} + h_{\text{тр}} - H_{\text{г}}$$

Рис. 11.7. Напорные характеристики скважины:  
1 - глубина (от устья) динамического уровня, 2 - необходимый напор с учетом давления на устье, 3 - необходимый напор с учетом сил трения, 4 - результирующая напорная характеристика с учетом "газлифтного эффекта"



# Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

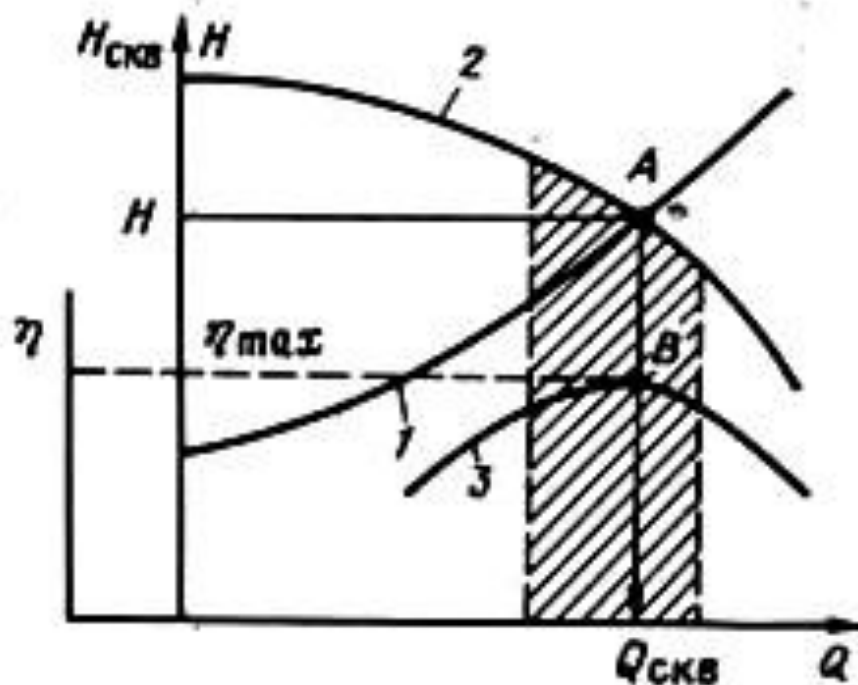


Рис. 11.8. Согласование напорной характеристики скважины (1) с  $H(Q)$ , характеристикой ПЦЭН (2), 3 - линия к. п. д.

# Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

$$\Delta Z = Z \cdot \frac{\Delta H}{H_0}$$

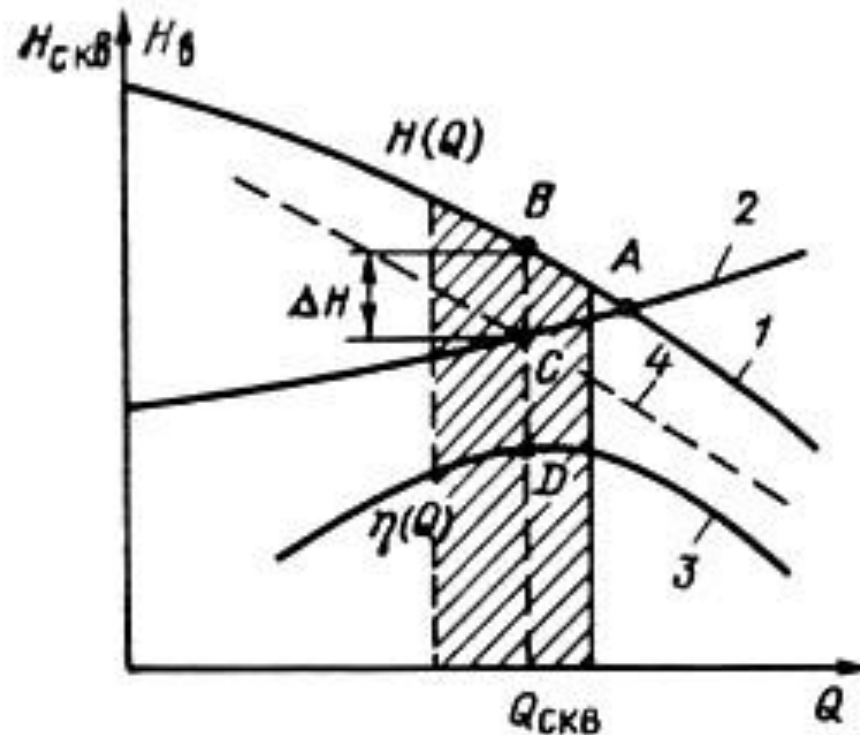


Рис. 11.9. Согласование напорной характеристики скважины и ПЦЭН путем снятия ступеней

