

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Югорский государственный университет» (ЮГУ)
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ
**(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(НефтИн (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ»)**



ФИЛИАЛ ФГБОУ ВО «ЮГУ»

**НЕФТЯНОЙ
ИНСТИТУТ**

**МДК. 02.01 ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**
специальность 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

**Краткий курс лекций к теме 4
«Оборудование для штанговой эксплуатации скважин»
для обучающихся 3 курса очной и заочной форм обучения
образовательных организаций
среднего профессионального образования**

Нижневартовск, 2022

РАССМОТРЕНО

На заседании ПЦК «ЭиБ»
Протокол № 08 от 14.10.2022 г.
Председатель Скобелева И.Е.

УТВЕРЖДЕНО

Председателем методического совета
НефтИн (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ»
Хайбулина Р.И.
«10» ноября 2022 г.

Краткий курс лекций к теме 4 «Оборудование для штанговой эксплуатации скважин» для обучающихся 3 курса очной и заочной форм обучения образовательных организаций среднего профессионального образования по МДК. 02.01 Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО, НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ), разработан в соответствии с:

1. Федеральным государственным образовательным стандартом среднего профессионального образования по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утв. 12.05.2014 года.

2. Программой профессионального модуля ПМ.02 Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утвержденной на методическом совете НефтИн (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ» протокол № 4 от 31.08.2022 года.

Разработчик:

Скобелева Ирина Ефимовна, преподаватель Нефтяного института (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

Рецензенты:

1. Пилипчук А.Д., преподаватель высшей квалификационной категории НефтИн (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

2. Кошкин О.А., начальник ПТО ООО «Пылинское».

Замечания, предложения и пожелания направлять в Нефтяной институт (филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Югорский государственный университет» по адресу: 628615, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ, г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.

ВВЕДЕНИЕ

Краткий курс лекций к теме 4 «Оборудование для штанговой эксплуатации скважин» составлен в соответствии с рабочей программой профессионального модуля ПМ. 02 Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования и соответствует требованиям ФГОС СПО по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

В кратком курсе лекций приведены основные сведения о назначении, принципе действия, конструктивных особенностях УШГН.

В ходе изучения темы обучающийся **должен уметь:**

- выполнять основные технологические расчёты по выбору наземного и скважинного оборудования;

знать:

- методы расчёта по выбору оборудования и установлению оптимальных режимов его работы;

- методы и правила монтажа, принцип работы и эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования и инструмента;

- технологические операции по техническому обслуживанию наземного оборудования и подземному ремонту скважин;

- меры предотвращения всех видов аварий оборудования.

ТЕМАТИЧЕСКИЙ ПЛАН ТЕМЫ

Наименование темы	Часы	Формируемые ПК, ОК
ТЕМА 3. УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН. ОБОРУДОВАНИЕ ФОНТАННЫХ И ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН		
Тема 4.1. Области применения глубиннонасосных установок. Конструкция ШСНУ. Назначение основных узлов	2	ПК 2.1., ПК 2.3 ОК 4, ОК 5
Тема 4.2. Принцип работы установки штангового глубинного насоса	2	ПК 2.1., ПК 2.3, ПК 2.5 ОК 4, ОК 5
Тема 4.3. Типы, конструкция, технические характеристики штанговых насосов	2	ПК 2.1., ПК 2.3 ОК 4, ОК 5
Тема 4.4. Насосные штанги	2	ПК 2.1., ПК 2.3 ОК 4, ОК 5
Практическое занятие № 20. Расчёт и подбор материала штанг	2	ПК 2.1., ПК 2.3, ПК 2.5 ОК 4, ОК 5
Тема 4.5. Конструкция, принцип работы СК. Технические характеристики. Условные обозначения СК	2	ПК 2.1., ПК 2.3, ПК 2.5 ОК 4, ОК 5
Практическое занятие № 21. Расчёт основных узлов СК	4	ПК 2.1., ПК 2.3 ОК 4, ОК 5
Практическое занятие № 22. Расчёт и выбор уравновешивания СК	4	ПК 2.1., ПК 2.3 ОК 4, ОК 5

ТЕМА 4.1. ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГЛУБИННОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК. КОНСТРУКЦИЯ ШСНУ. НАЗНАЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ

Установки штанговых глубинных насосов (УШГН) являются наиболее распространенным оборудованием для добычи пластовой жидкости из мало- и среднедебитных скважин в мировой практике.

Преимущества УШГН:

- Простая и надежная конструкция установки, позволяет эксплуатировать насос с малым дебитом, до 20 м³/ в сутки.
- Сравнительно высокий КПД установки, не более 40% (в диапазоне суммарного КПД УШГН от 0,25 до 0,4 в зависимости от типа, срока эксплуатации и степени износа).
- Высокая надежность при небольших мощностях.

Недостатки УШГН:

- Большая металлоемкость наземного оборудования.
- Сложность обслуживания и ремонта наземного оборудования.
- Удаленность привода от насоса (передача движения через колонну штанг).
- Короткий межремонтный ресурс погружного оборудования из-за чувствительности уплотнительных сальников на устье скважины.
- Быстрое истирание клапанной пары в флюидах с большим количеством механических примесей.
- Резкое снижение КПД установки с ростом глубины спуска ШГН.

Таблица 1 - Область применения

Полезная мощность, кВт	Подача, м ³ /сут	Глубина скважин, м
28 – 23	100 - 200	1000 - 1500
	50 - 80	500 - 800

