

Оборудование нефтегазовой отрасли

Лекция 4

Доцент ОНД ИШПР
Холодная Галина Евгеньевна

IV группа. Оборудование для эксплуатации скважин



IV группа. Оборудование для эксплуатации скважин

- Оборудование скважин
- Оборудование для фонтанной эксплуатации скважин
- Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин
- Оборудование для насосной эксплуатации скважин
- Оборудование для поддержания пластового давления
- Оборудование для проведения ремонтных работ на скважинах

Оборудование эксплуатационной скважины

обеспечивает нормальное функционирование скважины. Оборудование этой группы включает:

1. **Обсадные колонны труб**, образующие ствол скважины и обеспечивающие его надежность.

2. **Насосно-компрессорные трубы** для транспортировки газов и жидкостей

3. **Колонные головки**, которые соединяют на устье скважины обсадные колонны в один узел, одновременно служат пьедесталом для спущенных в скважину средств ее эксплуатации.

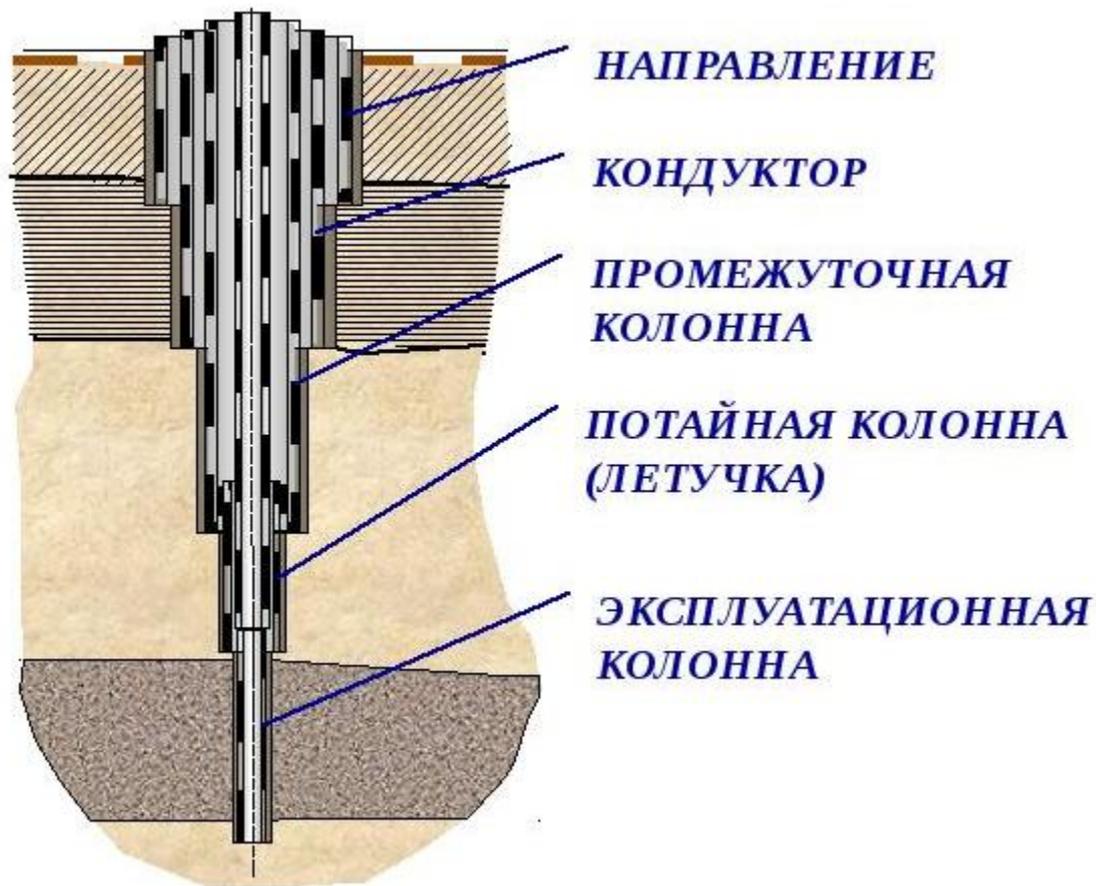
4. **Фильтры**, которыми оснащают скважину в зоне продуктивного пласта для фильтрации пластовой жидкости или газа.

5. **Пакеры** устанавливаются в скважине для ее разделения на участки и их герметизации.

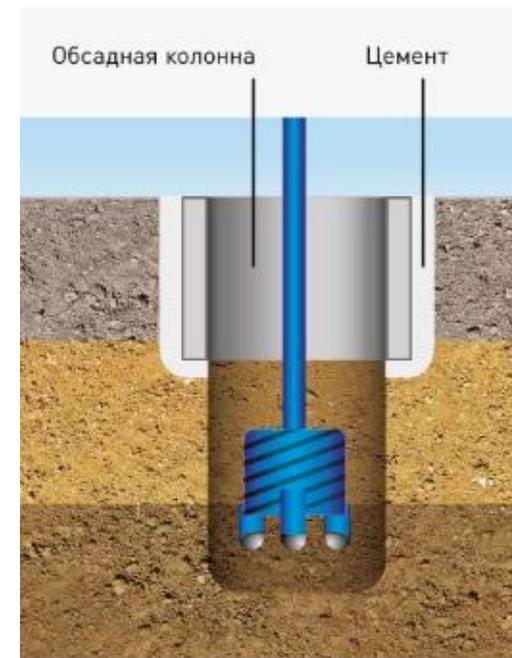
6. **Клапаны-отсекатели** пласта устанавливаются над фильтром для предупреждения открытого фонтанирования скважины. Клапанами-отсекателями пласта оснащаются фонтанирующие скважины.

Оборудование эксплуатационной скважины

1. Обсадные колонны труб



Обсадная колонна — совокупность обсадных труб, спускаемых в скважину в процессе её бурения, предназначенная для укрепления буровых скважин и изоляции продуктивных горизонтов при эксплуатации



Обсадные трубы

ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

Обсадные трубы служат для комплектования обсадных колонн при креплении скважин и разобщении проницаемых горизонтов. Производятся в соответствии с ГОСТ 632-80 и разработанными на его основе техническими условиями.



ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

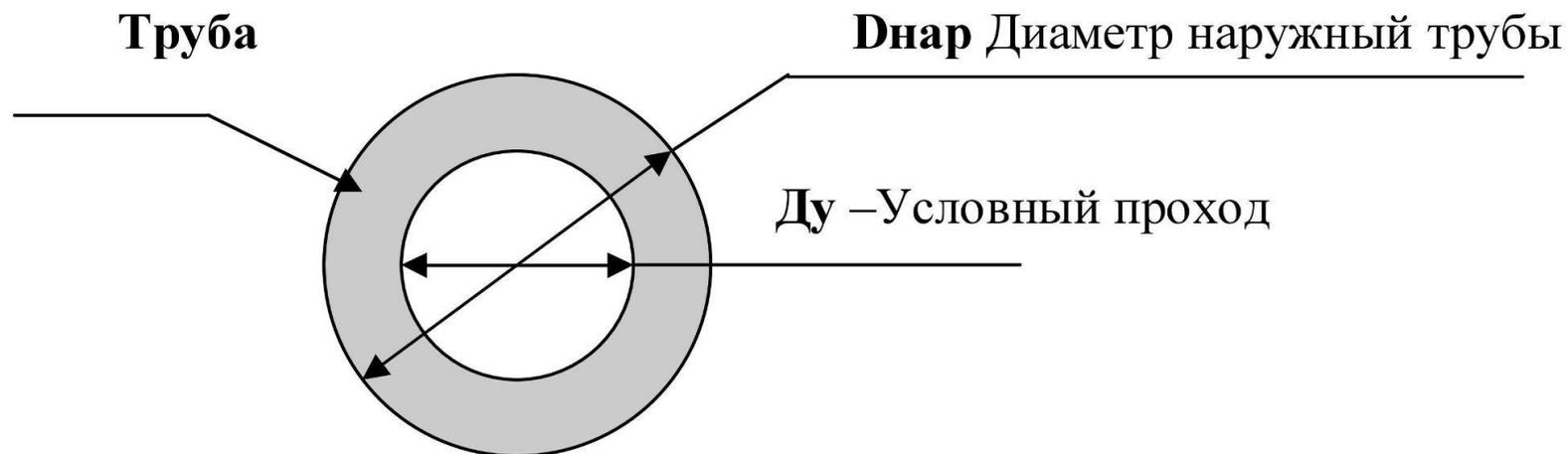
Номенклатура труб, разрешённая к производству ГОСТом и техническими условиями называется сортаментом.

Сортамент разработан на основе следующих характеристик обсадных труб:

- 1) геометрических параметров;
- 2) типа соединения;
- 3) материала труб;
- 4) прочностных характеристик.



ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ



Номинальный диаметр измеряется с точностью до десятых долей мм,
условный – до целых мм

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

По **условному диаметру** существует 19 типов размеров труб:

114	127	140	146	168	178	194	219	245	273
299	324	340	351	377	407	426	473	508	

Категория исполнения «А» - повышенной точности и качества;

Категория исполнения «Б» - обычное

Возможные отклонения по диаметру для труб категории «А» $\pm 0.75\%$;
для «Б» - для $\varnothing < 219$ - $\pm 1\%$; для труб с диаметром > 219 - $\pm 1.25\%$.

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Толщина стенки

Имеется определённый набор толщин для каждого диаметра

Для всех диаметров и исполнений отклонения составляют 12,5 %.

Контроль производится шаблоном

Диаметр труб	114 – 219	245 - 340	351 - 508
Длина шаблона, мм	150	300	300
Диаметр шаблона, мм	$d_{\text{ВНУТР}} - 3 \text{ мм}$	$d_{\text{ВНУТР}} - 4 \text{ мм}$	$d_{\text{ВНУТР}} - 5 \text{ мм}$

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Длина труб

Производятся трубы длиной от 9,5 до 13 м (до 75%)

Также могут использоваться трубы длиной 8–9,5 м (до 20%) и 5–8 м (до 1%).