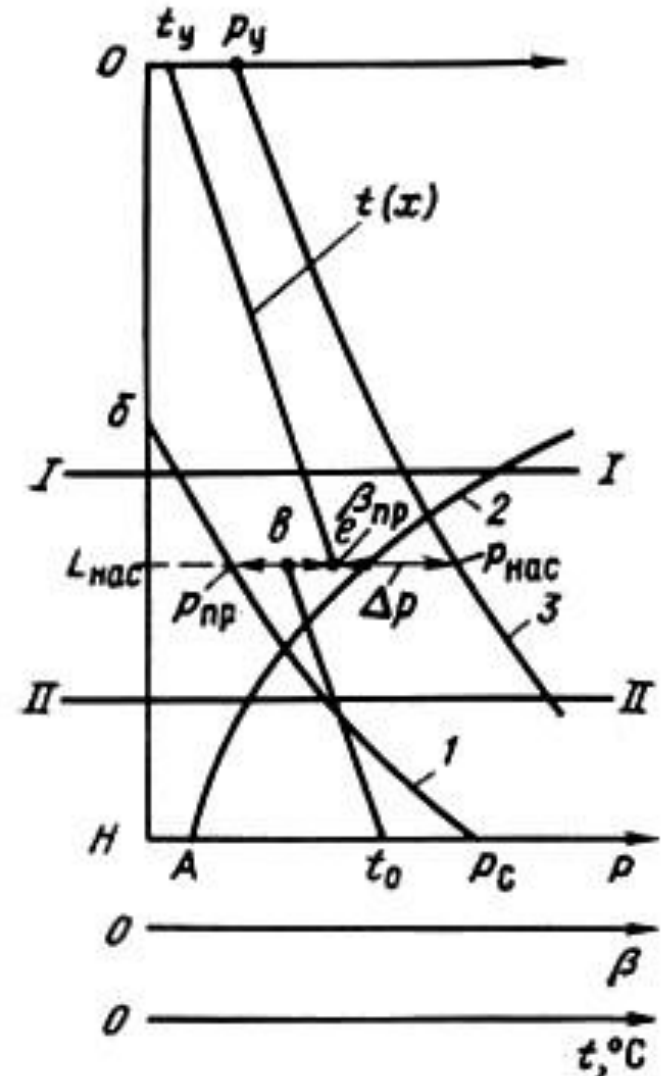
# Эксплуатация скважин с помощью ПЦЭН

## Определение глубины подвески ПЦЭН с помощью кривых распределения давления

$$\Delta t = \frac{H}{c} \cdot \left( \frac{1}{\eta_n \eta_d} - 1 \right)$$

$$H = \frac{\Delta P}{\bar{\rho} \cdot g}$$

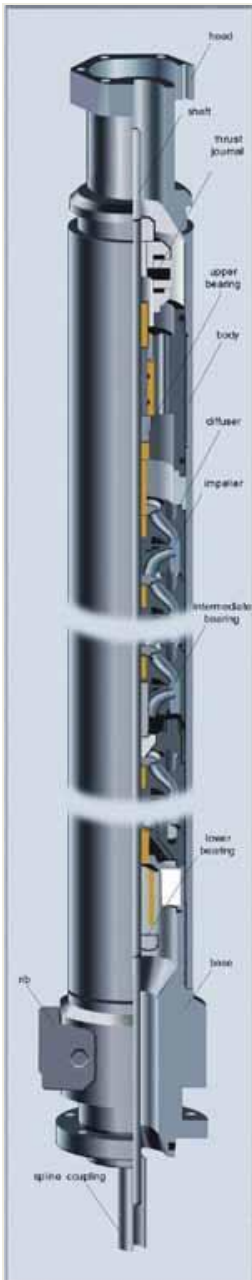
Рис. 11.10. Определение глубины подвески ПЦЭН и условий его работы с помощью построения кривых распределения давления: 1 -  $P(x)$  - построенная от точки  $P_c$ ; 2 -  $\beta(x)$  - кривая распределения газосодержания; 3 -  $P(x)$ , построенная от точки  $P_y$ ;  $\Delta P$  - перепад давлений, развиваемый ПЦЭН



# Насосная установка ОАО "АЛНАС"



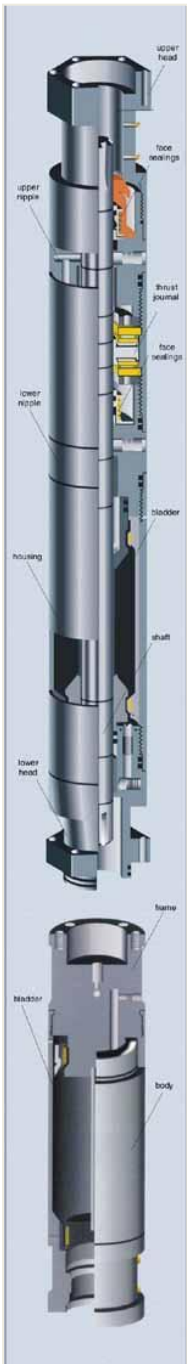
**Входной  
модуль**



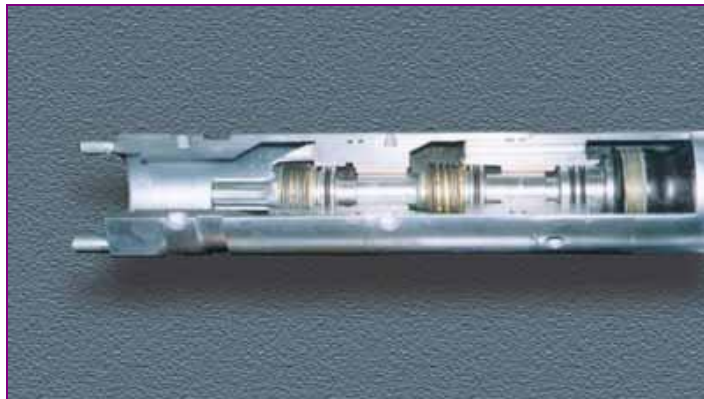
**Рабочие органы типового погружного  
электронасоса**



# Гидрозащита ОАО "АЛНАС"



**Фрагмент протектора  
МГ52 (нижняя  
часть)**



**Фрагмент протектора  
МГ52**



**Фрагмент протектора  
МГ52 (верхняя  
часть)**

# Обычный протектор



**Нижняя часть протектора**

**Верхняя часть протектора**



# Погружной электродвигатель ОАО "АЛНАС"



**Верхняя часть**

**Нижняя часть**



# Газосепаратор

Газосепаратор необходим при добыче нефти из скважин с большим газосодержанием. Газосепаратор устанавливается между входным модулем и насосной модуль – секцией.