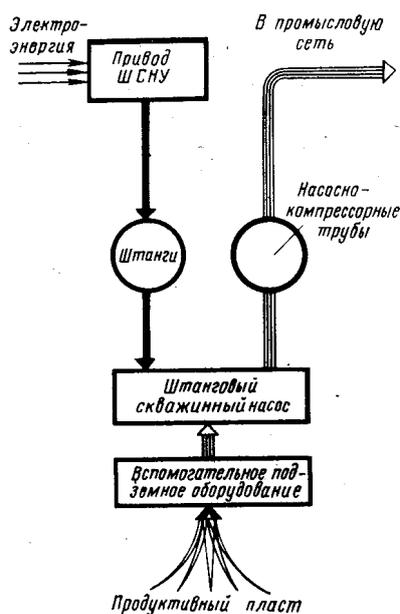


Рисунок 1 – Блок – схема УШГН

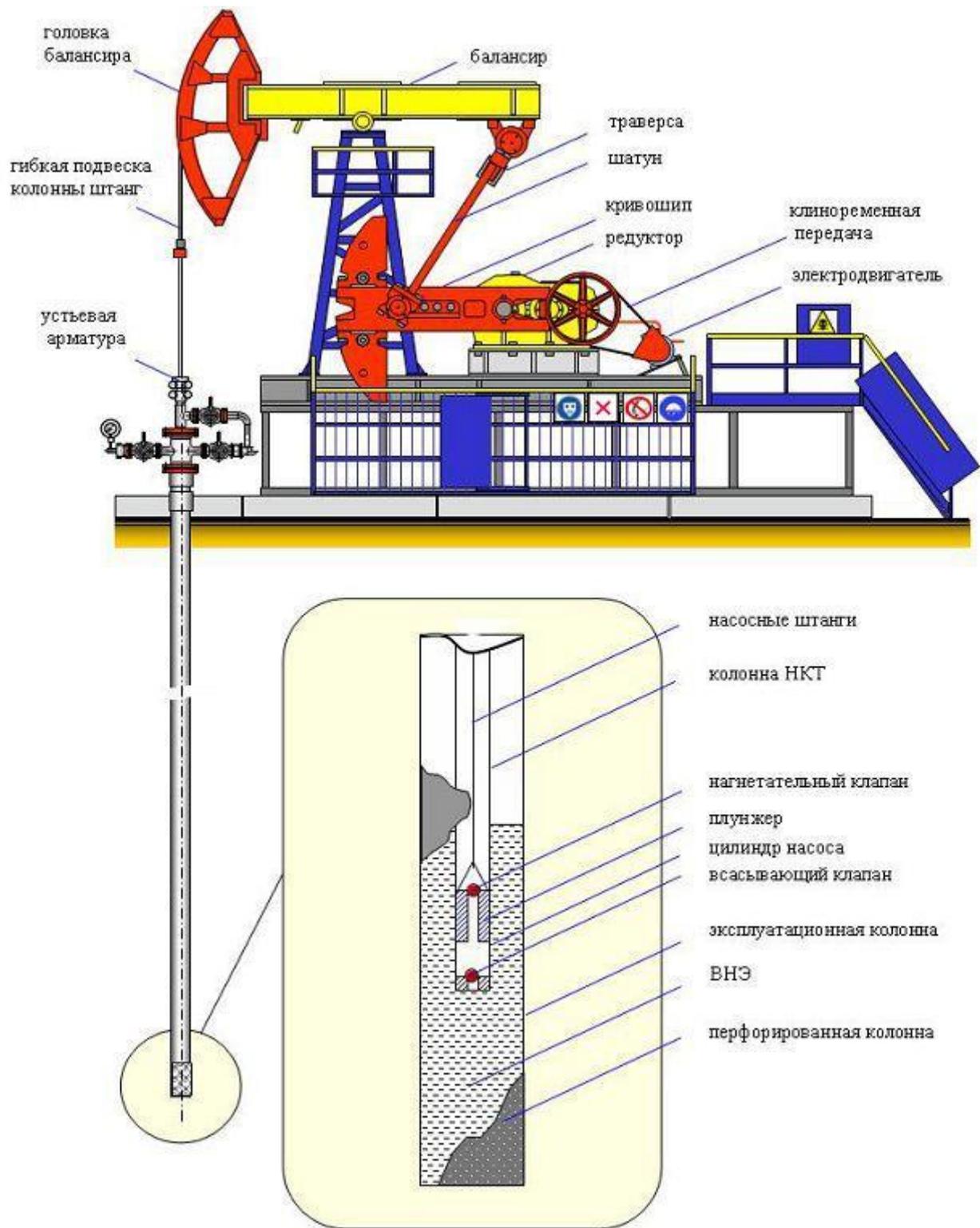


Рисунок 2 – Схема УШГН

Назначение основных узлов.

Установка состоит из наземного и подземного оборудования (рис. 2). Основные узлы: СК, оборудование устья, НКТ, штанги, насос.

Станок-качалка – преобразует поступающую от электродвигателя энергию в механическую энергию колонны штанг (привод насоса).

Насосные штанги – для передачи возвратно-поступательного движения от СК к плунжеру насоса.

Штанговый насос – для нагнетания жидкости.

НКТ – для подъема пластовой жидкости и подвески насоса.

Оборудование устья – для подвески труб, отвода пластовой жидкости в выкидную линию, герметизации устья.

В комплект подземного оборудования могут входить якорь, фиксирующий колонну, газовый и песочный якоря для отделения жидкости от песка и газа перед подачей жидкости на прием насоса.

Основные параметры, характеризующие УШГН.

1. **Подача**, определяемая количеством пластовой жидкости, поднимаемой в единицу времени ($\text{м}^3/\text{сут}$). Так как пластовая жидкость состоит из смеси нефти, воды, газа, песка, солей и ряда других примесей, то в характеристике ШСНУ обычно указывают подачу всей жидкости и нефти.

$$Q = 1440 Fsn \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$Q = 1440 Fsn\rho \text{ т} / \text{сут}$$

где **1440** – коэффициент, учитывающий количество минут в сутках;
F – площадь плунжера, м^2 ;
s – длина хода плунжера, м;
n – число качаний, мин^{-1} ;
 ρ – плотность жидкости, $\text{т}/\text{м}^3$.

2. **Развиваемое давление**, определяемое глубиной подвески скважинного насоса с учетом подпора на его приеме, обусловленного, прежде всего динамическим уровнем пластовой жидкости, плотностью жидкости, гидравлическим сопротивлением труб, противодействием на устье скважины и т. д.;

3. **КПД УШГН** определяется отношением работы приводного двигателя при работе установки к полезной работе установки по подъему пластовой жидкости. Учет к. п. д. установки достаточно сложен и в значительной степени зависит от особенностей каждой скважины. Так, например, использование энергии газа, растворенного в жидкости, может резко увеличить к. п. д. установки, а увеличение вязкости пластовой жидкости – снизить его;

КПД установки – определяется произведением КПД ее основных элементов и зависит от потерь энергии в них. Ориентировочные значения КПД отдельных систем:

- скважинный насос 0,70 – 0,75,
- колонна труб и штанг 0,80 – 0,90,
- станок-качалка 0,70 – 0,80.

Таким образом, общий КПД установки составляет 0,40 – 0,55 для нового оборудования.

Нижний допустимый предел КПД принимается равным 0,35.

Уменьшение КПД ниже указанного предела свидетельствует о необходимости ремонта.

4. Коэффициент подачи учитывает следующие виды потерь

4.1. Потери жидкости в насосе

- утечки через зазор плунжер-цилиндр;
- утечки у всасывающего и нагнетательного клапанов;
- сжимаемость жидкости, обусловленную наличием газа;
- отставание жидкости от поршня.

4.2. Потери, обусловленные конструкцией установки

- утечки через муфтовые соединения труб;
- деформацию колонны штанг и труб;
- мертвое пространство в насосе.

5. **Надежность** установки характеризуется долговечностью, ремонтоспособностью и безотказностью;

6. **Масса установки.** Увеличение массы установок отрицательно сказывается на стоимости установки, усложняет обслуживание и ремонт ее наземной и подземной частей. Кроме того, большая масса установки приводит к необходимости сооружения для нее дорогостоящего и трудоемкого фундамента.

7. **Мощность** ШСНУ практически не превышает 28 кВт при малых глубинах и 23 кВт при средних глубинах и определяется мощностью электродвигателя СК

$$N = 10^{-3} \pi D_{\text{п}}^2 S n \rho H g [(1 - \eta_{\text{н}} \eta_{\text{ск}}) / \eta_{\text{н}} \eta_{\text{ск}} + \eta_0] k / 60, \text{ кВт}$$

- где
- $\eta_{\text{н}}$ – КПД насоса, $\eta_{\text{н}} = 0,7$;
 - $\eta_{\text{ск}}$ – КПД станка-качалки, $\eta_{\text{ск}} = 0,8$;
 - η_0 – коэффициент подачи насоса, $\eta_0 = 0,8$;
 - k – коэффициент неуравновешенности станка-качалки, $k = 1,2$;
 - $D_{\text{п}}$ – диаметр плунжера насоса, м;
 - S – длина хода плунжера, м;
 - H – напор насоса; м;
 - ρ – плотность жидкости, т/м³, $\rho = 900 \text{ кг/м}^3$.

ТЕМА 4.2. ПРИНЦИП РАБОТЫ УСТАНОВКИ ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА

При работе УШГН энергия от электродвигателя клиноременной передачей передается через редуктор к кривошипно-шатунному механизму, преобразующему вращательное движение выходного вала редуктора через балансир в возвратно-поступательное движение колонны штанг. Связанный с колонной штанг плунжер также совершает возвратно-поступательные движения. При ходе плунжера вверх нагнетательный клапан закрыт давлением жидкости, находящейся над плунжером, и столб жидкости в колонне НКТ

движется вверх – происходит ее откачивание. В это время всасывающий клапан открывается, и жидкость заполняет объем цилиндра насоса под плунжером.

При ходе плунжера вниз всасывающий клапан под давлением столба жидкости закрывается, нагнетательный клапан открывается и жидкость перетекает в надплунжерное пространство цилиндра.

Откачиваемая жидкость направляется из колонны НКТ через боковой отвод устьевого сальника и подается в промысловый коллектор.