Наибольшая допускаемая кривизна $1/2000$ от длины.

По ГОСТ 632-80 трубы диаметром от 114 до 508 мм выполняются с резьбовым соединением. Без резьбового соединения трубы выпускаются под другими ГОСТами следующих диаметров:

530	560	630	720	820	
920	1020	1120	1220	1320	1420

Типы соединений

- Резьбовые (114 – 508 мм);



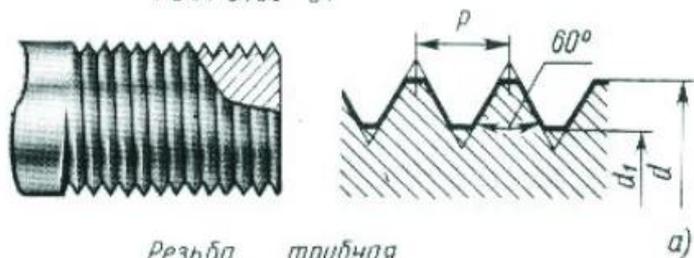
- Безрезьбовые, сварные.



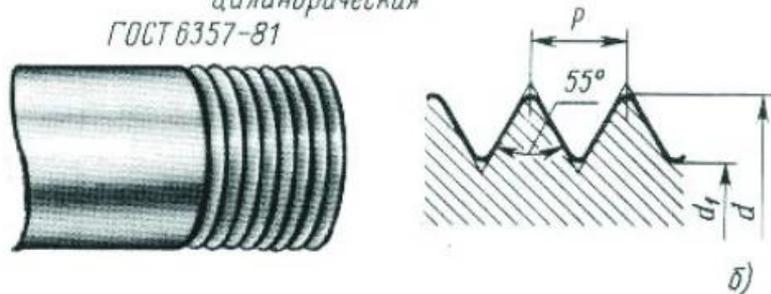
Типы соединений

- Резьбовые (114 – 508 мм)

Резьба метрическая
ГОСТ 9150-81



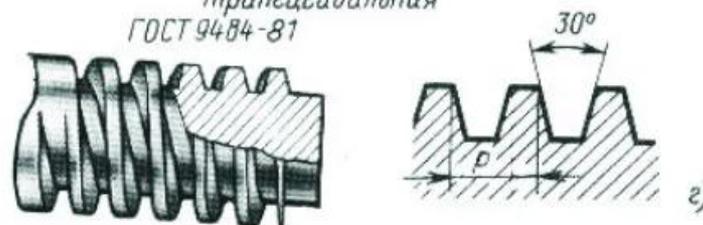
Резьба трубная
цилиндрическая
ГОСТ 6357-81



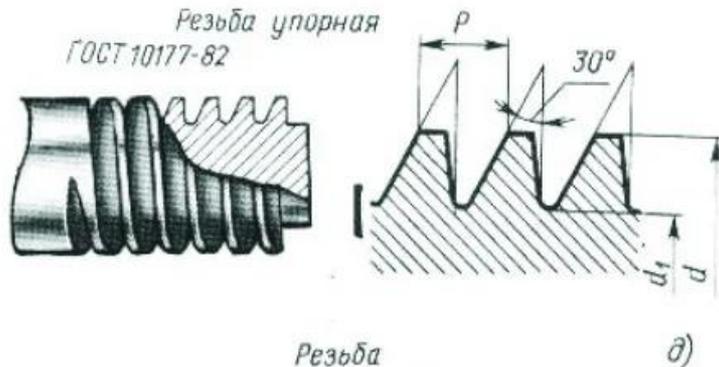
Резьба трубная
коническая
ГОСТ 6211-81



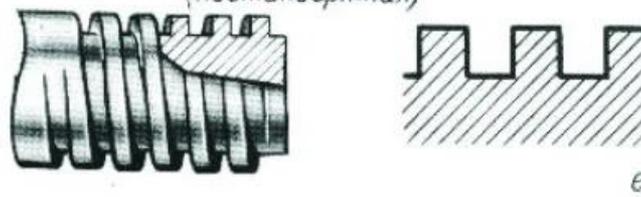
Резьба
трапецидальная
ГОСТ 9484-81



Резьба упорная
ГОСТ 10177-82



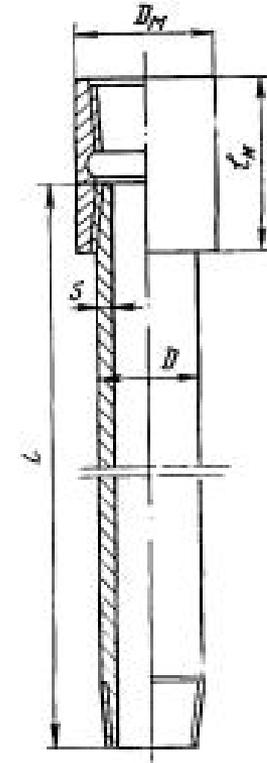
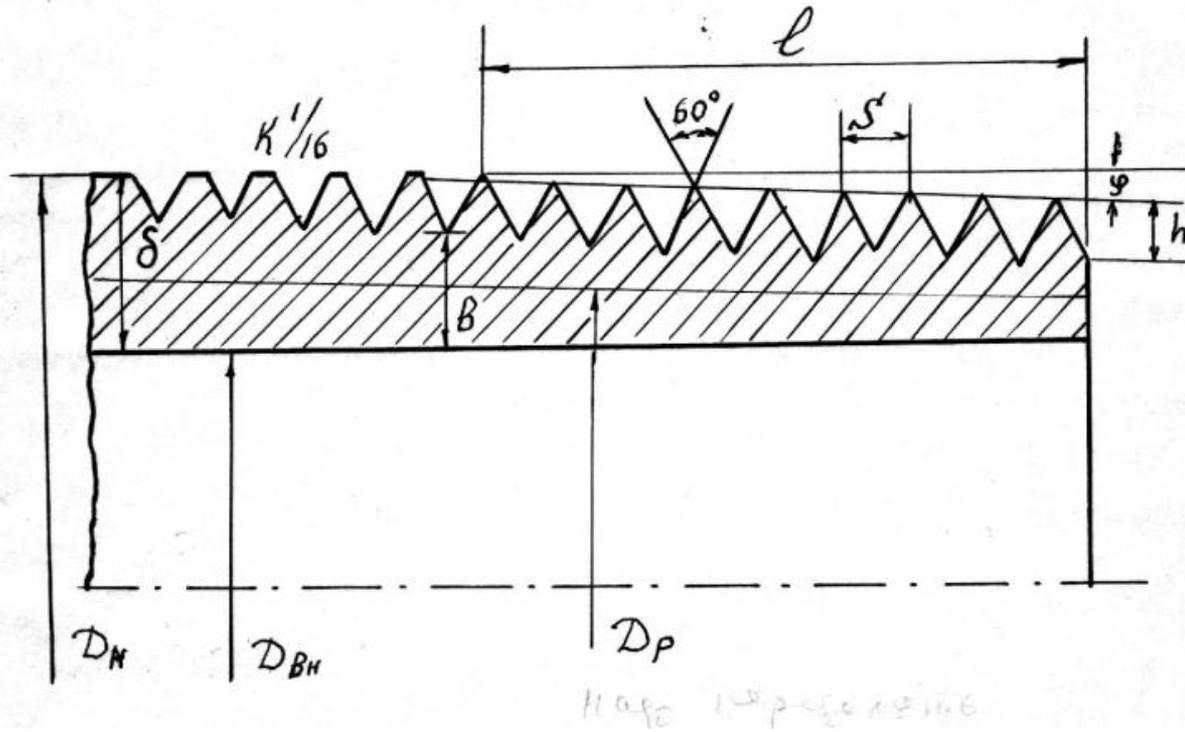
Резьба
прямоугольная
(нестандартная)



Типы соединений

Имеются обсадные трубы следующих типов:

- трубы муфтового соединения с резьбой треугольного профиля, в том числе с удлинённой (удл);
- трубы муфтового соединения с резьбой трапециидального профиля ОТТМ;
- трубы муфтового соединения повышенной герметичности ОТТГ;
- трубы обсадные безмуфтовые (раструбные) с резьбой трапециидального профиля повышенной герметичности ТБО;
- трубы обсадные безмуфтовые (гладкие) с резьбой трапециидального профиля ОГ1м;
- Трубы обсадные по стандартам АНИ муфтового соединения с упорной конической резьбой Батресс;
- Трубы по стандартам АНИ с безмуфтовыми высокогерметичными соединениями Экстрем-Лайн.