Принцип действия сепаратора основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа в затрубное пространство. При этом исключаются образование газовых пробок и кавитация, благодаря чему обеспечивается постоянная нагрузка на двигатель и повышается срок непрерывной работы установки. При большом газовом факторе хорошо себя зарекомендовали газосепараторы, работающие в тамдеме. Газосепаратор может быть совмещен с приемной сеткой, что исключает необходимость во входном модуле насоса.





# Эксплуатация скважин с помощью ШГН

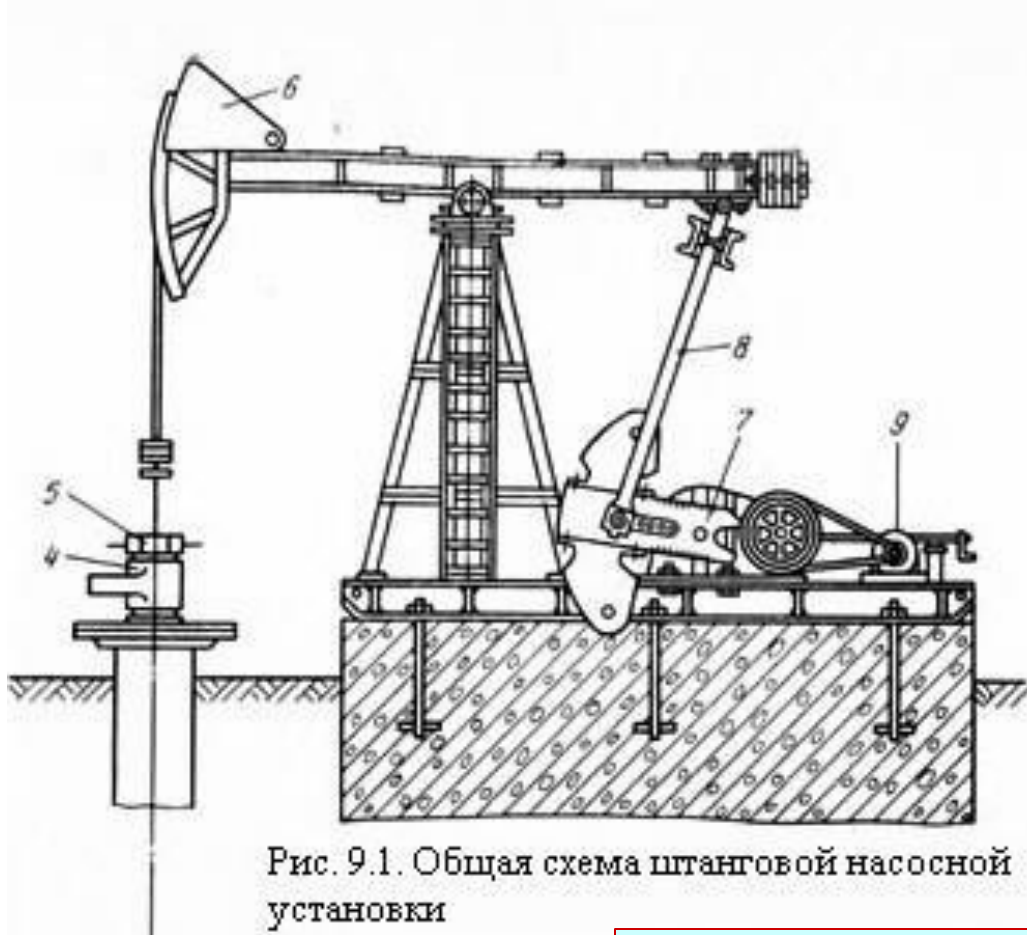
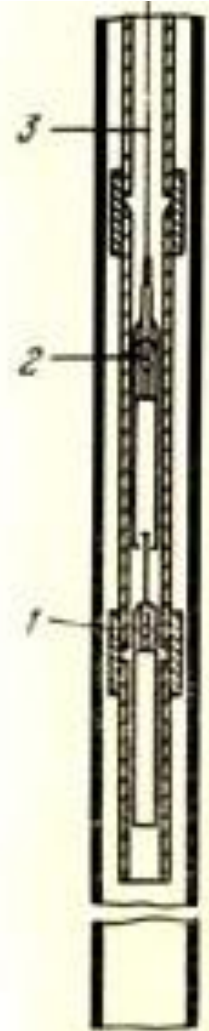