Усилие в точке подвеса штанг постоянно направлено вниз. Максимальная нагрузка на головку балансира (ход вверх) не должна превышать минимальную нагрузку (ход вниз) более чем на 50 %.

Размер полированного штока выбирают в зависимости от длины хода станка-качалки, указанной в таблице 2.

Таблица 2 - Размеры сальниковых штоков

Максимальная длина хода СК, мм	900	1800	3000	4500	6000
Длина сальникового штока, мм	2600	4600	5600	7100	8100
Диаметр сальникового штока, мм	31		36		

ТЕМА 4.3. ТИПЫ, КОНСТРУКЦИЯ, ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

Глубинные штанговые насосы ГШН являются наиболее распространенным видом насосов, предназначенных для подъема жидкости из нефтяных скважин.

До недавнего времени основным изготовителем ГШН для стран СНГ являлся Суруханский машиностроительный завод г. Баку. Изготовление насосов производилось по ОСТ 26.16.06-86.

По эксплуатационным качествам, конструктивному и материальному исполнению эти насосы не в полной мере удовлетворяли запросам нефтегазодобывающей отрасли, в связи, с чем значительное количество насосов закупалось по импорту в США и Европе.

Эти насосы изготавливают в соответствии со стандартами API – Спецификация 11АХ. По своим эксплуатационным качествам эти насосы значительно превосходят изготавливаемые по ОСТ, а многообразие исполнений обеспечивает подбор насосов для любых скважинных условий.

ОАО «Ижнефтемаш» закупило лицензию, техническую документацию на глубинные штанговые насосы у фирмы «Шеллер-Блекман» (SBS) и с 1994 года приступило к серийному выпуску насосов. По присоединительным размерам и резьбам выпускаемые насосы модифицированы под отечественное скважинное оборудование.

Одновременно с поставкой насосов у потребителей в местах эксплуатации ГШН организуются сервисные центры, оснащенные всем необходимым оборудованием для качественного обслуживания и ремонта насосов, а

также для их правильного подбора и использования.

ГШН в соответствии с классификацией АРІ подразделяются на 15 основных типов в зависимости от исполнения цилиндра и плунжера, расположения замковой опоры.

Скважинные штанговые насосы представляют собой вертикальную одноступенчатую и одноплунжерную конструкцию одинарного действия с цельным неподвижным цилиндром, подвижным металлическим плунжером, нагнетательным и всасывающим шариковыми клапанами. Насосы выполняются с высокой степенью унификации и взаимозаменяемости.

К основным параметрам насосов относятся условный диаметр, длина хода плунжера, развиваемый напор.

Таблица 3 - Область применения ГШН

Температура перекачиваемой жидкости	не более 130°С
Обводненность перекачиваемой жидкости	не более 99%
Вязкость жидкости	не более 0,025Па·с
Минерализация воды	до 10 мг/л
Максимальная концентрация механических примесей	до 1,3 г/л
Содержание свободного газа на приеме насоса	не более 10% по объему
Концентрация сероводорода	не более 50мг/л
Водородный показатель попутной воды	(рН) 4,2-8

Условное обозначение штанговых насосов по ОСТ 26-16-06-86



Б – безвтулочный цилиндр, С – втулочный цилиндр.

Пример: **НВ1БП -57-30- 12-2-И**

- НВ1 – насос вставной с замковой опорой сверху;
- Б – с толстостенным безвтулочным цилиндром;
- П – для эксплуатации с повышенным содержанием песка;
- 57 – условный диаметр плунжера в мм;
- 30 – ход плунжера в дм;
- 12 – напор, уменьшенный в 100 раз в метрах;
- 2 – группа посадки;
- И – износостойкий к агрессивной среде.

Условное обозначение штанговых насосов по API

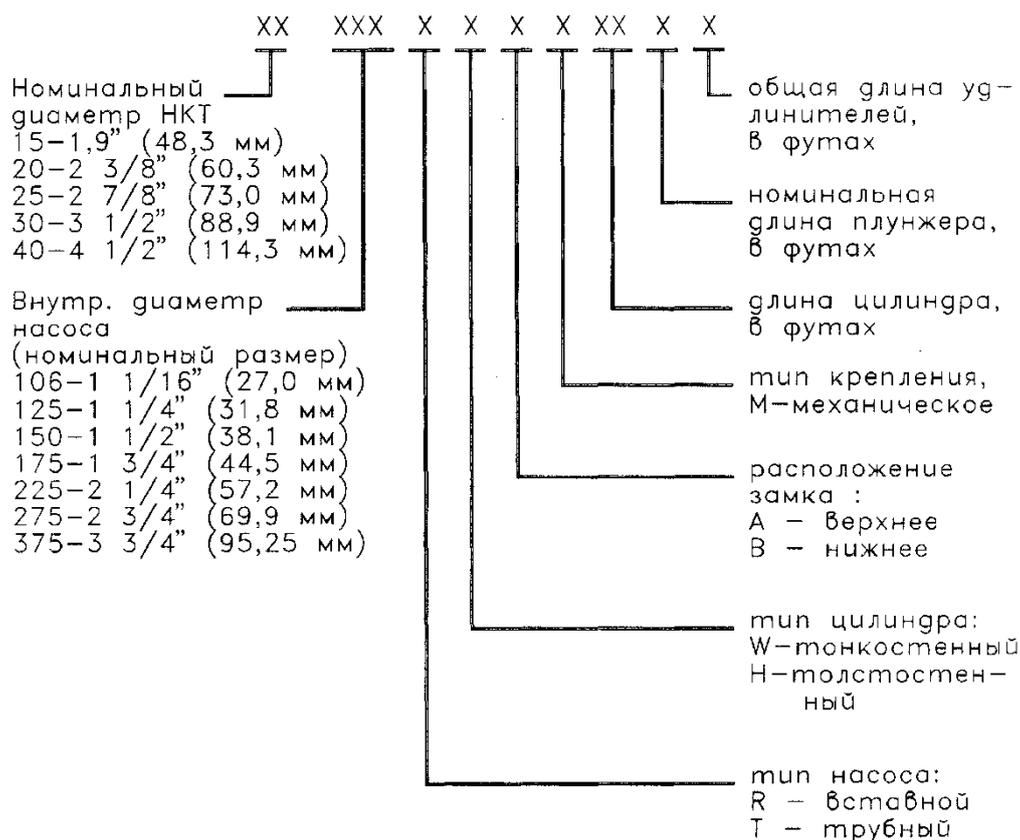


Таблица 3 - Соответствие насосов по API и ОСТ

Тип насосов	Обозначение насосов по API	Соответствующий аналог по ОСТ
Вставные толстостенные насосы с верхним механическим креплением	20-106-RHAM-XX-4-X	НВ1Б-29
	20-125-RHAM-XX-4-X	НВ1Б-32
	25-150-RHAM-XX-4-X	НВ1Б-38
	25-175-RHAM-XX-4-X	НВ1Б-44
Вставные толстостенные насосы с нижним механическим креплением	20-106-RHBM-XX-4-X	НВ2Б-29
	20-125-RHBM-XX-4-X	НВ2Б-32
	25-150-RHBM-XX-4-X	НВ2Б-38
	25-175-RHBM-XX-4-X	НВ2Б-44
Вставные тонкостенные насосы с нижним механическим креплением	20-125-RWAM-XX-4	-
	20-150-RWAM-XX-4	-
	20-125-RWBM-XX-4	-
	20-150-RWBM-XX-4	-
Трубные (невставные) насосы	20-125-THM-XX-4-X	НН2Б-32
	20-175-THM-XX-4-X	НН2Б-44
	25-125-THM-XX-4-X	НН2Б-57

Независимо от конструкции, все скважинные насосы по способу соединения с колонной НКТ подразделяются на две группы: вставные и невставные (трубные).