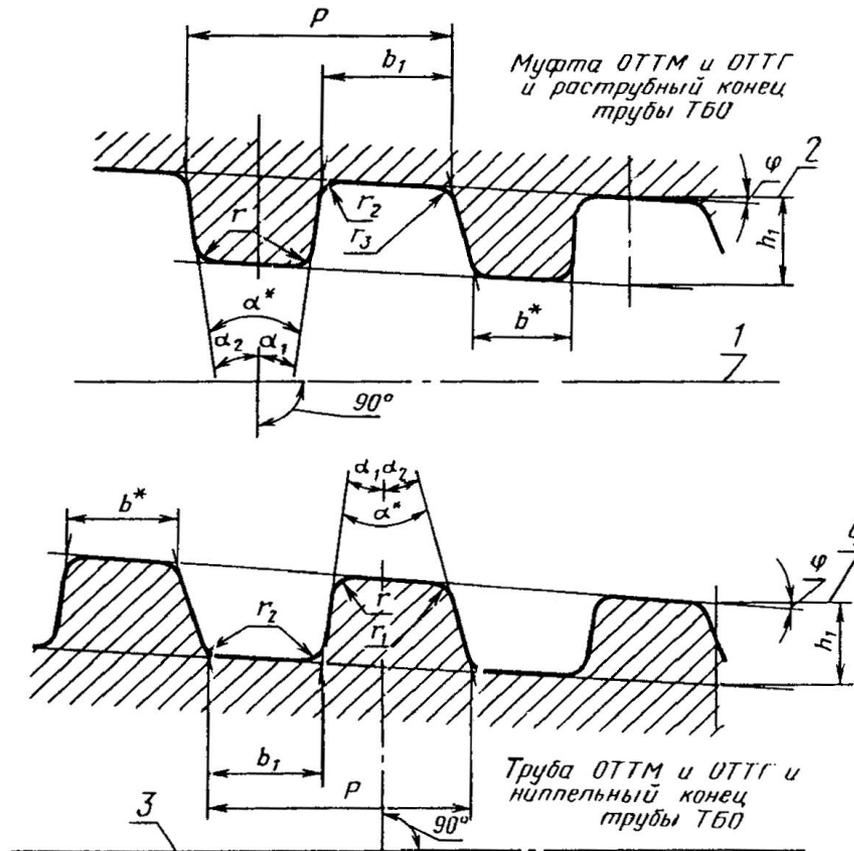
Резьба треугольного профиля

Недостатки таких труб:

- 1) прочность такого муфтового соединения составляет от 55 до 70 % прочности по телу ненарезанного участка трубы;
- 2) недостаточно высока их герметичность.

Поэтому трубы с такими соединениями целесообразно использовать, прежде всего, в нижних участках обсадных колонн, где прочность на растяжение не является серьезным лимитирующим фактором, а избыточное внутреннее давление сравнительно невелико.

Типы соединений

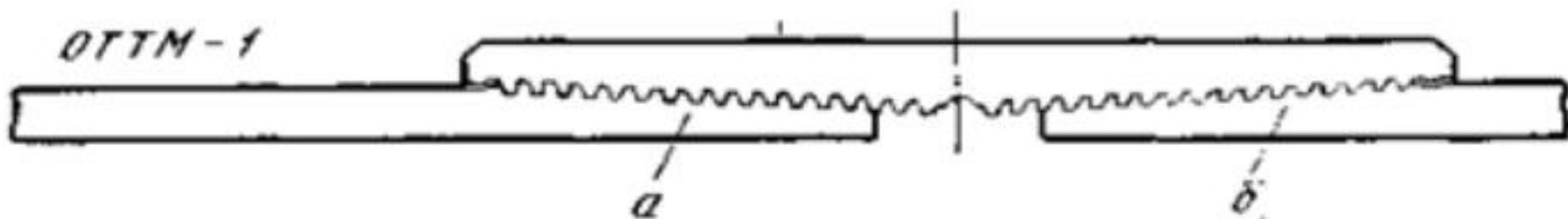


Резьба трапецеидального профиля

Преимущество по сравнению с резьбами треугольного профиля

Прочность и герметичность трапецеидальной резьбы с малыми углами наклона боковых граней существенно выше, чем у резьб треугольного профиля с большим углом при вершине

Типы соединений



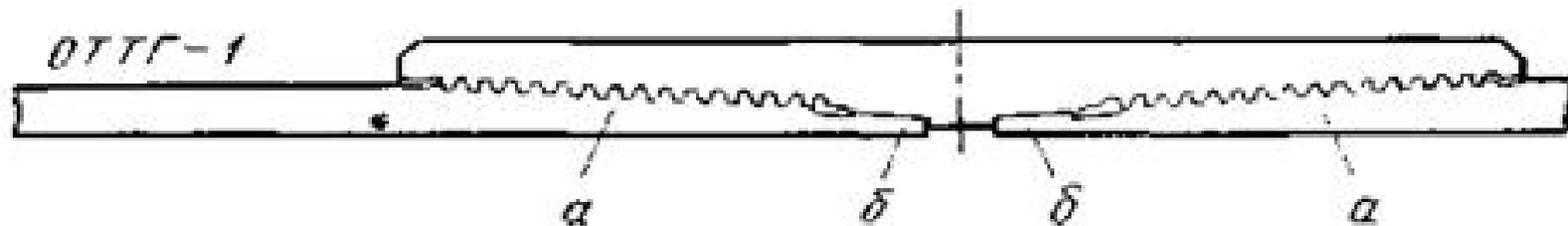
Конструкция концов обсадных труб ОТТМ-1:

а – резьбовое соединение; б – уплотнительная часть соединения

Трубы с такими соединениями имеют шифр ОТТМ-1 (обсадные трубы с трапецеидальной резьбой, с муфтами). Прочность на осевое растяжение этих труб на 25 ÷ 50 % выше, чем соединений с резьбой треугольного профиля, в связи с чем их используют в наиболее нагруженных участках обсадной колонны.

Обсадные трубы с высокогерметичными соединениями типа ОТТГ-1, безмуфтовые типа ТБО-4 и ТБО-5 помимо высокой прочности соединений под воздействием осевых нагрузок обеспечивают герметичность при давлении газа до 50 МПа.

Типы соединений



Конструкция концов обсадных труб ОТТГ-1:

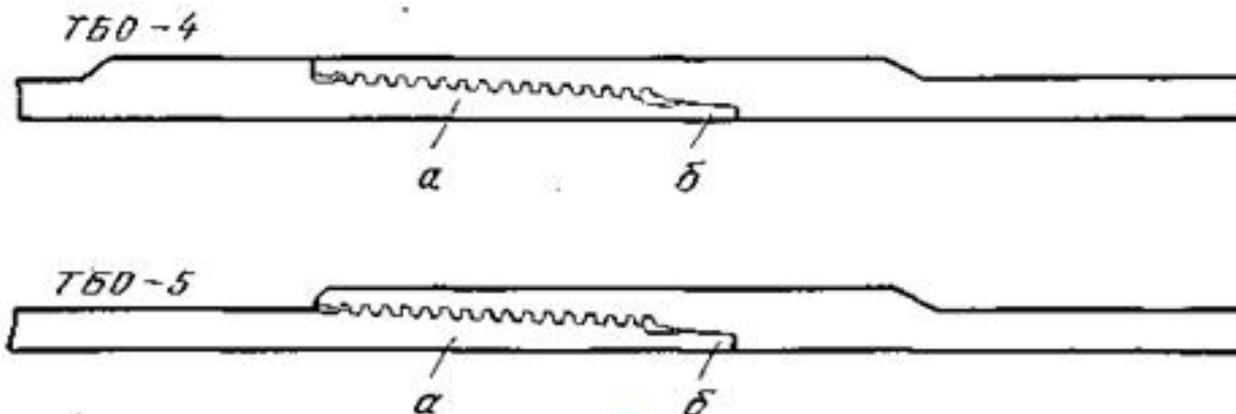
а – резьбовое соединение; б – уплотнительная часть соединения

Трубы с муфтовыми соединениями повышенной герметичности имеют шифр ОТТГ-1. Они снабжены резьбой такого же профиля, что и трубы ОТТМ-1, но отличаются от них следующим:

- 1) наличием уплотнительных конических поверхностей – наружной у ниппельного конца трубы и внутренней в срединной части муфты;
- 2) тем, что резьбовое соединение закрепляется до упора торца трубы в срединный выступ муфты.

При таком закреплении соединения создается посадка по уплотнительным коническим поверхностям и по внутреннему и наружному диаметрам резьбы, точно фиксируется заданный диаметральный натяг (0,5 мм), устраняется зазор между соединяемыми деталями, чем достигается более высокая герметичность.

Типы соединений

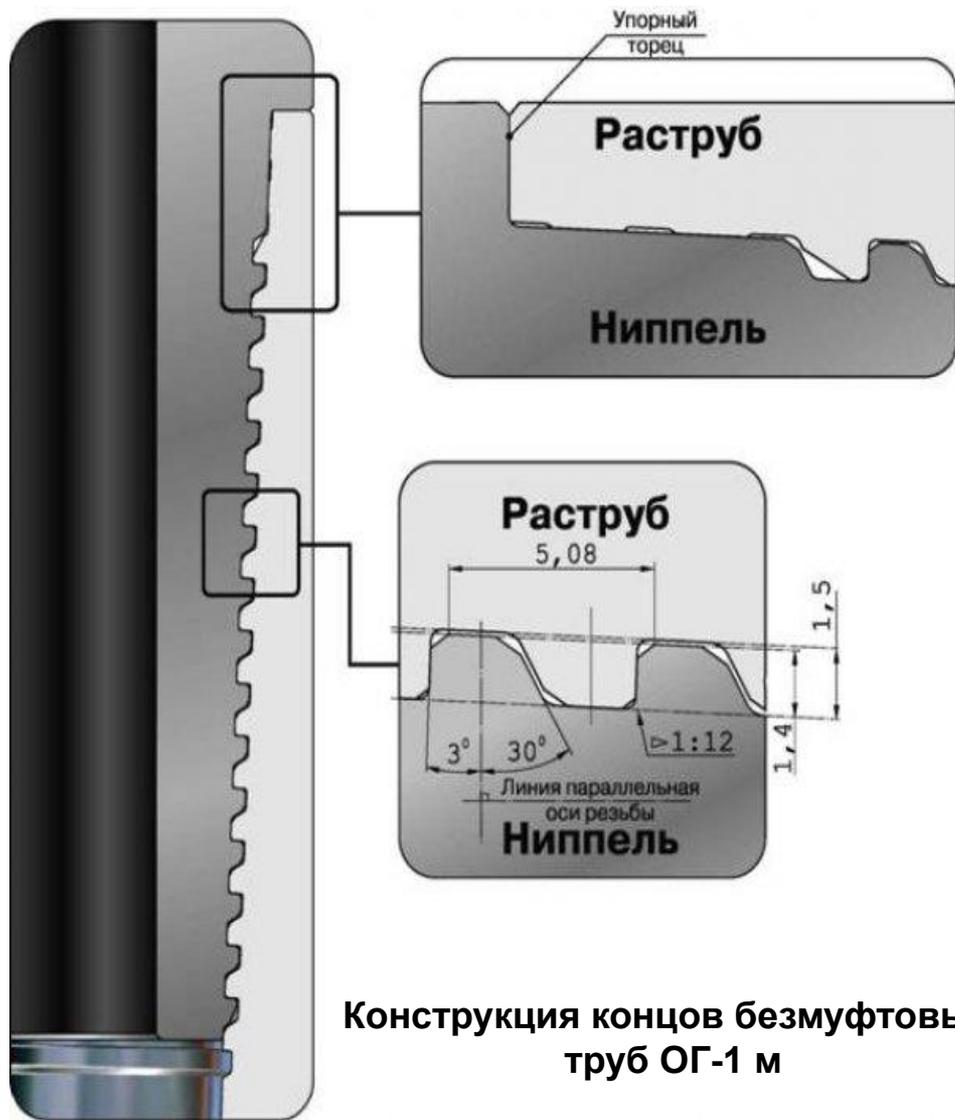


**Конструкция концов безмуфтовых обсадных труб ТБО-4 и ТБО-5:
а – резьбовое соединение; б – уплотнительная часть соединения**