Рис. 9.1. Общая схема штанговой насосной установки

Скважинный насос



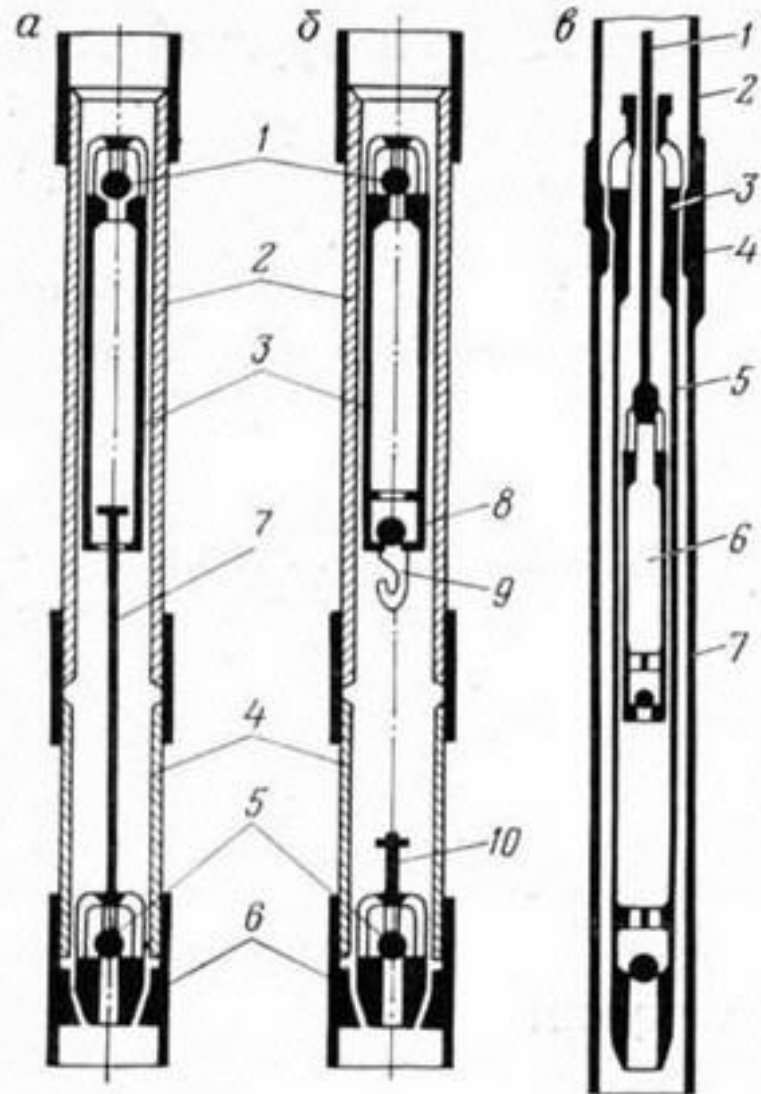


# Эксплуатация скважин с помощью

Рис. 10.2. Принципиальная схема скважинных штанговых насосов:

а - невставной насос с штоком типа НГН-1; б - невставной насос с ловителем типа НГН-2;

1 - нагнетательные клапаны, 2 - цилиндры, 3 - плунжеры; 4 - патрубки-удлинители, 5 - всасывающие клапаны, 6 - седла конусов, 7 - захватный шток, 8 - второй нагнетательный клапан, 9 - ловитель, 10 - наконечник для захвата клапана; в - вставной насос типа НГВ-1: 1 - штанга, 2 - НКТ, 3 - посадочный конус, 4 - замковая опора, 5 - цилиндр, 6 - плунжер, 7 - направляющая трубка