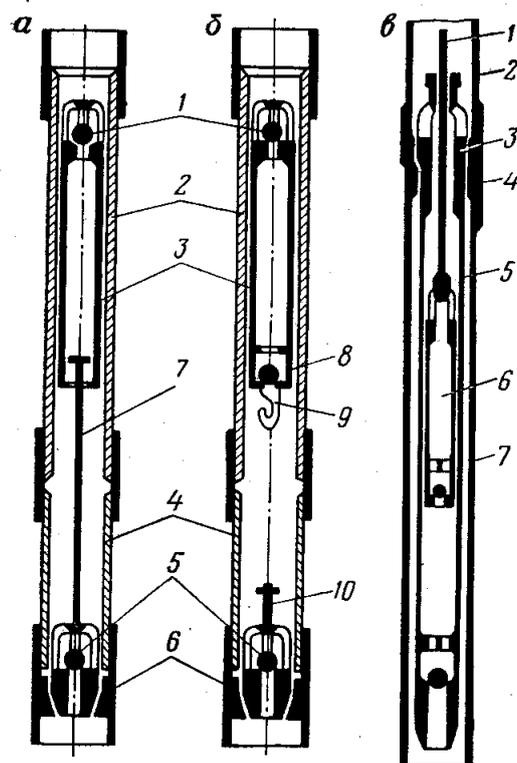


Рисунок 3 – Схемы штанговых насосов

а – невставной насос с захватным штоком НН1;

б – невставной насос с ловителем НН2.

1-нагнетательные клапаны; 2-цилиндры; 3-плунжеры;
4-патрубки удлинители; 5-всасывающие клапаны; 6-седла клапанов;
7-захватный шток; 8-второй нагнетательный клапан; 9-ловитель.

в – вставной насос НВ1.

1-штанга; 2-НКТ; 3-посадочный конус; 4-замковая опора; 5-цилиндр;
6-плунжер; 7-направляющая труба.

Невставными называются насосы, цилиндр и плунжер которых спускают в скважину отдельно: цилиндр на колонне НКТ, а плунжер с клапанами на колонне штанг (рис. 3 а, б). **При использовании автосцепа насос спускают в скважину в сборе с плунжером с последующим спуском и автоматическим сцеплением колонны штанг с плунжером.**

Наибольшее применение находят невставные насосы типа **НН-2Б** (со специальным захватом) с условным размером **32, 44 и 57**.

Преимущества:

1. При одинаковом размере НКТ подача больше, чем у вставного.
2. Большой МРП за счет больших размеров узлов и деталей (плунжер, цилиндр).

Недостатки:

1. Большая трудоемкость работ при замене насоса, так как для извлечения цилиндра необходимо поднимать всю колонну НКТ.
2. Ограниченность глубины отбора жидкости, обусловленная

максимально-предельной нагрузкой на НКТ и штанги.

3. Возможность деформации наружной поверхности плунжера при монтаже, особенно в искривленных скважинах, о поверхность труб.

Этими преимуществами и недостатками определена область применения трубных насосов. Их используют для эксплуатации скважин имеющих высокий дебит, большой МРП и небольшую глубину (до 1200 м).

Вставными называются насосы, которые собирают на поверхности и опускают в скважину на насосных штангах (рис. 3, в). Креплением для этих насосов служит замковая опора, спускаемая в скважину с НКТ. Имеют условное обозначение НВ1 (замковая опора в верхней части насоса) и НВ2 – в нижней части. Наибольшее распространение получили насосы типа **НВ1Б** с условным диаметром **29, 32, 38 и 44**.

Насосы НВ имеют меньшую подачу, чем трубные, но этот недостаток компенсируется возможностью быстрого его подъема без подъема НКТ.

Принцип работы насоса

При ходе плунжера вниз (рис. 4, а и б) всасывающий клапан закрывается под давлением столба жидкости, а нагнетательный (плунжерный) открывается и жидкость перетекает в надплунжерное пространство.

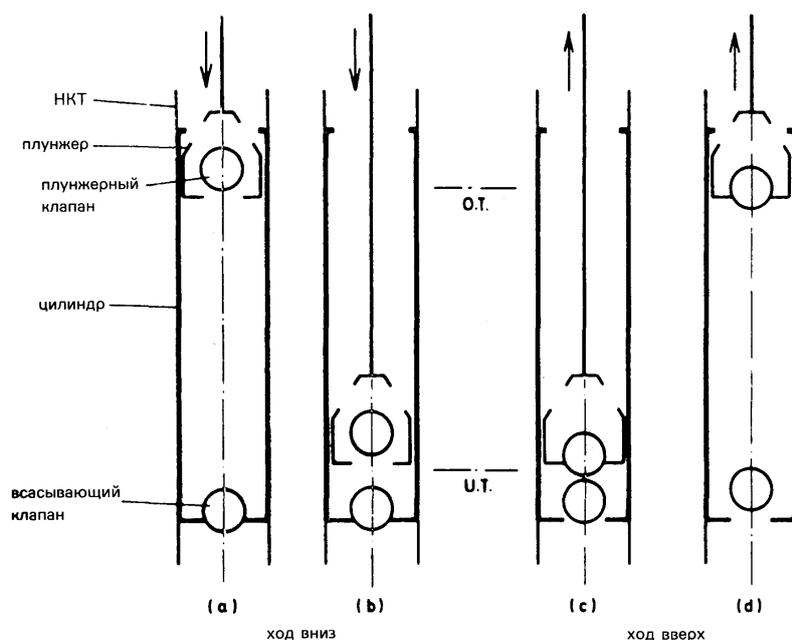


Рисунок 4 – Схема процесса откачки

О.Т. – верхняя мертвая точка движения плунжера;

У.Т. – нижняя мертвая точка движения плунжера.

При ходе плунжера вверх (рис. 4, в и г) нагнетательный клапан закрыт давлением жидкости, находящейся над плунжером, и столб жидкости в колонне НКТ движется вверх – происходит ее откачивание. В это время всасывающий клапан открывается, и жидкость заполняет объем цилиндра насоса под плунжером.

Основные детали.

Для упрощения изготовления и ремонта скважинных насосов их детали выполняются с высокой степенью унификации.

Цилиндры насосов бывают втулочными и цельнотянутыми. Цилиндр втулочного насоса состоит из кожуха, в котором размещены втулки. Втулки фиксируются гайками. Они подвергаются воздействию переменного внутреннего гидравлического давления от столба откачиваемой жидкости и постоянного усилия, возникающего в результате торцевого обжатия рабочих втулок. Втулки всех насосов при различных внутренних диаметрах имеют одинаковую длину—по 300 мм.

Для всех насосов изготавливают втулки трех типов, представленные в таблице 4.

Таблица 4

Материал для изготовления	Толщина стенки, мм	Вид термообработки	Твердость HRC
Легированная сталь 38ХМЮА	Тонкостенные	Азотирование на глубину 0,2 – 0,5 мм	80
Стальные из стали марок 45 и 40Х,	Тонкостенные и толстостенные	Закалка ТВЧ на глубину 0,7 – 1,5 мм	50
Чугунные марки СЧ26—48	Толстостенные	Закалка ТВЧ по всему объему	36-45

Учитывая толщину стенок, втулки из чугуна применяют для трубных насосов с диаметром цилиндра более 32 мм, а втулки из легированной стали – для всех вставных насосов и для трубных насосов малого диаметра (28 и 32 мм). Термообработку применяют для повышения износостойкости и твердости.

Внутреннюю поверхность втулок шлифуют и хонингуют, а торцы обрабатывают так, чтобы они были строго перпендикулярны оси втулок и плотно прилегали друг к другу.

При сборке цилиндра втулки надевают на специальный калиброванный стержень-скалку, который обеспечивает соосность, и в таком виде вставляют в трубчатый кожух, где плотно зажимают с торцов муфтами.

В зависимости от типа насоса в цилиндр устанавливают от 2 до 27 втулок (длина цилиндра 600 – 8100 мм).