Существуют безмуфтовые соединения труб с утолщенными концами и труб с постоянной по длине толщиной стенок. Трубы с утолщенными концами разработаны в двух вариантах. У трубы ТБО-4 (трубы безмуфтовые обсадные) утолщенные оба конца; на одном из концов нарезана наружная, а на другом – внутренняя коническая трапецеидальная резьба. В трубах ТБО-5 утолщен только один конец, на котором нарезана внутренняя резьба; на другом, неутолщенном конце имеется наружная резьба. Профиль и размеры трапецеидальных резьб на трубах ТБО такие же, как и на трубах ОТТМ-1.

На концах труб ТБО так же, как и на трубах ОТТГ-1 имеются гладкие конические уплотнительные поверхности. Соединения закрепляются до упора торцов. Трубы ТБО и ОТТГ-1 можно соединять друг с другом без дополнительных переводников.

Типы соединений

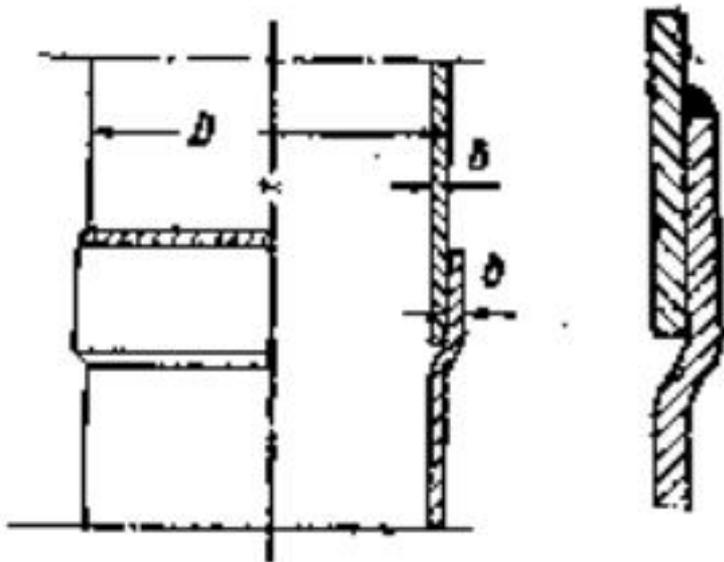


Конструкция концов безмуфтовых труб ОГ-1 м

Безмуфтовые трубы ОГ-1 м с постоянной по длине толщиной стенок снабжены на одном конце (ниппель) наружной, а на другом (раструб) - внутренней конической резьбой трапецеидального профиля.

Трубы ОГ1м предназначены для хвостовиков, а так же могут быть использованы для промежуточных и эксплуатационных колонн

Типы соединений



Сварное соединение обсадных труб

Одним из наиболее эффективных способов повышения герметичности является сварка соединений обсадных труб. В-основном, такой тип соединения используется для направления и кондуктора. Прочность стыкосварного соединения близка (а в ряде случаев даже равна) к прочности тела трубы.

Преимущества:

- 1) облегчение конструкции скважины, т.к. за счет отсутствия муфт колонну можно спускать при меньшем диаметре скважины;
- 2) удешевление обсадных труб, т.к. их изготавливают без резьб.

Материал труб

По виду используемого материала обсадные трубы подразделяют на *стальные* и *легкосплавные*



Материал труб

Характеристика обсадных труб

Характеристика	Группа прочности						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление на растяжение, МПа	655	685	735	758	862	999	1103
Предел текучести, МПа	379	490	551	635	758	931	1034
Относительное удлинение образца, %, при: $l = 5 d^*$ $l = 10 d$	16	12	12	12	12	12	12
	12	10	10	10	10	10	10
<i>*l, d – длина и диаметр образца.</i>							

Для изготовления экспериментальных легкосплавных обсадных труб ЛОТ-240/10 и ЛОТ-168/10 используют алюминиевый сплав Д16Т

Условное обозначение обсадных труб и муфт к ним

Условное обозначение **обсадных труб** должно включать тип соединения (кроме труб с короткой треугольной резьбой), условный диаметр трубы, толщину стенки, группу прочности и обозначение настоящего стандарта.

Условное обозначение **муфт** должно включать тип соединения (кроме муфт к трубам с короткой треугольной резьбой), условный диаметр трубы, группу прочности, вид муфты (для специальных муфт к трубам ОТТМ и ОТТГ) и обозначение настоящего стандарта.

Условное обозначение обсадных труб и муфт к ним

Примеры условных обозначений

Трубы из стали группы прочности Д, с условным диаметром 245 мм, с толщиной стенки 10 мм и муфты к ним:

245-10-Д ГОСТ 632-80 – для труб с короткой треугольной резьбой;

245-Д ГОСТ 632-80 – для муфт к этим трубам;

У-245-10 Д ГОСТ 632-80 – для труб с удлиненной треугольной резьбой;

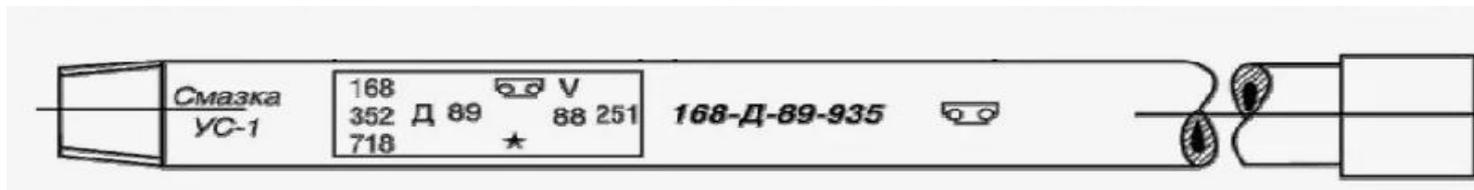
У-245-Д ГОСТ 632-80 – для муфт к этим трубам;

ОТТМ-245-10-Д ГОСТ 632-80 – для труб с трапецеидальной резьбой;

ОТТМ-245-Д ГОСТ 632-80 – для муфт нормальных к этим трубам;

ОТТМ-245-Д-С ГОСТ 632-80 – для муфт специальных (с уменьшенным наружным диаметром) к этим трубам;

Маркировка обсадных труб



На каждой трубе на расстоянии 0,4-0,6 м от конца, свободного от муфты выбивают клеймом:

- Условный диаметр, мм.
- Порядковый номер в партии.
- Группу прочности металла.
- Длину резьбы, удл.
- Толщину стенки, мм.
- Товарный знак завода изготовителя.
- Месяц и год выпуск.



Маркировка дублируется светлой краской по телу трубы

Уплотнительные смазки для резьбовых соединений обсадных труб

Для повышения герметичности обсадных труб при повышенных температурах и давлениях рекомендуются смазки на силиконовой основе, содержащей кремнийорганические соединения. Например, смазка Р-402, состоящую из силиконовой жидкости 22%, машинного масла 9%, графитового порошка 25%, свинцового порошка 28%, цинковой пыли 12%, медной пудры 4%.

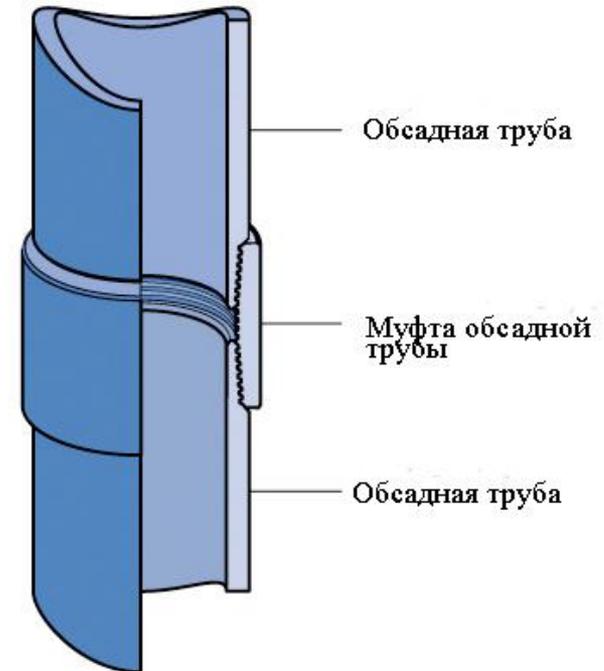
Для обсадных колонн, спускаемых в газовые и газоконденсатные скважины, применяются смазки на базе эпоксидных смол с наполнителями (графитовый и свинцовый порошки, цинковая и медная пудра) УС-1, герметик НКИИ НП, либо применяются фторопластовые ленты типа ФУМ.

Причины негерметичности

Проведенный анализ показывает, что большинство утечек (80%) происходит по причине некачественного соединения звеньев колонны.