# Эксплуатация скважин с помощью ШГН

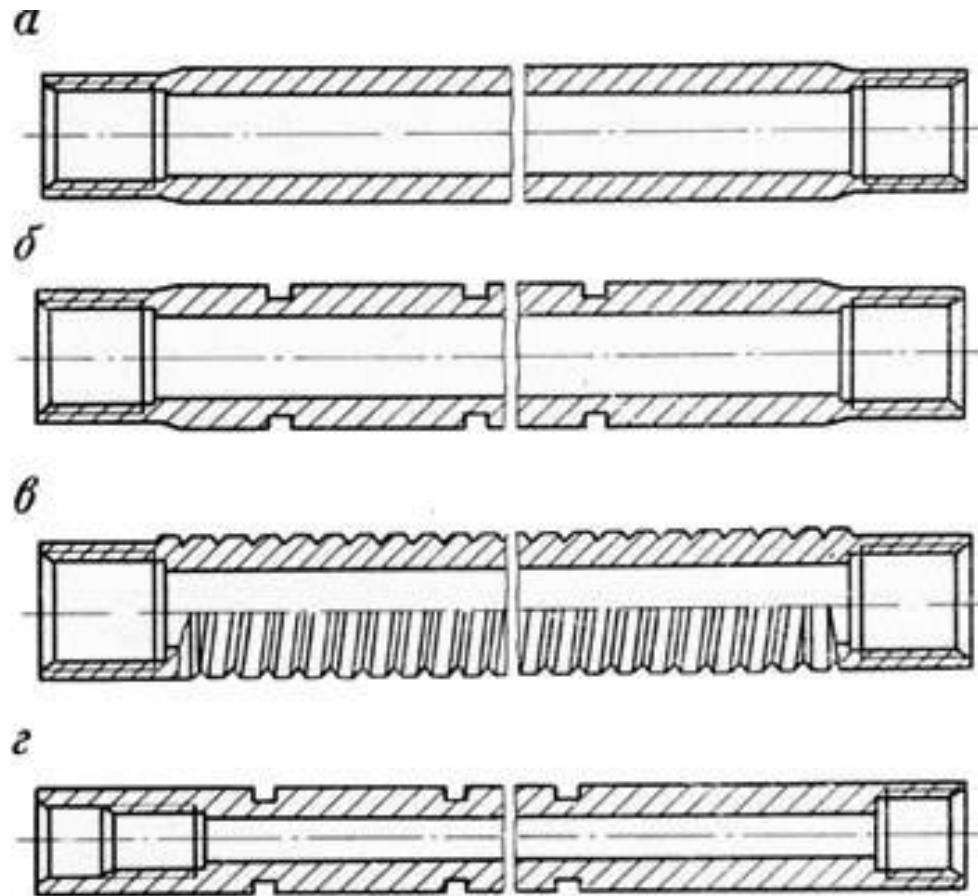


Рис. 10.3. Плунжеры, применяемые для штанговых  
глубинных насосов

# Эксплуатация скважин с помощью

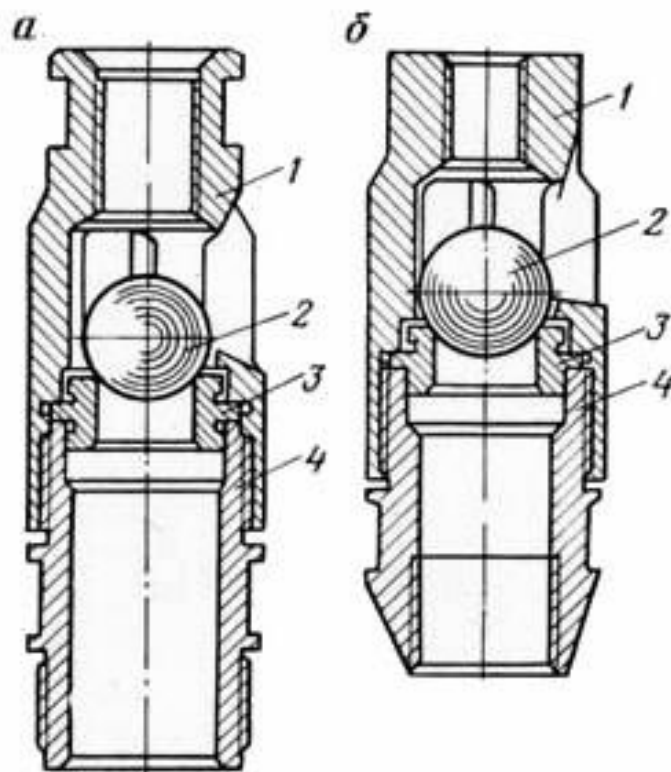
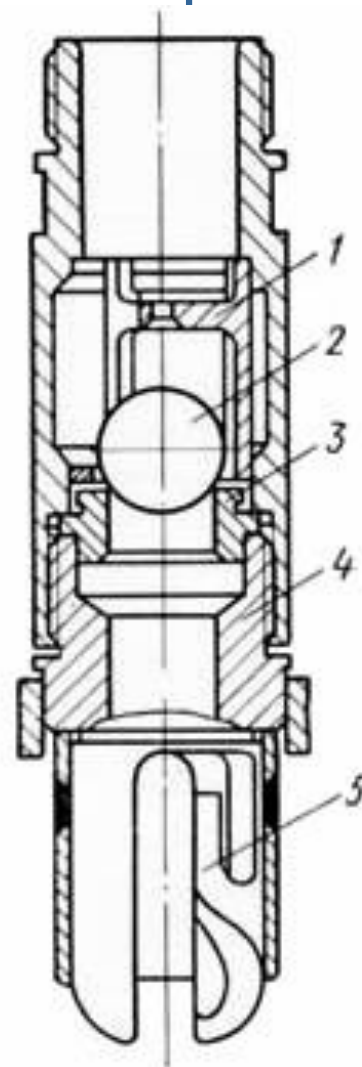


Рис. 10.4. Клапанные узлы: а - нагнетательный клапан для насосов НГН-1 (43, 55 и 68 мм); б - всасывающий клапан для насосов НГН-1 (43, 55 и 68 мм); 1 - клетка клапана; 2 - шарик; 3 - седло клапана; 4 - ниппель или ниппель-конус

# Эксплуатация скважин с помощью ШГН

Рис. 10.5. Нижний нагнетательный клапан насосов НГН-2 с ловителем для захвата штока всасывающего клапана: 1- 3 - см. рис. 10.4; 4 - корпус ловителя; 5 - ловитель