Цилиндр в сборе с всасывающим клапаном подвергают испытанию при установившемся давлении $p=1,25 H$ (H —глубина спуска насоса).

Цельнотянутые цилиндры представляют собой длинную стальную трубу с внутренней рабочей поверхностью. Труба при этом выполняет роль и цилиндра и кожуха одновременно. Подобная конструкция исключает негерметичность между торцами рабочих втулок и искривление оси цилиндра. При этом увеличивается жесткость насоса и создается возможность использовать плунжер большего диаметра при одинаковом по сравнению с втулочным насосом наружном диаметре. Стоимость такого цилиндра значительно больше. Сложнее технология изготовления.

Плунжер скважинного насоса представляет собой стальную трубу с внутренней резьбой на концах, длиной 1200 мм. Изготавливают из стали 45, 40Х или 38ХМЮА. По способу уплотнения зазора цилиндр — плунжер различают полностью металлические и гуммированные плунжеры. В паре металлический плунжер — цилиндр уплотнение создается нормированным зазором большой длины, в гуммированных парах — за счет манжет или колец, изготовленных из эластомера или пластмассы.

В настоящее время применяют плунжеры с гладкой поверхностью; с кольцевыми канавками; с винтовой канавкой; с кольцевыми канавками, цилиндрической расточкой и скошенным концом в верхней части («пескобрей»), манжетные и гуммированные плунжеры.

Большое количество разнообразных конструкций плунжеров обусловлено необходимостью обеспечения при любых условиях эксплуатации герметичности зазора, высокой долговечности пары цилиндр — плунжер (при этом стремятся по возможности уменьшить силы трения).

В «песчаных» скважинах применяют плунжеры с винтовыми или кольцевыми канавками. Все эти плунжеры работают с меньшими усилиями трения, чем манжетный гуммированный, который применяют для откачки жидкости, не содержащей абразив. Последний обеспечивает максимальную герметичность, но при его работе возникают большие силы трения.

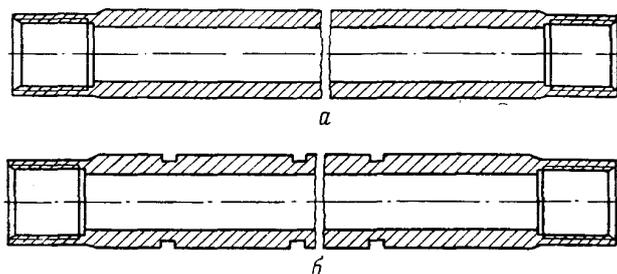


Рисунок 5 – Плунжеры насосов

а – гладкий (исполнение Г); б – с кольцевыми канавками (К).

Для обеспечения высокой долговечности насоса большое значение имеет предотвращение задиров трущихся поверхностей. Причиной этого явления бывает как содержащийся в откачиваемой жидкости абразив, так и появление локальных зон сухого трения пары плунжер — цилиндр в результате разрыва в зазоре пленки откачиваемой жидкости. Чтобы обеспечить нормальную работу пары сопряженных деталей, применяют плунжеры с углублениями канавками, либо увеличивают твердость рабочей поверхности плунжера цементированием или хромированием.

Хромированные плунжеры наиболее долговечны и имеют более низкий коэффициент трения, чем цементированные. Помимо этого, слой хрома обеспечивает хорошую коррозионную стойкость при работе в скважинах с высоким содержанием SO_2 . Необходимо отметить, что хромирование — сравнительно дорогой процесс, поэтому более широкое применение имеют плунжеры не хромированные, а из углеродистой стали, закаленные токами

высокой частоты.

По величине зазора между цилиндром и плунжером насосы подразделяются на три группы.

Таблица 5 - Группы посадки штанговых насосов по ОСТ

Группа насоса	Зазор, мкм	Область применения
I	20 – 70	Маловязкая жидкость с невысоким содержанием песка, при больших глубинах подвески насоса
II	70 – 120	Жидкость средней вязкости с высоким содержанием газа при средних глубинах
III	более 120	Очень вязкая жидкость при малой глубине подвески

Клапаны скважинных насосов выполняют шариковыми, так как они обладают наибольшей работоспособностью по сравнению с другими (коническими и плоскими) конструкциями. Большой срок их службы объясняется хорошей притиркой шарика к седлу во время работы при длительном сохранении шариком своих размеров вследствие большой его активной поверхности.

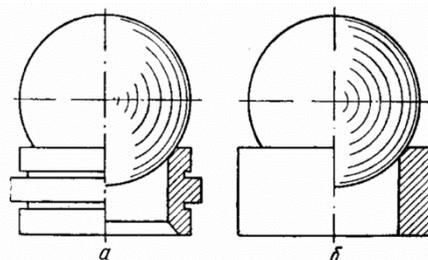


Рисунок 6 – Шариковые клапаны

а – с буртом; б – с гладкой наружной поверхностью.

В зависимости от конструкции седла шариковые клапаны бывают с буртом и с гладкой наружной поверхностью (рис. 6). Последние применяют, как правило, в качестве нагнетательных клапанов.

Седла клапанов симметричны и при износе одной из кромок поверхности седла их поворачивают (переставляют) на 180° для использования другой поверхности. Для обеспечения герметичности стыка шарик — седло внутренняя кромка седла имеет фаску.

Твердость шарика всегда выше твердости седла, так как при работе шарик должен сохранять свою форму. Шарик обычно имеет твердость 56 – 70 HRS, а седла – 40-50 HRS.

Шарики и седла изготавливают из высокоуглеродистой стали или бронзы (для коррозионных условий).

Для достижения герметичности клапана шарики тщательно притирают к седлу и герметичность проверяют при помощи вакуум-прибора.

Клапанные узлы унифицированы – их применяют и как всасывающие, и как нагнетательные.

Для насосов различных типов и диаметров применяют всего 7 размеров шариков и седел к ним.

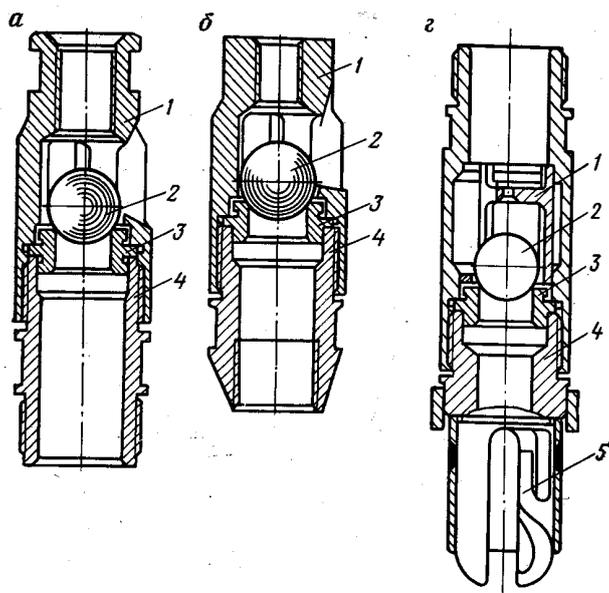


Рисунок 7 – Клапанные узлы

- а, б – нагнетательный и всасывающий для насоса НН 1;
 1-клетка клапана; 2-шарик; 3-седло; 4-ниппель или ниппель – конус;
 в – всасывающий клапан насоса НН 2;
 4-корпус ловителя; 5-ловитель.

Всасывающие клапаны трубных насосов состоят из наконечника конуса и клапанной клетки, соединенных между собой на резьбе (рис. 7). Седло шарика плотно прижато торцами этих деталей. Клапанная клетка ограничивает перемещение шарика вверх и имеет боковые окна для выхода жидкости. В верхнюю часть клетки завинчивается шток ловителя или захватный шток.

В клапанах вставных насосов вместо клапанной клетки ставятся цилиндрический корпус клапана и внутри него стакан, который выполняет роль клетки.