Причин этому может быть несколько:

- Чрезмерное натяжение, допущенное при свинчивании звеньев.
- Загрязнение резьбовых соединений.
- Свинчивание не по резьбе.
- Использование неподходящей резьбовой смазки.



Расчет обсадных колонн на прочность

Прочностные характеристики

1 – Прочность на смятие наружным давлением или критическое давление $P_{кр}$.

2 - Прочность на разрыв внутренним давлением $P_{вн}$.

Характеризуется величиной внутреннего давления, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести.

3 – Прочность на разрыв в соединении обсадных труб или сдвигающая нагрузка $P_{стр}$.

4 – Прочность на растяжение по телу трубы (на пределе текучести металла) $P_{раст}$.

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОБСАДНУЮ КОЛОННУ

Радиальное растяжение



Радиальное смятие



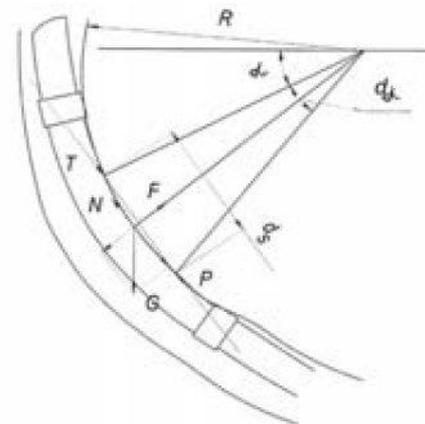
Осевое растяжение



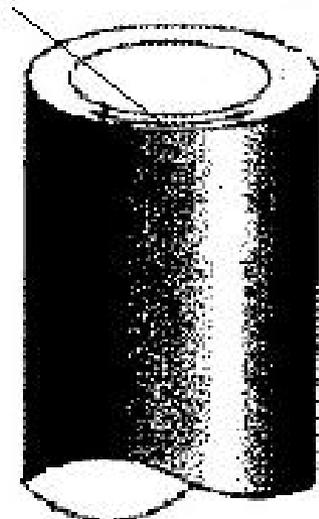
Осевое сжатие



Изгиб



Кручение



α – текущий угол от горизонтали;
 $d\alpha$ – приращение угла;
 R – радиус кривизны;
 ds – участок обсадной колонны;
 G – вес участка обсадной колонны;
 N – сила сопротивления движению;
 F – нормальная составляющая прижимающего усилия;
 P – сила трения;
 T – усилие спуска.

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОБСАДНУЮ КОЛОННУ

В процессе спуска колонны, цементирования, заключительных работ, испытания, освоения обсадные колонны испытывают целую серию нагрузок.

Нагрузки различаются:

- по виду,
- по источнику нагружения.

Нагрузки изменяются:

- по величине,
- по длине колонны,
- по времени.

НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОБСАДНУЮ КОЛОННУ

Основная задача расчёта сводится к

- 1) выбору главных нагрузок;
- 2) определению периода времени, когда эти нагрузки достигают максимальных значений;
- 3) расчёту величины этих нагрузок;
- 4) подбору обсадных труб и оснастки с соответствующими прочностными характеристиками

В конечном итоге, ОК в любом сечении по длине должна соответствовать действующим нагрузкам с требуемым запасом.

Расчёт ОК производится в соответствии с действующей инструкцией по расчёту обсадных колонн от 1997 года.

Оборудование эксплуатационной скважины

2. Насосно-компрессорные трубы



Насосно-компрессорная труба (НКТ) - это труба, размещаемая в скважине и служащая для подъёма продукции скважины или нагнетания рабочей среды

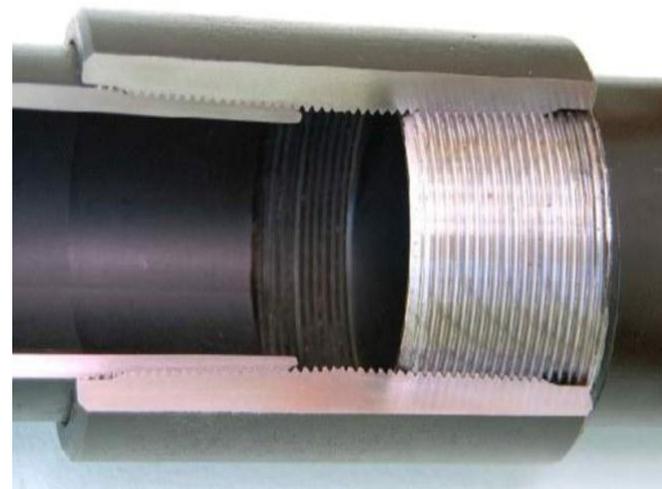
Трубы НКТ - используются в эксплуатации газовых и нефтяных скважин, для транспортировки газообразных и жидкообразных веществ, а так же для ремонтных и спуско-подъемных работ.

В связи с постоянными механическими нагрузками и взаимодействиями с агрессивными средами НКТ очень сильно подвергаются коррозии и эрозии.



Общими свойствами для всего сортамента трубы НКТ является:

- Трубы НКТ должны обладать достаточной прочностью и надежной герметичностью соединений колонн труб;
- Соответствие требованиям износостойкости;
- Пропускимость труб в стволах скважин, в сложных местах (в том числе местах интенсивного искривления)



Каждая труба НКТ должна пройти проверку:

- на растяжение
- на ударную вязкость
- на твёрдость
- гидроиспытание
- сульфидное коррозионное растрескивание

После проверки трубы отправляются на склад.

Насосно-компрессорные трубы

Каждое изделие имеет соответствующую маркировку, она выбивается на внешней стороне трубы примерно в 40-60 см от муфты соединения.

Изучив клеймо-маркировку, можно узнать:

- диаметр трубы;
- группу стали, из которой изготовлено изделие;
- толщину стены трубы;
- товарный знак;
- дату выпуска продукции.

Все требования к насосно-компрессорной трубе при изготовлении предусматривает ГОСТ 633-80. По нему производят трубы следующих типов:

- гладкие с муфтами (НКТ);
- высокогерметичные гладкие (НКМ);
- насосно-компрессорные трубы с высаженными наружу концами (НКТ-В);
- безмуфтовые насосно-компрессорные трубы (НКБ).

Насосно-компрессорные трубы

Длительный срок службы трубы НКТ обеспечивает правильная эксплуатация.

При транспортировке и монтаже колонны необходимо использовать кран, нельзя перемещать трубы волоком, допускать провисание при погрузке или хранении.

Насосно-компрессорные трубы

В отличие от обсадной трубы в скважине, труба НКТ мобильна, ее необходимо регулярно изымать из установки, промывать и прочищать внутреннюю поверхность, проверять и смазывать резьбу соединений.

Для меньшей изнашиваемости положение труб НКТ рекомендуется менять местами в общей колонне. При правильном использовании трубы прослужат более 20 лет.

Насосно-компрессорная труба бывает двух видов

- безмуфтовая
- муфтовая

Насосно-компрессорные трубы

Первый тип оборудования - **безмуфтовая** труба - эксплуатируется в условиях давления до 50 МПа.

Именно до этого показателя оно сохраняет свои эксплуатационные характеристики и герметичность. Концы такой трубы характеризуются высадкой наружу, а ее соединения отличаются максимальной прочностью.

Добиться высокой герметичности удастся при помощи конических уплотнительных поверхностей.

Они располагаются за трапецеидальной резьбой

Насосно-компрессорные трубы

Муфтовая труба НКТ также работает под давлением не более 50 МПа.

Показатели прочности ее соединений демонстрируют до 90% прочности ее тела.

Изделие выполнено из алюминиевых сплавов.

Оно обладает износостойкостью перед ингибиторами коррозии. Несмотря на небольшой вес материала, он в 2,5 раза прочнее стального аналога, что позволяет сооружать колонны в 2,5 раза длиннее стальных колонн.

Муфтовые трубы делятся

- модель с гладкой поверхностью, конической резьбой профиля треугольной формы;
- модель с гладкой высокогерметичной поверхностью, конической резьбой профиля трапецеидального типа;
- модель с гладкой поверхностью, конической резьбой профиля треугольного профиля (обладает повышенной пластичностью и устойчивостью к низким температурам).

Также выпускаются НКТ по техническим условиям:

- с повышенной хладостойкостью для северных регионов добычи (ТУ 14-3-1282-84, ТУ 14-3-1588-88), хладостойкие с высокой устойчивостью к коррозии в среде с большим коэффициентом сероводорода и соляной кислоты (ТУ 14-161-173-97, ТУ 14-161-150-94);
- с повышенной пластичностью и узлом из полимерного материала по ТУ 14-3-1722-91.

Выпускаются длины труб от 6 до 10,5 метров, диаметры - от 27 до 114 мм, наиболее часто используемые НКТ 73, 89 и 114. Для каждого диаметра соответствует определенная толщина стенки и группа прочности стали

По типу материала выделяют:

- насосно-компрессорные трубы **с защитой** – использование защитных составов повышает устойчивость к коррозии и максимально снижает образование отложений и накипи на стенах труб. В качестве защиты используются составы эмалей, жидкое стекло, эпоксидные смолы или лаки;
- **алюминиевые НКТ** – устойчивы к сероводородной коррозии, немного весят, что упрощает их транспортировку и монтаж, отличаются высокими показателями прочности;
- **стеклопластиковые насосно-компрессорные трубы** – современный вариант НКТ, благодаря своеобразному составу материала готовые изделия имеют высокие технические характеристики и отличаются долговечностью.

Насосно-компрессорные трубы

Эффективность работы колонны будет зависеть от правильного выбора **трубы НКТ** и выполнения условий ее обслуживания.

Выбор диаметра, толщины стенки, прочности стали и типа резьбы зависит от направления работы и возлагаемой нагрузки.

Для скважин под воду подойдет НКТ 73 или 89 диаметра самой низкой группы прочности Д с конусной резьбой, которая выдерживает давление гораздо менее 50 МПа.