# Эксплуатация скважин с помощью ШГН

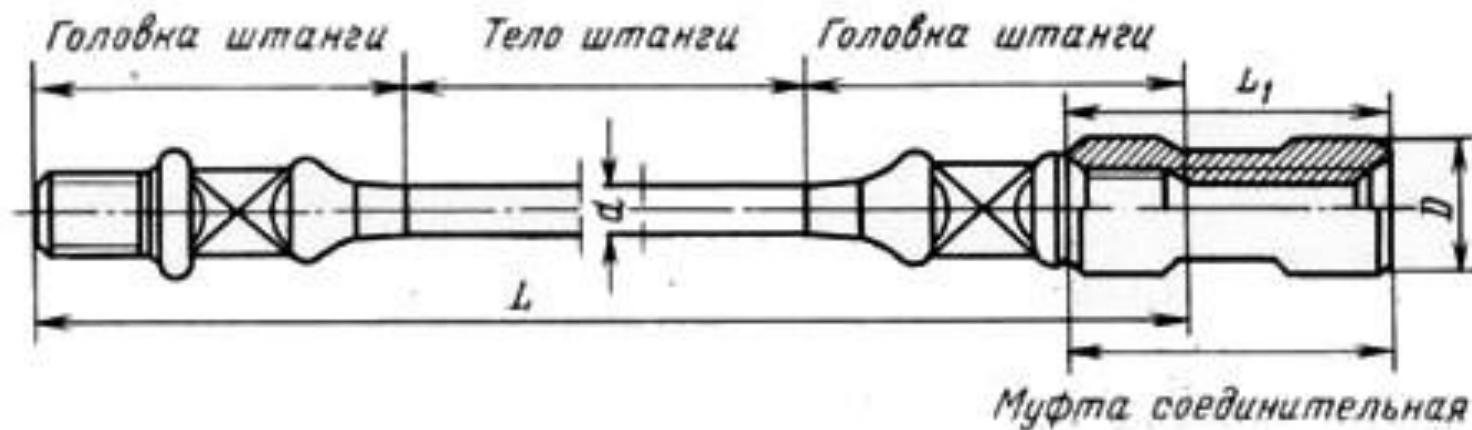


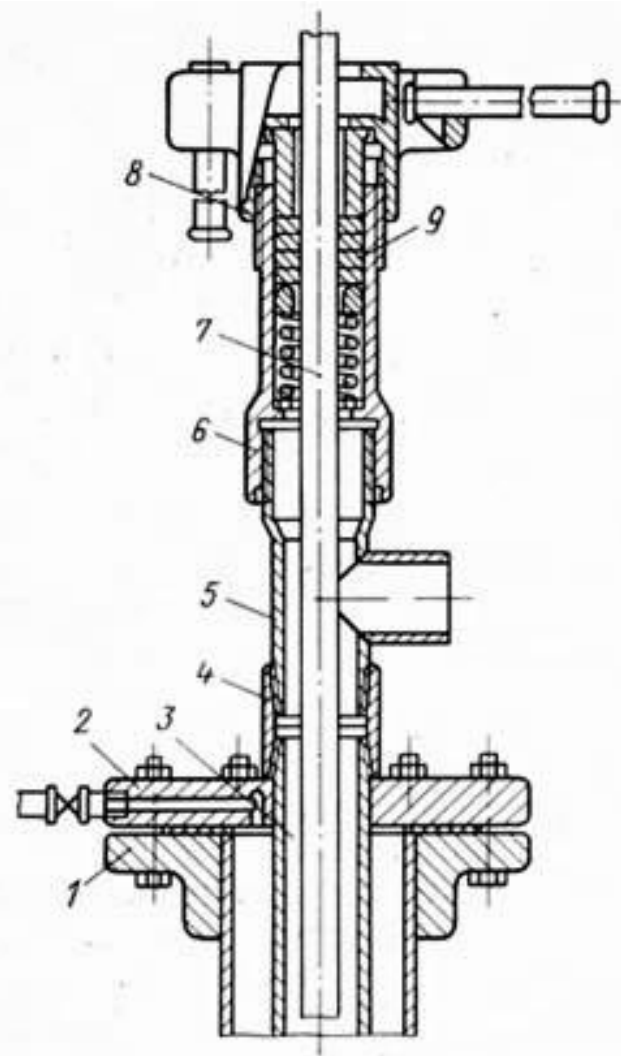
Рис. 10.6. Насосная штанга и соединительная муфта



# Эксплуатация скважин с помощью ШГН

Рис. 10.7. Типичное оборудование устья скважины для штанговой насосной установки:

- 1 - колонный фланец;
- 2 - планшайба;
- 3 - НКТ;
- 4 - опорная муфта;
- 5 - тройник;
- 6 - корпус сальника;
- 7 - полированный шток;
- 8 - головка сальника;
- 9 - сальниковая набивка



# Эксплуатация скважин с помощью ППГЦ

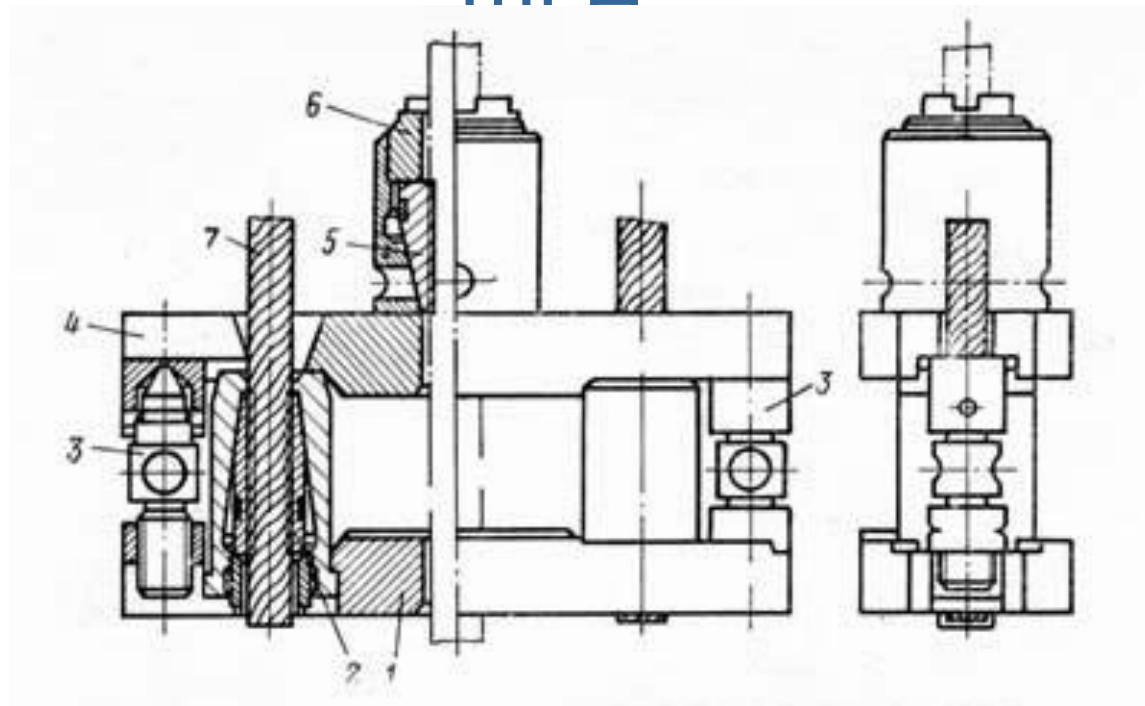


Рис. 10.8. Канатная подвеска сальникового штока

# Эксплуатация скважин с помощью ШГН

## Подача штангового скважинного насоса и коэффициент подачи

$$q_1 = S_{\Pi} \cdot (F - f),$$

$$Q = F \cdot S_{\Pi} \cdot n \cdot 60 \cdot 24 = 1440 \cdot F \cdot S_{\Pi} \cdot n$$

$$Q_T = 1440 \cdot F \cdot S \cdot n$$

$$\eta_1' = \frac{V_{\text{ж}}}{V_{\text{см}}} = \frac{V_{\text{ж}}}{V_{\text{ж}} + V_{\text{г}}} = \frac{1}{1 + V_{\text{г}}/V_{\text{ж}}} = \frac{1}{1 + R}$$