Узлы нагнетательных клапанов насосов всех типов имеют много общего с узлами всасывающих клапанов и отличаются только размерами деталей и небольшими изменениями в их исполнении.

ТЕМА 4.4. НАСОСНЫЕ ШТАНГИ

Предназначены для передачи возвратно-поступательного движения от СК к плунжеру насоса.

Штанга — это металлический стержень круглого сечения с квадратной головкой под ключ. На головке накатывается резьба. Накатка резьбы осуществляется роликами или гребенками на резьбонакатных автоматах путем **пластической деформации** заготовки. Создается профиль с благоприятно расположенными волокнами. Предел выносливости повышается на 40-90%.

Головку штанги выполняют с плавным переходом от утолщения к основному телу штанги. Штанги воспринимают переменные и

знакопеременные нагрузки, поэтому очень важно не допускать концентрации напряжений и явлений остаточной деформации при продольном изгибе штанги.

Штанги выпускают диаметром 16, 19, 22 и 25 мм по основному телу штанги, длиной 8 м. Для более точного соблюдения глубины подвески плунжера насоса применяют короткие штанги длиной 1; 1,2; 1,5; 2 и 3 м.

Штанги изготавливают из углеродистой или легированной стали и подвергают термической обработке. Марка стали, и вид термообработки зависят от условий эксплуатации. Наружная поверхность штанг упрочняется ТВЧ или дробеструйной обработкой, (отказы уменьшаются в 3,5 и 2,5 раза соответственно).

Штанги собирают в колонны. Колонна штанг может быть одно-, двух- и трехступенчатой, то есть собранной из штанг разного диаметра для уменьшения собственного веса.

Для соединения штанг одинакового диаметра выпускают соединительные муфты, а для штанг разного диаметра – переводные.

Поставляют штанги с муфтами, плотно навинченными на один конец, упакованными в пакеты по 16 штук. Открытая резьба штанги и муфты закрывается колпачками и пробками.

Каждую штангу маркируют на двух противоположных сторонах каждого квадрата. На одной стороне наносят знак завода-изготовителя и условный номер плавки, на другой – марку стали, год выпуска, квартал. Штанга, обработанная ТВЧ, маркируется на третьей стороне квадрата буквой Т.

В ГОСТе на насосные штанги даны требования по их надежности: 5 штанг из 1000, произведенных в один из кварталов года, могут оборваться из-за некачественного изготовления за 5 млн. рабочих циклов (5 лет).

Причины разрушения.

Статистика показывает, что 40-45% аварий ШСНУ связаны с обрывом или разрушением колонны штанг.

Переменные нагрузки на штанги вызывают усталость металла, приводящую к внезапному обрыву. Из-за усталости металла происходит до 90% аварий. Причины образования усталостных трещин:

1. Наличие на поверхности штанг механических повреждений от ударов. На дне риски создается концентрация напряжений и развивается трещина.

2. Появление перенапряжений в поверхностном слое металла в результате изгиба штанги при ее транспортировке.

Так как участок резьбовых соединений более жесткий на изгиб, усталостные изломы происходят на расстоянии 150-200 мм от муфты.

Второй причиной разрушения являются заводские дефекты изготовления, т.к. на заводах проводится выборочный контроль качества штанг.

Причиной преждевременного выхода штанг из строя – износ муфт за счет трения о НКТ. Для предохранения от истирания используют центраторы разных модификаций.

Утяжеленный низ штанг.

Анализ обрывов колонны штанг показал, что их разрушение при работе с насосами малых диаметров происходит в верхней части колонны, а при работе с насосами больших диаметров – в нижней. В средней части колонны обрывы редки.

Обрывы штанг в верхней части колонны обусловлены усталостными растягивающими напряжениями, величина которых в нижней части мала.

Причина обрыва штанг в нижней части – продольный изгиб штанг, приводящий к увеличению амплитуды напряжений. При увеличении диаметра плунжера и числа качаний увеличивается как сила трения плунжера о стенки цилиндра, так и сила, обусловленная гидравлическим сопротивлением при прохождении жидкости через канал в плунжере и нагнетательный клапан.

Для устранения продольного изгиба нижней части колонны штанг применяют утяжеленный низ.

Утяжеленный низ собирается из сплошных трубчатых штанг большого сечения. Он состоит из секций длиной по 4 – 5 м.

Чем больше диаметр насоса, тем большее количество секций должен иметь утяжеленный низ. Так, например, 3 – 4 секции предотвращают заедание плунжера. Вес низа выбирается таким образом, чтобы обеспечить работу его верхней штанги в режиме растяжения. В противном случае возможен быстрый выход из строя штанги, соединенной с низом, в результате дополнительных напряжений от изгиба.

Эксплуатация, транспортировка и хранение штанг.

Работоспособность насосных штанг зависит от соблюдения правил их эксплуатации, транспортировки и хранения. Для максимального увеличения срока службы штанг и увеличения МРП необходимо соблюдать следующие правила.

1. Нельзя допускать составление колонны или отдельных ее ступеней из штанг, изготовленных из разных марок сталей. На случай обрыва следует иметь на мостках 3 – 4 запасные штанги с надетыми на резьбу предохранительными колпачками.

2. Надежная работа резьбовых соединений обеспечивается правильным свинчиванием штанг. Исправное резьбовое соединение должно свободно свинчиваться «от руки» до соприкосновения торца муфты с буртом штанги. Резьба штанги, не удовлетворяющая этому условию, должна быть очищена от грязи. При свинчивании усилием штанг должны соблюдаться следующие оптимальные соотношения диаметра штанг и крутящего момента:

Таблица 6

Диаметр штанги, мм	Крутящий момент, кН м	Диаметр штанги, мм	Крутящий момент, кН м
16	0,3	22	0,7
19	0,5	25	1,05

При разборке колонны запрещается обстукивание муфты ключом.

Трудно развинчиваемое соединение необходимо разбирать, используя ключ с рукояткой длиной 4 м. Штанги и муфты, имеющие поврежденные торцы и не дающие плотного стыка, следует браковать.

3. При спуске или подъеме колонны штанг необходимо следить за правильностью зарядки элеватора. В противном случае возможен изгиб штанги. Изогнутые штанги нельзя выпрямлять, их бракуют. Лучший способ хранения штанг при подземном ремонте – их подвешивание на люстре.

4. При погрузке и выгрузке пакетов со штангами необходимо использовать автокран со специальной траверсой, имеющей не менее трех подвесок. Подъем более чем одного пакета не разрешается.

5. Хранить штанги необходимо в пакетах, уложенных на стеллажах.

6. При транспортировке штанг нельзя допускать их провисания, для чего используют специальные приспособления. Не допускается совместная перевозка штанг и других предметов. Штанги перевозятся на специальных агрегатах АПШ.

ТЕМА 4.5. КОНСТРУКЦИЯ, ПРИНЦИП РАБОТЫ СК. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ СК

СК называется кривошипно-шатунный механизм, предназначенный для приведения штангового насоса в действие.

Станок-качалка (СК) состоит из ряда самостоятельных узлов:

Фундамент служит для установки и крепления станка-качалки. Может сооружаться монолитным (бутобетонным или железобетонным) или сборным – из бетонных блоков или металла.

Рама предназначена для установки на ней всего оборудования СК и выполняется из профильного проката в виде двух полозьев, соединенных поперечниками, и имеет специальную подставку под редуктор. В раме имеются отверстия под анкерные болты для её крепления к фундаменту.

Стойка является опорой для балансира и выполняется из профильного проката в виде четырехгранной пирамиды. Ноги стойки связаны между собой поперечинами. Снизу стойка крепится к раме сваркой или болтами, сверху несет плиту для крепления оси балансира с помощью двух скоб.