Для неглубоких скважин в средней полосе России порой используется электросварная труба, на которой нарезается резьба под муфты.

Насосно-компрессорные трубы

Группа прочности металла в трубах НКТ ГОСТ 633-80 возрастает от Д к М и для газо- или нефтескважины требуется группа не ниже «Е» с максимальной толщиной стенки и соединением, прошедшим испытание на ударную вязкость, расширение, растрескивание и т.д.

Требования к трубе увеличиваются, если это обусловлено рельефом, каменистостью пласта, глубиной пробуренного колодца, составом транспортируемого агента (например, битумной нефти с большим содержанием песка), глубиной промерзания грунта и повышенным внутренним давлением.

Для подобных работ выбирается самые высокие показатели материала, резьба класса премиум, также возможно заводское изготовление трубы НКТ по проектному чертежу.

Насосно-компрессорная труба

Характеристика групп прочности труб НКТ

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	НКТ гладкие					НКТ равнопрочные				
			Страгивающая нагрузка (Тс) для резьбового соединения					Нагрузка (Тс) в теле трубы				
			Д	К	Е	л	м	Д	К	Е	Л	м
48	4	40,3	11,87	15,6	17,15	20,3	23,4	21,1	27,9	30,6	36,3	41,9
60	5	50,3	20,8	27,4	30,15	35,6	41,1	33	43,4	47,5	56,4	65,1
73	5,5	62	29,4	38,7	42,6	50,5	58,3	44,3	58,3	64,1	75,9	87,6
89	6,5	76	44,6	58,5	64,5	76,25	88	63,9	84,1	92,5	109,4	126,2
102	6,5	88,6	45,9	60,8	66,4	78,5	90,6	73,7	97,1	106,8	126,1	145,5
114	7	100,3	56,7	74,6	82,2	97,2	112,1	89,6	117,9	129,7	153,1	176,6

Насосно-компрессорные трубы

Так как НКТ применяются зачастую в предельно жестких условиях, их технические характеристики обязаны обеспечить продуктивную работу оборудования.

- **Труба должна быть абсолютно герметичной.** Также герметичность и надежность требуются от соединений фрагментов. Резьбовые муфтовые сопряжения считаются наиболее практичными для данного случая.
- **Стоит отметить повышенные требования к износостойкости** при постоянных механических воздействиях.
- **Инструкция предусматривает повышенный уровень проходимости.** Труба нередко сталкивается с интенсивными искривлениями в скважинных стволах.
- **Так как продукция находится в непосредственном контакте с агрессивными средами, учтена идеальная стойкость к коррозиям и эрозии.**
- **Трубы пригодны для ремонта.** То есть, отмечается возможность восстановления поврежденного участка, не заменяя его полностью.
- **Профиль изделий не имеет швов.** Поверхность без стыков позволяет повысить эффективность добычи нефти, серы, газа и прочего без технологических сбоев.
- **Ощутимые удары, перпендикулярные оси статические нагрузки, деформации изделиям не страшны.**

Насосно-компрессорные трубы

В зависимости от узкоспециализированного назначения можно выбрать НКТ с теми или иными характеристиками

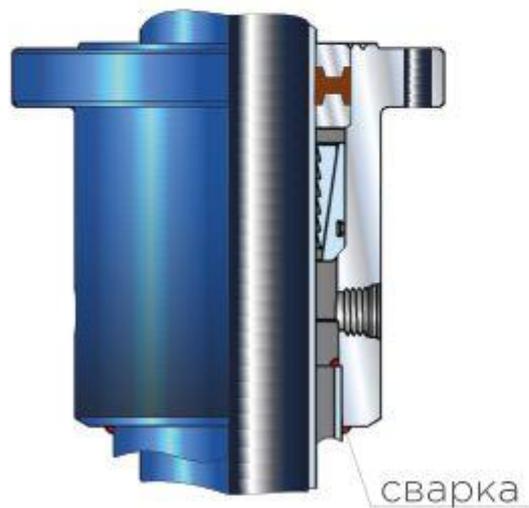
- Усиленная герметичность
- Надежная защита от низких температур
- Полимерный уплотнительный узел
- Устойчивость к высокотемпературному режиму
- Повышенная устойчивость к коррозии



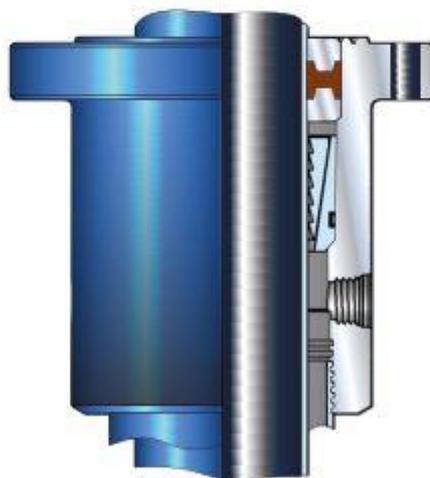
Оборудование эксплуатационной скважины

3. Колонные головки

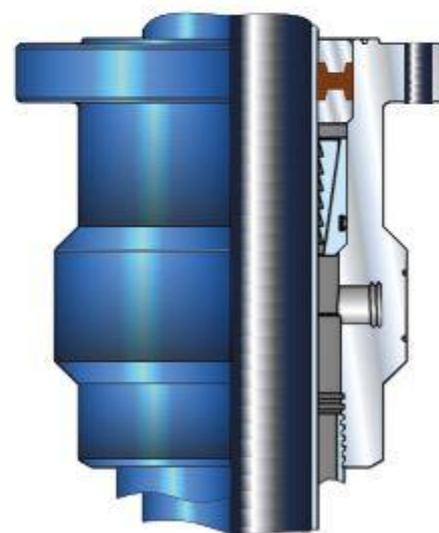
Однофланцевая
колонная головка,
тип I



Однофланцевая
колонная головка,
тип II



Однофланцевая
колонная головка,
тип III



Колонная головка — элемент нефтепромыслового оборудования, который соединяет на устье скважины обсадные колонны в один узел и одновременно служит пьедесталом для спущенных в скважину средств её эксплуатации

Колонная головка

Колонная головка жестко соединяет в единую систему все обсадные колонны скважины, воспринимает усилия от их веса и передает всю нагрузку кондуктору.

Она **обеспечивает изоляцию и герметизацию** межколонных пространств и одновременно доступ к ним для контроля состояния стволовой части скважины и выполнения необходимых технологических операций.



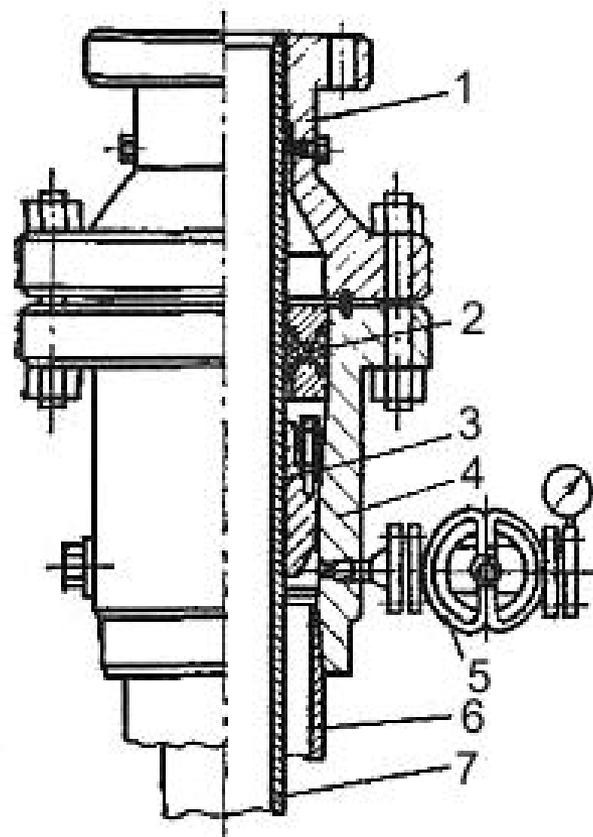
Колонная головка

Колонная головка для обвязки двух колонн (см. рис.) состоит из корпуса 4, навинченного на обсадную трубу 6.

Внутренняя поверхность корпуса коническая, и в ней размещены клинья 3, удерживающие внутреннюю колонну обсадных труб 7.

На фланце корпуса установлена катушка 1, надетая на трубу и обычно сваренная с ней. Катушка болтами соединена с корпусом. Межтрубные пространства разобцщаются уплотнениями 2.