# Эксплуатация скважин с помощью ШГН

## Подача штангового скважинного насоса и коэффициент подачи

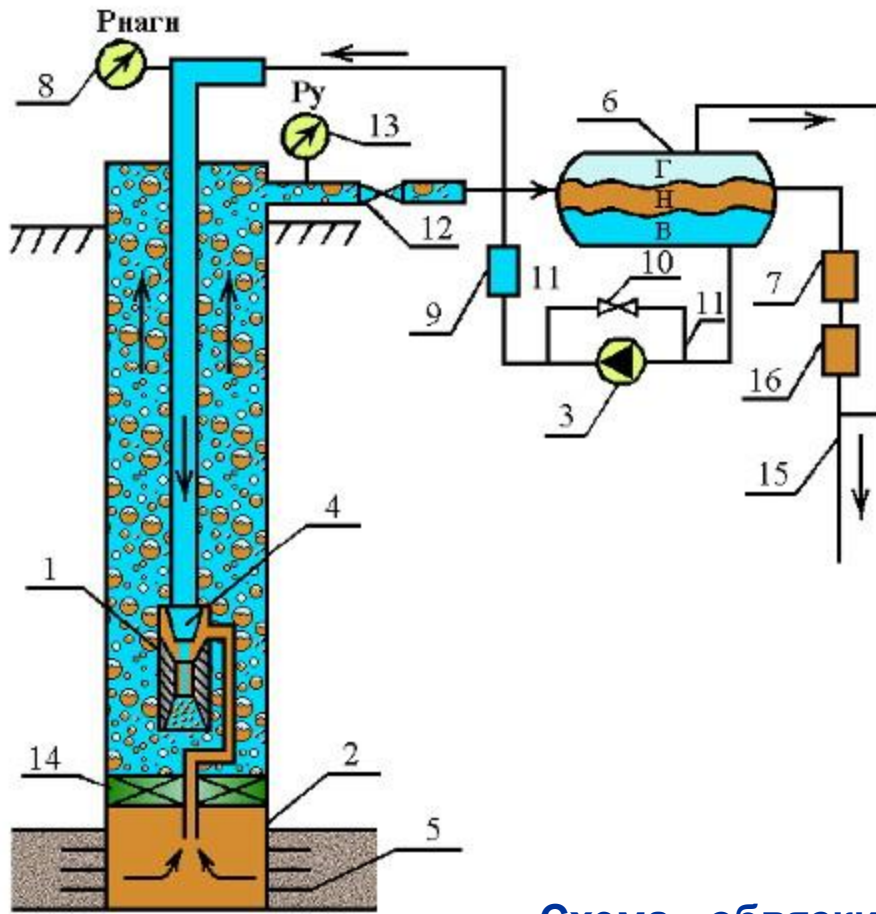
На коэффициент подачи ШСН влияют постоянные и переменные факторы.

К постоянным факторам можно отнести:

- влияние свободного газа в откачиваемой смеси;
- уменьшение полезного хода плунжера по сравнению с ходом точки подвеса штанг за счет упругих деформаций насосных штанг и труб;
- уменьшение объема откачиваемой жидкости (усадка) в результате ее охлаждения на поверхности и дегазации в сепарационных устройствах.
- К переменным факторам, изменяющимся во времени, можно отнести:
  - утечки между цилиндром и плунжером, которые зависят от степени износа насоса и наличия абразивных примесей в откачиваемой жидкости;
  - утечки в клапанах насоса из-за их немгновенного закрытия и открытия и, главным образом, из-за их износа и коррозии;
  - подвергаются переменным нагрузкам

# Применение гидроструйных насосов

СПОСОБ ОСВОЕНИЯ, ИССЛЕДОВАНИЯ И  
ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

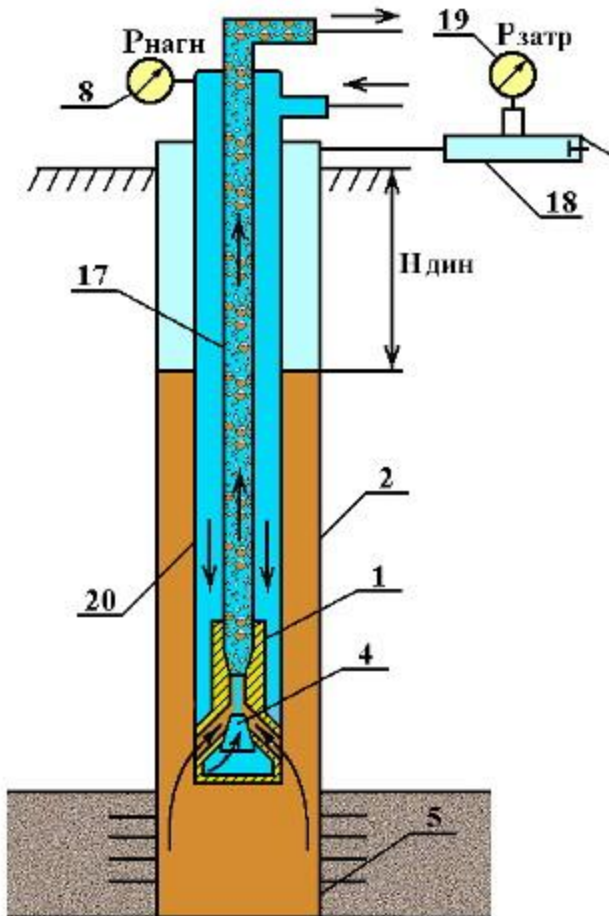


- 1 – струйный насос
- 2 – забой скважины
- 3 – поверхностный насос
- 4 – сопло струйного насоса
- 5 – пласт
- 6 – сепаратор
- 7 - дебитомер жидкости
- 8 – манометр
- 9 – расходомер
- 10 – вентиль
- 11 – байпасная линия
- 12 – задвижка
- 13 – манометр устьевой
- 14 – пакер
- 15 – выкидная линия
- 16 - влагомер

Рис. 1.