Балансир предназначен для передачи возвратно-поступательного движения колонне штанг. Выполняется из профильного проката двутаврового сечения и имеет однобалочную или двухбалочную конструкцию. Со стороны скважины балансир заканчивается поворотной головкой.

Опора балансира – ось, оба конца которой установлены в сферических роликоподшипниках, расположенных в чугунных корпусах. К средней части оси, имеющей квадратное сечение, приварена планка, через которую опора балансира с помощью болтов соединяется с балансиром.

Траверса выполняет роль связующего звена между кривошипно-

шатунным механизмом и балансиром и конструктивно выполняется в виде прямолинейной балки из профильного проката. Крепление к балансиру шарнирное при помощи сферического роликоподшипника.

Опора траверсы шарнирно соединяет балансир с траверсой. Средняя часть оси установлена в сферическом роликоподшипнике, корпус которого болтами прикреплен к нижней полке балансира. Концы оси зажаты в клеммовых зажимах двух кронштейнов.

Кривошипно-шатунный механизм предназначен для преобразования вращательного движения вала редуктора в возвратно-поступательное движение балансира и состоит из двух шатунов и двух кривошипов с противовесами.

Шатун – стальная трубная заготовка, на одном конце которой сварена верхняя головка шатуна, а на другом – башмак. Палец верхней головки шатуна шарнирно соединен с траверсой. В станках-качалках СК8-3,5-5600 и СК 10-3-5600 в верхней головке шатуна применен шарнирный подшипник ШС. Башмак болтами прикреплен к нижней головке шатуна. Палец кривошипа конусной поверхностью вставляется в отверстие кривошипа и через разрезную втулку затягивается с помощью гаек.

Пример условного обозначения станка - качалки СК 8 – 3,5 – 4000:

8 – максимальная нагрузка на полированный шток, т,
 3,5 – максимальная длина хода полированного штока, м,
 4000 – максимальный крутящий момент на выходном (кривошипном валу редуктора), кг · м.

Пример условного обозначения современного станка-качалки СК 80-3-40:

80 – максимальная нагрузка на полированный шток, кН,
 3 – максимальная длина хода полированного штока, м,
 40 – максимальный крутящий момент на выходном валу редуктора, кН · м.

Таблица 7 - Классификация СК

Признак классификации	Наименование
Нагрузка на головку балансира, Р	Легкие до 3 тонн
	Средние 3 – 6 тонн
	Тяжелые 8 – 12 тонн
Длина хода точки подвеса штанг, S	Короткоходовые до 1 м
	Со средней длиной хода 1 – 3 м
	Длинноходовые 3 – 6 м
Число двойных ходов точки подвеса штанг, n	Тихоходные до 6 мин ⁻¹
	Со средним числом ходов 6 – 15 мин ⁻¹
	Быстроходные > 15 мин ⁻¹
Мощность, N	Маломощные до 5 кВт
	Средней мощности 5 – 25 кВт
	Мощные 25 – 100 кВт

Новые технологии.

Приводы СК.

Ижевский завод Группы компаний «Римера» (входит в Группу ЧТПЗ), одно из ведущих российских предприятий нефтяного машиностроения, подготовил к производству приводы глубинных штанговых насосов (ШГН) грузоподъемностью 10 и 12 тонн.

В конструкции новых станков-качалок реализованы технические решения, которые позволят повысить эффективность нефтедобычи на традиционных месторождениях.

Новые модели приводов ШГН обладают повышенным запасом прочности и будут комплектоваться специально разработанным трехступенчатым редуктором РТ-58, а также новыми кривошипами и противовесами. По сравнению с используемыми в данном сегменте редукторами, РТ-58 имеет более высокий крутящий момент и увеличенную нагрузочную способность.

ШГН.

Завод-изготовитель: группа компаний Антей-Нефтемаш. По конструктивному исполнению насосы по основным параметрам, кроме резьб НКТ, соответствуют требованиям спецификации 11АХ Американского нефтяного института и состоят из цельного толстостенного цилиндра с двумя удлинителями, плунжера, нагнетательного и всасывающего клапанов и узла крепления.

Производится более 800 типоразмеров и исполнений насосов как стандартных (по спецификации API 11АХ), так и специальных исполнений, в том числе – для работы в особо сложных скважинных условиях.

Таблица 8 - Типы изготавливаемых насосов

Тип насоса		Маркировка насоса		Сочетание диаметра НКТ и диаметра насоса
		механическое крепление	манжетное крепление	
Вставные насосы с неподвижным цилиндром	С верхним креплением	RHAM	RHAC	20-106(25-106) 20-125(25-125)
	С нижним креплением	RHBM	RHBC	25-150 25-175 30-225
Вставные насосы с подвижным цилиндром	С нижним креплением	RHTM	-	25-175
Вставные двухступенчатые насосы	С нижним креплением	RHBM	-	30-225/150
Трубные насосы		THM (THM-T, THM-C, THM-K)	THC	25-106 20-125 (25-125) 25-150 20-175 (25-175) 25-225 30-275

Все изготавливаемые насосы модифицированы под отечественное скважинное оборудование для установки их в колонне гладких (с невысаженными концами) НКТ по ГОСТ 633-80 и соединения с колонной штанг по ГОСТ 13877-96. Для подсоединения фильтров или других защитных приспособлений к нижней части - внутренняя резьба LP (резьба трубопроводов) - конус 1:16; 11,5 ниток на дюйм. Диаметр резьбы: 1", 1 1/4", 1 1/2", 2" (в зависимости от типа и диаметра насоса).

Исполнение деталей:

Цилиндр:

- из легированной стали, азотированный (HN);
- из углеродистой стали, хромированный (CR);
- длина цилиндров: азотированных - до 14 футов, хромированных – до 16 футов, составных (для длинноходовых насосов) - до 28 футов;

Плунжер (ниппельного типа):

- из углеродистой стали, напыленный хромоникелевым твердосплавным порошком (Т);
- желобчатый или гладкий;
- длина - до 5 футов, составных - до 10 футов.

Клапаны:

- стандартные и специальные исполнения, в том числе сдвоенные нагнетательные и всасывающие;

Корпуса клапанов:

- из легированной стали;
- из нержавеющей стали.

Седло-шар:

- из нержавеющей стали (SS);
- из кобальтового сплава (ST);
- из карбида вольфрама (TC1).

Плунжерный зазор определяется разностью номинальных диаметров плунжера и цилиндра, к которой добавляется сумма допусков на диаметр плунжера и цилиндра.

Величина (диапазон) плунжерного зазора:

- *Fit-1* – 0,025 ... 0,088 мм;
- *Fit-2* – 0,050 ... 0,113 мм;
- *Fit-3* – 0,075 ... 0,138 мм;
- *Fit-4* – 0,100 ... 0,163 мм.

Штанга насосная стеклопластиковая (ШНС).

Компания-изготовитель: «Промтехкомплект» совместно с ООО «Бийский заводом стеклопластиков».

Изучая статистику отказов по узлам УШНГ, видно, что в среднем 20-30% отказов УШНГ происходит по вине обрыва штанг насосных. В 70-80% случаев обрыв колонны штанг проходит по телу штанги. Основными причинами является коррозия тела штанги и высокие нагрузки на штанговую колонну.

Преимущества внедрения стеклопластиковых штанг

Физические отличия стеклопластикового стержня от стального, определяют основные преимущества и ограничения при внедрении стеклопластиковых насосных штанг.

- снижения максимальной нагрузки на головку балансира при ходе вверх штанговой колонны;

- возможность углубления подвески ШГН до 2500 метров;
- снижение амплитудных и динамических нагрузок;
- отсутствие влияния коррозионной среды;
- снижение влияния АСПО на штанговую колонну;
- уменьшение энергоемкости наземного оборудования;

В отличие от стальных насосных штанг (ШН) выполненных согласно ГОСТ Р 51161-2002, гарантийный срок эксплуатации штанг насосных стеклопластиковых (ШНС) в настоящее время увеличен в 2 раза (с 6 до 12 месяцев), а количество базовых циклов при вероятности безотказной работы не менее 0,995 - с 5 млн. до 7,5 млн.