На колонной головке предусмотрена задвижка 5 для обеспечения доступа в затрубное пространство. Вертикальный размер такой колонной головки около 1 м



Колонная головка

Масса в зависимости от диаметра обсадных труб *до 500...550 кг*

Головками оборудуются скважины глубиной до *1500...2000 м с давлением до 25 МПа*

Изготавливают колонные головки для оборудования скважин и с большим числом обсадных колонн:
трех-, четырех- и пятиколонных

Принципиальные и конструктивные схемы таких колонных головок аналогичны



Колонная головка

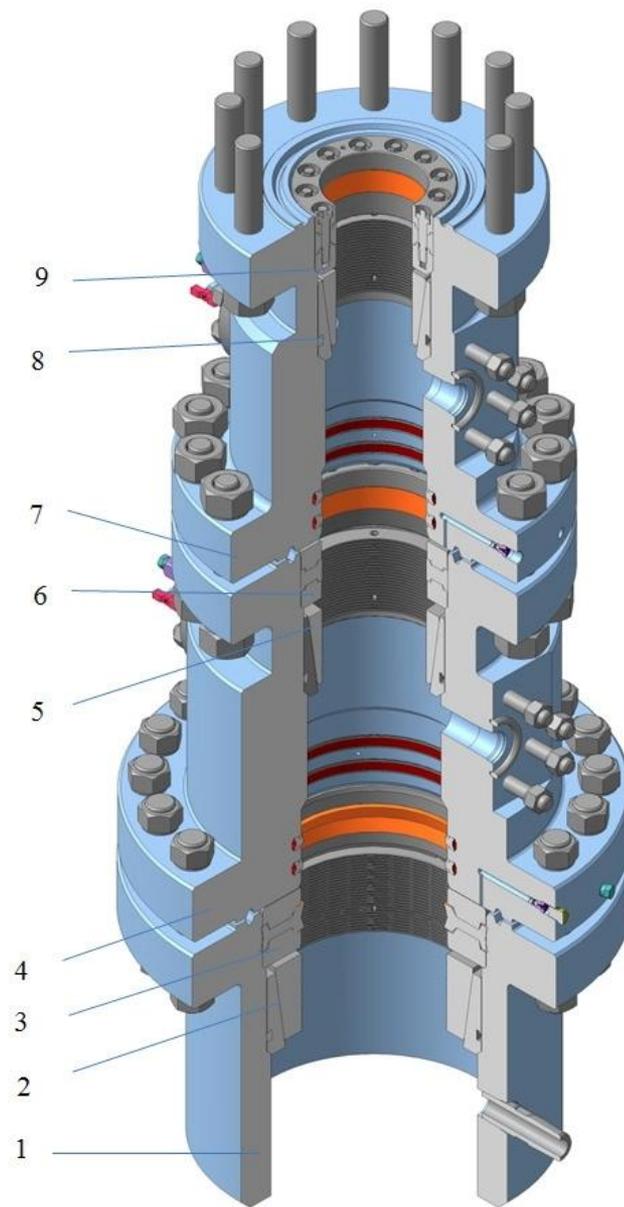
Колонная головка
трехсекционная

1 – однофланцевая
колонная головка;

2, 5, 8 – клиновая подвеска;

3, 6, 9 – первичное
уплотнение;

4, 7 – двухфланцевая
колонная головка



Колонная головка

Для изготовления колонных головок используются легированные стали (35ХМЛ, 35ХМ, 40Х).

Колонные головки изготавливают согласно стандарту в котором регламентируются основные параметры (диаметр, рабочее давление, условный диаметр обсадной колонны и др.).

Стандартом предусмотрены рабочие давления: 14; 21; 35; 70; 105 МПа.

Колонная головка

Нарушение надежности колонной головки неизбежно приводит к серьезным авариям, нанесению ущерба окружающей среде, а в отдельных случаях может быть причиной возникновения пожаров, взрывов, несчастных случаев.



Колонная головка

Колонные головки, особенно многоколонных скважин, имеют большие массы и вертикальные габариты.

Высокая их металлоемкость и большая потребность в них приводят к необходимости расхода на их изготовление больших количеств стали, причем легированной. С увеличением вертикального габарита колонной головки усложняется обслуживание скважины.



Колонная головка

Условия работы колонной головки достаточно сложны:

нагрузка от веса обсадных колонн может превышать в глубоких скважинах несколько сот килоньютон.

Элементы колонной головки воспринимают также давление от среды, контактирующей с ними.

При наличии в пластовой жидкости или газе H_2S , CO_2 или при сильной минерализации пластовых вод колонная головка подвергается их коррозионному воздействию. В глубоких скважинах при закачке теплоносителей их стволы и колонные головки нагреваются до $150-250^{\circ}C$, в условиях Севера могут охлаждаться до температур ниже минус $60^{\circ}C$.

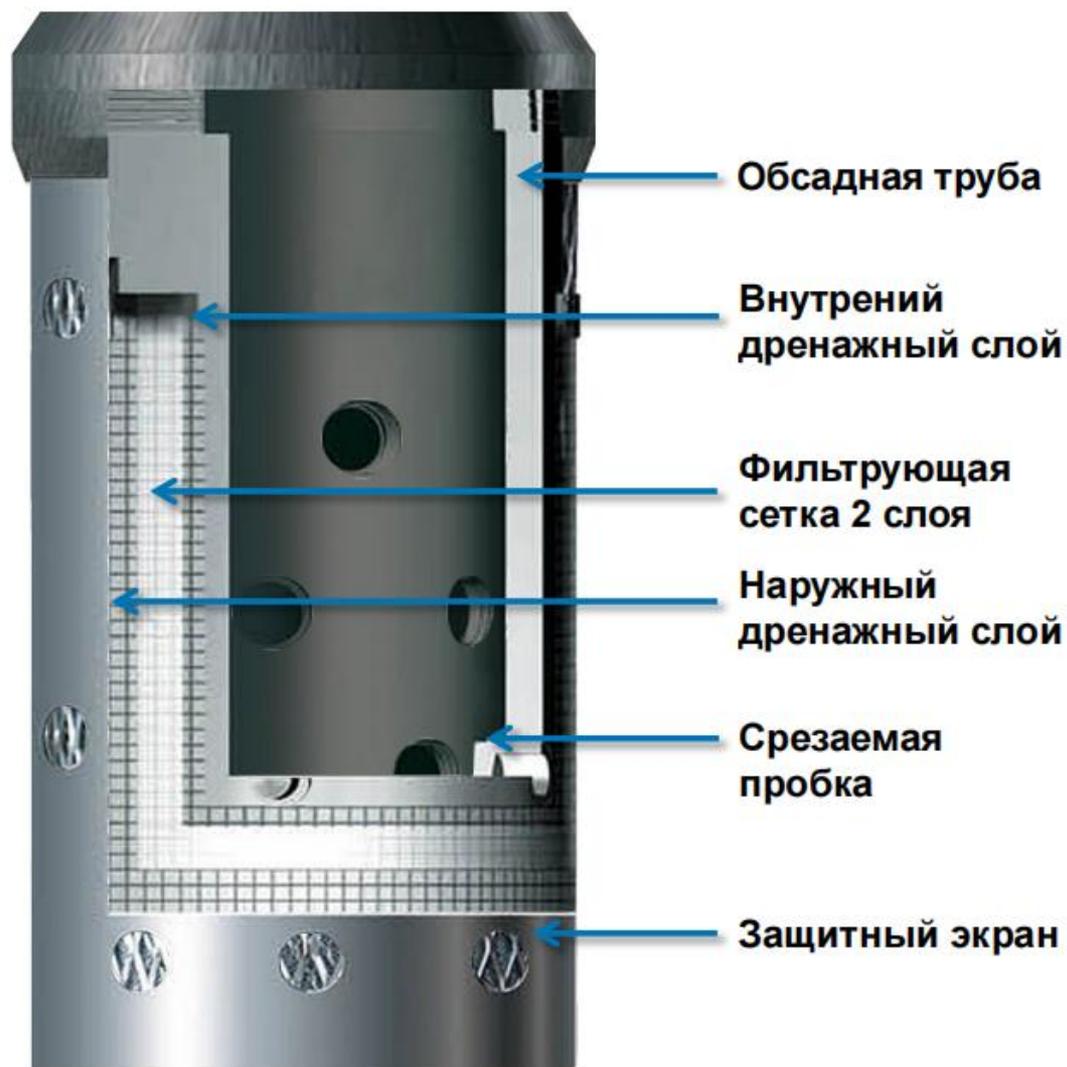
Оборудование эксплуатационной скважины

4. Фильтры



Фильтр эксплуатационной скважины — это элемент, который устанавливается в составе обсадной эксплуатационной колонны в области продуктивного пласта нефтегазодобывающих скважин

Фильтр эксплуатационной скважины



Фильтр эксплуатационной скважины

Некоторые конструкции фильтров эксплуатационных скважин:

ФСЭЛ - это скважинный фильтр, предназначенный для очистки от песка и других механических примесей жидкостей и газов.

Состоит из обсадной трубы с отверстиями, равномерно расположенными в зоне фильтрующей части и заглушенными срезаемыми пробками.

Концентрично трубе последовательно размещены: внутренний дренажный слой, 2 слоя фильтрующей сетки, наружный дренажный слой и защитный перфорированный экран



Фильтр эксплуатационной скважины

Некоторые конструкции фильтров эксплуатационных скважин:

ФСЭП (фильтр сетчатый экран просечной) и **ФСЭШ** (фильтр сетчатый экран штампованный)

Отличаются от ФСЭЛ тем, что экран выполнен из просечно-вытяжного или штампованного металлического листа.

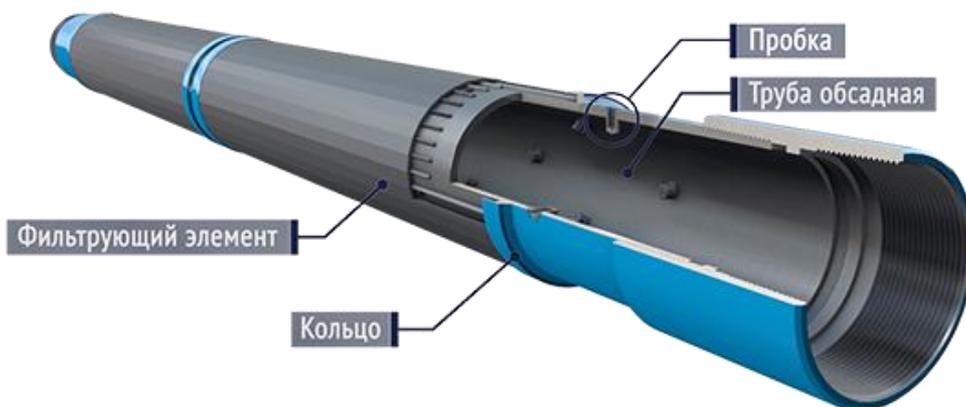


Фильтр эксплуатационной скважины

Некоторые конструкции фильтров эксплуатационных скважин:

ФСЩ - это фильтр скважинный щелевой. Он является основным элементом систем заканчивания нефтегазодобывающих скважин для предотвращения выноса песка.

Работа фильтра заключается в прохождении фильтруемой среды через щели фильтрующего элемента и далее, через отверстия в перфорированной трубе - во внутреннюю полость трубы, откуда фильтруемая среда перекачивается к устью скважины.