Схема обвязки и оборудование при эксплуатации скважины струйным насосом по затрубному пространству

# Применение гидроструйных насосов



- 1 – струйный насос
- 2 – эксплуатац. колонна
- 3 – поверхностный насос
- 4 – сопло струйного насоса
- 5 – плас
- 8 – манометр
- 20 – внешний ряд НКТ
- 18 – уровнемер
- 19 – манометр
- 17 – колонна НКТ

Рис. 2.

Технологическая схема при эксплуатации скважины струйным насосом с помощью двух рядов труб НКТ



# Применение гидроструйных насосов

Достоинства новой технологии эксплуатации скважин гидроструйными насосами

- нет подъёма жидкости по эксплуатационной колонне и связанных с этим осложнений;
- контроль динамического уровня в процессе эксплуатации;
- замена ненадёжных и дорогостоящих плунжерных насосов высокого давления многоступенчатыми центробежными насосами;
- технология позволяет эксплуатировать без установки силовой наземной станции проблемные скважины, разбросанные по площади месторождения, при подаче в сопло гидроструйного насоса воды из системы ППД;
- возможен вариант гидроструйной эксплуатации при нагнетании в эжектор сеноманской воды установкой ЭЦН из бездействующей скважины куста

# Применение насосно-эжекторных установок

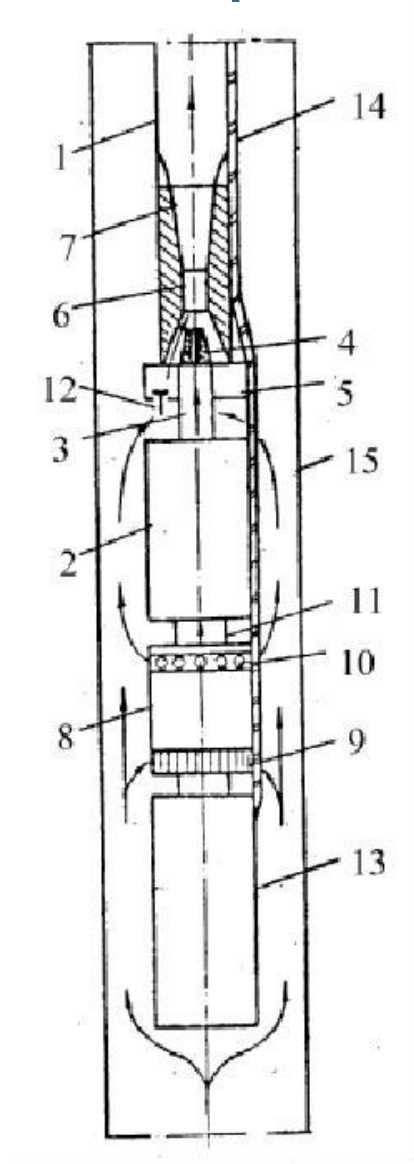


Рис. 1. Погружная насосно-эжекторная система для подъема газированной жидкости из скважин (патент СССР №1825544, 1988г.):

1 - НКТ;

2 - ЭЦН;

3 - нагнетательная линия ЭЦН;

4, 5, 6, 7 - сопло, приемная камера, камера смешения, диффузор струйного аппарата, соответственно;

8 - газосепаратор;

9 - приемная сетка;

10 - отверстия для сброса газа;

11 - входная линия ЭЦН;

12 - обратный клапан;

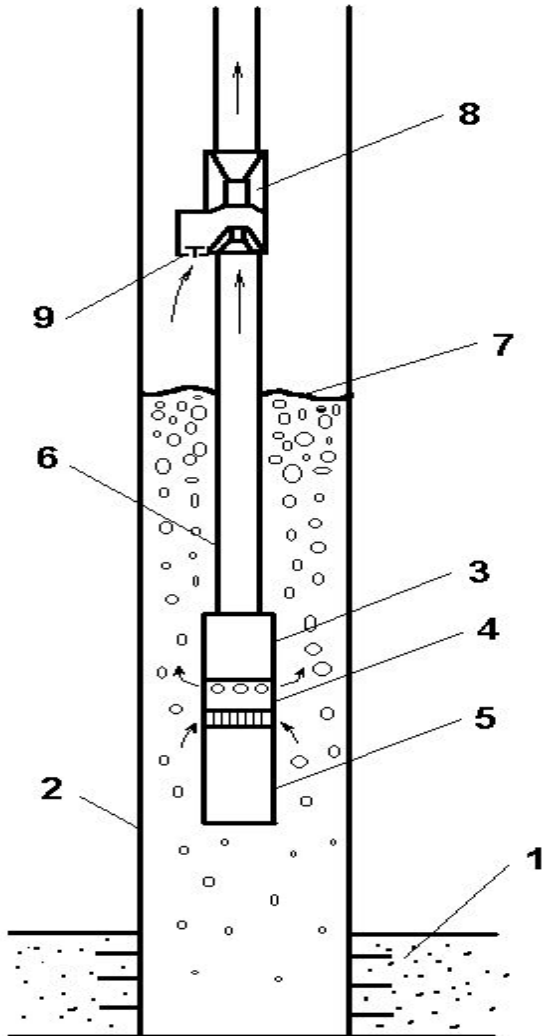
13 - ПЭД;

14 - кабель;

15 - эксплуатационная колонна.

Технологическая схема при эксплуатации скважины насосно-эжекторной установкой

# Применение насосно-эжекторных установок



- 1 – пласт,
- 2 – скважина,
- 3 – ЭЦН,
- 4 – газосепаратор,
- 5 – погружной электродвигатель с гидрозащитой,
- 6 – НКТ,
- 7 – динамический уровень,
- 8 – струйный аппарат,
- 9 – обратный клапан

Технологическая схема при расположении струйного аппарата выше динамического уровня