Возможность снижения затрат при добычи нефти с применением ШНС.

Основными преимуществами применения ШНС являются:

- снижение веса штанговой колонны;
- высокая коррозионная стойкость;
- увеличение срока эксплуатации в 5-6 раз;
- увеличение подачи, в среднем до 75%;
- снижение максимальной нагрузки на полированный шток, в среднем на 30%;

- возможность устанавливать ГШН на глубина 2000 м и более.

Штанга насосная стеклопластиковая состоит из тела (стеклопластиковый стержень с центраторами), запрессованного в головку (стальная часть). Для соединения насосных штанг в колонну используется соединительная муфта (стальная). Металлическая головка может быть выполнена из материала по прочностным характеристикам, соответствующего классу прочности - Д.

Основные преимущества применения штанг насосных стеклопластиковых (ШНС) в сравнении со стальными насосными штангами (ШН)

- увеличение добычи;
- уменьшение обрывности, за период проведенных ОПИ обрывов по вине ШНС не было;
- уменьшение отложений парафинов;
- экономии электроэнергии, по результатам прошедших ОПИ более 1кВт/ч на скважину;
- возможность применять стеклопластиковые НКТ;

ТЕСТОВЫЙ КОНТРОЛЬ ЗНАНИЙ

I:

S: Вставной штанговый насос извлекается из скважины при подъёме только

- : колонны насосных штанг
- : колонны насосных штанг и насосно-компрессорных труб
- : колонны насосно-компрессорных труб

I:

S: При работе УШГН влияние песка приводит

- : к коррозии оборудования
- : к повышению коэффициента подачи
- : к абразивному износу плунжерной пары, клапанов

I:

S: Режимы работы ШСНУ называют динамическими

- : режимы, при которых наименьшее число качаний
- : режимы, при которых наименьшая длина хода полированного штока
- : режимы, при которых усиливаются колебательные процессы в штангах

I:

S: Вязкость жидкости влияет на группу посадки плунжера в цилиндре

- : чем больше вязкость жидкости, тем ниже группа посадки
- : чем меньше вязкость жидкости, тем выше группа посадки
- : чем больше вязкость жидкости, тем выше группа посадки

I:

S: Выбирают электродвигатель для станка-качалки

- : по габаритным размерам
- : по подаче установки
- : по необходимой мощности

I:

S: Можно определить нагрузки, действующие на полированный шток

- : по графикам изменения динамического уровня жидкости
- : по изменению давления
- : по динамограмме

I:

S: Штанговый глубинный насос состоит из

- : неподвижного цилиндра, подвижного плунжера, всасывающего клапана, нагнетательного клапана
- : подвижного цилиндра, неподвижного плунжера, сливного клапана, нагнетательного клапана
- : кожуха, корпуса, сливного клапана, обратного клапана

I:

S: Установка штангового глубинного насоса предназначена для эксплуатации скважин

- : обводнённых
- : парафинистых

-: малодебитных

I:

S: Сальник рассчитан на

-: пониженное давление на устье

-: повышенную температуру на устье

-: повышенное давление на устье

I:

S: Изменить длину хода плунжера можно

-: перестановкой пальца шатуна в отверстии кривошипа

-: сменой шкивов клиноременной передачи

-: увеличением длины подвески насоса

I:

S: Переменные факторы, влияющие на подачу УШГН

-: обводнённость

-: вынос мехпримесей

-: различного рода утечки -: 30 %

I:

S: АУШ-65/50х14 предназначена для

-: предупреждения гидратообразований в газлифтных скважинах

-: герметизации устья скважин с УЭЦН

-: герметизации устья скважин с УШГН

I:

S: СУС2 предназначен для скважин

-: с низким статическим уровнем и без газопроявлений

-: с высоким давлением

-: с высоким статическим уровнем и с газопроявлениями

I:

S: Действительная подача УШГН зависит от

-: типа Станка-качалки

-: типа электродвигателя

-: коэффициента подачи

I:

S: Ведомый вал в редукторах монтируется на

-: упорных гребнях

-: подшипниках скольжения

-: подшипниках качения

I:

S: Подача УШГН – это ###

-: объём жидкости, перекачиваемой насосом за единицу времени

-: объём жидкости, наполняющей цилиндр насоса

-: объём жидкости, находящейся под плунжером насоса

I:

S: Условный диаметр НСН- 44

-: 52 мм

-: 36 мм

-: 44 мм

I:

S: Редуктор предназначен для

-: увеличения частоты вращения, передаваемой от эл/дв кривошипам СК

-: увеличения числа качаний головки балансира СК

-: уменьшения частоты вращения, передаваемой от эл/дв кривошипам СК

I:

S: Угловой вентиль АУШ – 65/50х14 предназначен для

-: регулирования давления в затрубном пространстве скважины

-: стравливания жидкости

-: закачки реагента

I:

S: Нагнетательный клапан ШГН установлен на

-: канатной подвеске

-: полированном штоке

-: плунжере

I:

S: Возможность изменения передаточного числа редуктора позволяет

-: снижать пусковые давления

-: повышать подачу насоса

-: устанавливать необходимое число качаний

I:

S: Для контроля уровня масла в редукторе корпус снабжён

-: двумя контрольно-измерительными приборами

-: двумя вентилями

-: двумя контрольными пробками

I:

S: СУС1 изготавливается с

-: двойным уплотнением

-: одинарным уплотнением

-: торцевым уплотнением

I:

S: Приёмный клапан ШГН установлен

-: в нижней части цилиндра

-: в верхней части плунжера

-: в НКТ

I:

S: Действительная подача УШГН зависит от:

-: типа Станка-качалки

-: коэффициента подачи

-: типа электродвигателя

I:

S: Подбор оборудования УШГН производится по

- : формулам Крылова
- : графикам Щурова
- : диаграмме Адонина

I:

S: Обрывы насосных штанг в верхней части колонны обусловлены

- : продольным изгибом
- : увеличением амплитуды приведённых напряжений
- : усталостными растягивающими напряжениями

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Серeda Н. Г. Спутник нефтяника и газовика: Справочник. - М.: Альянс, 2019. - 326 с.
2. Серeda Н. Г. Основы нефтяного и газового дела. - М.: Альянс, 2019. - 288 с.
3. Покрепин Б. В. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (МДК.01.02): учеб. пособие -Ростов н/Д: Феникс, 2018. - 605 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ТЕМАТИЧЕСКИЙ ПЛАН ТЕМЫ	3
ТЕМА 4.1. ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГЛУБИННОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК. КОНСТРУКЦИЯ ШСНУ. НАЗНАЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ.....	4
ТЕМА 4.2. ПРИНЦИП РАБОТЫ УСТАНОВКИ ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА.....	7
ТЕМА 4.3. ТИПЫ, КОНСТРУКЦИЯ, ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ.....	8
ТЕМА 4.4. НАСОСНЫЕ ШТАНГИ.....	16
ТЕМА 4.5. КОНСТРУКЦИЯ, ПРИНЦИП РАБОТЫ СК. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ СК.....	19
ТЕСТОВЫЙ КОНТРОЛЬ ЗНАНИЙ.....	24
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	27

**МДК. 02.01 ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**
специальность 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

**Краткий курс лекций к теме 4
«Оборудование для штанговой эксплуатации скважин»
для обучающихся 3 курса очной и заочной форм обучения
образовательных организаций
среднего профессионального образования**

Краткий курс лекций
разработал преподаватель: Скобелева Ирина Ефимовна

Подписано к печати *10.11.2022 г.*
Формат 60x84/16
Тираж

Объем *1,7* п.л.
Заказ
1 экз.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Югорский государственный университет» (ЮГУ)
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ
**(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**
628615 Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ,
г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.