Оборудование эксплуатационной скважины

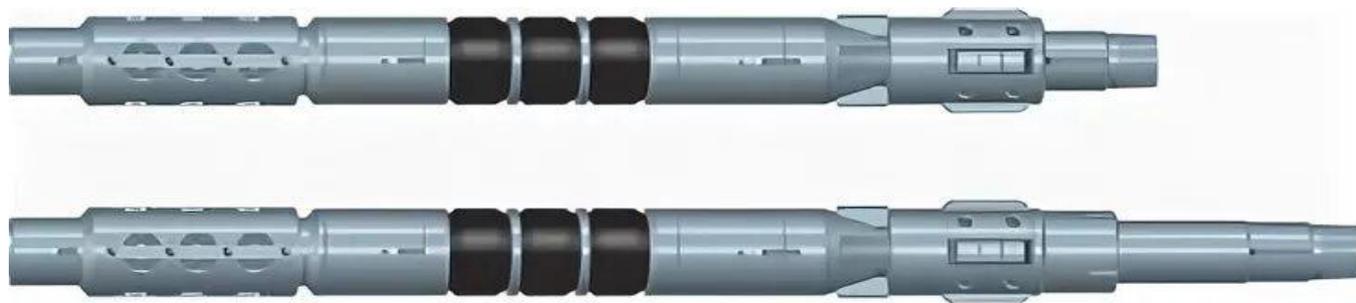
5. Пакеры



Пакер (англ. packer –уплотнитель) - уплотняющее приспособление в буровой скважине, предназначенное для разобщения друг от друга различных частей кольцевого пространства ствола скважины

Пакер

Пакеры при эксплуатации устанавливаются обычно в обсаженной части скважины и спускают их на колонне подъемных труб.



Пакер

В соответствии с назначением для обеспечения надежной работы к пакерам предъявляются следующие **основные требования:**

- пакер должен выдерживать максимальный перепад давлений, действующий на него в экстремальных условиях, называемый «рабочим давлением»;

- пакер должен иметь наружный диаметр, обеспечивающий оптимальный зазор между ним и стенкой эксплуатационной колонны труб, с которой он должен создать после посадки герметичное соединение.

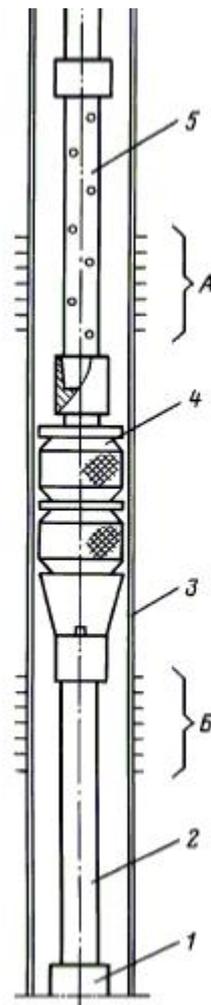
Пакер

Классификация пакеров

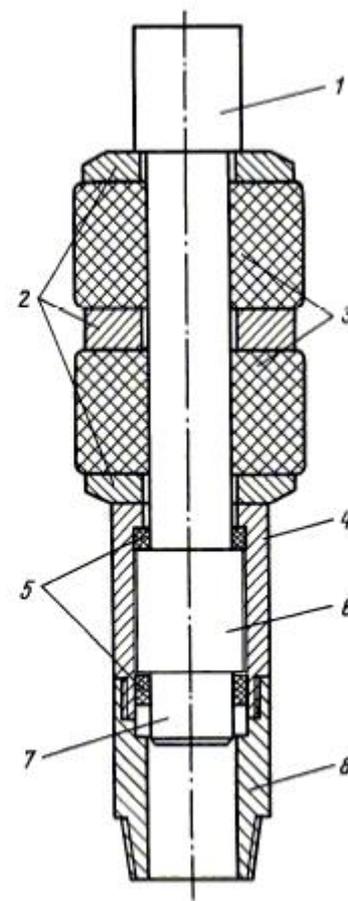
По способу установки в скважине различают пакеры:

- с опорой на забой (а);

- без опоры на забой (или так называемые “висячие” пакеры) (б).



(а)



(б)

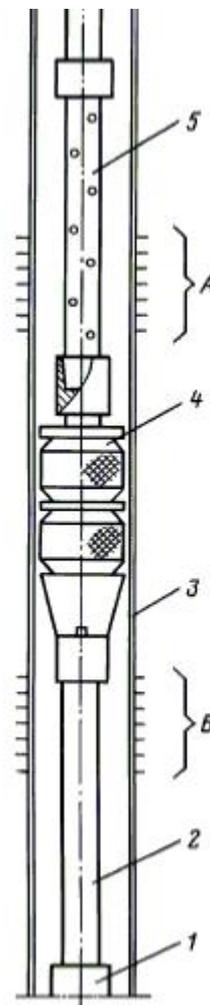
Пакер

Классификация пакеров

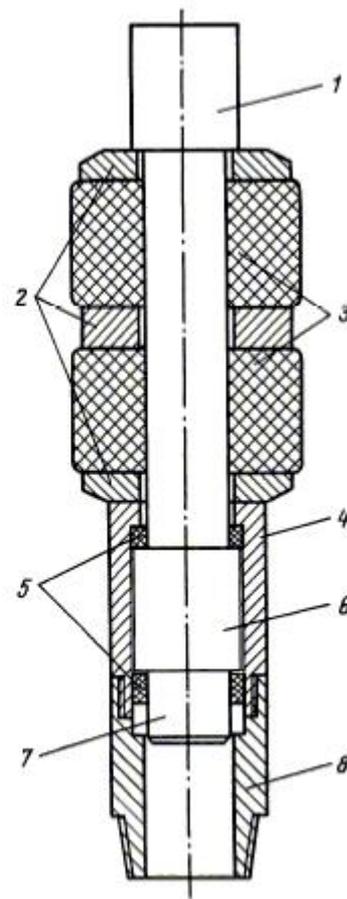
Пакер с опорой спускают в скважину с хвостовиком.

Преимуществом этого типа пакеров является простота и надёжность конструкций, **недостатком** - необходимость в дополнительных трубах для хвостовой опоры.

Преимущество пакеров без опоры на забой – возможность их установки в любом месте эксплуатационной колонны (без хвостовика).



(а)

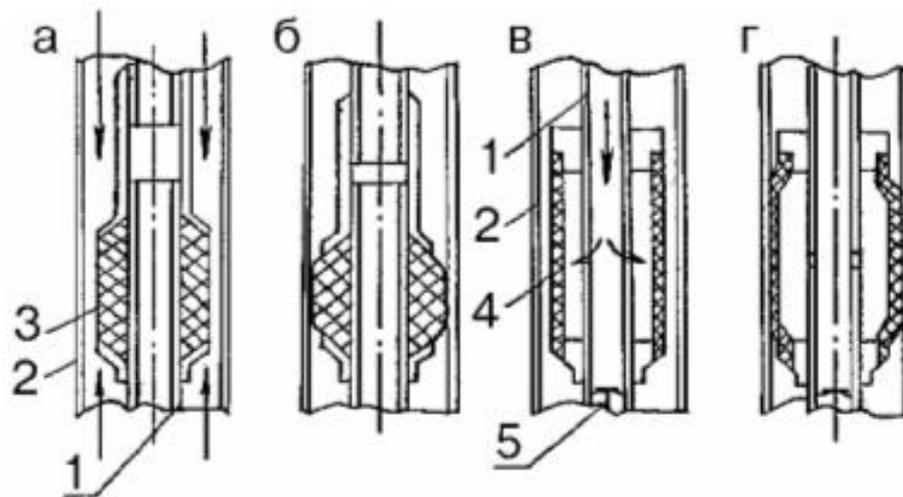


(б)

Пакер

Классификация пакеров

По способам образования сил, деформирующих уплотнительный элемент, пакеры подразделяются на механические и гидравлические



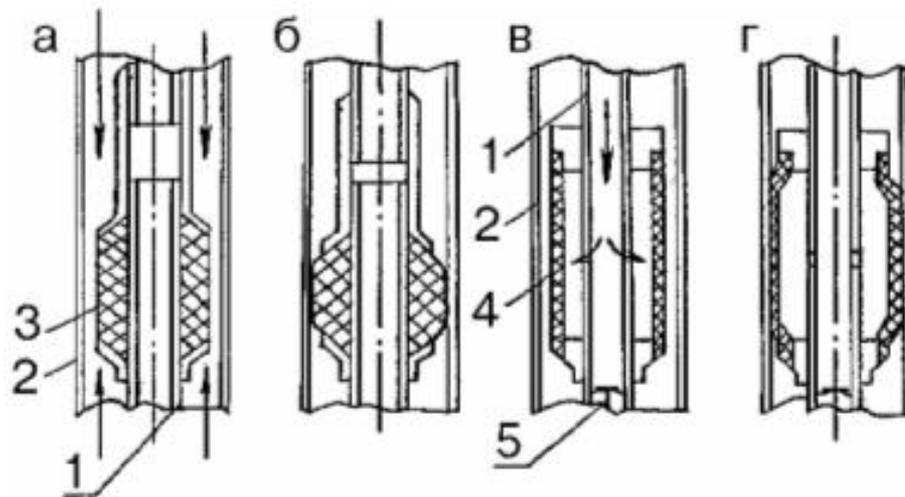
Пакеры: а), б) – гидравлические;
в), г) – механические

Пакер

Классификация пакеров

К **механическим** относят все пакеры, уплотнительная часть которых деформируется от воздействия на него веса колонны труб

Они просты по конструкции и высоконадёжны в работе. К **недостатку** следует отнести обязательное нагружение их трубами, что не всегда возможно, например, на небольших глубинах их установки



Пакеры: а), б) – гидравлические;
в), г) – механические

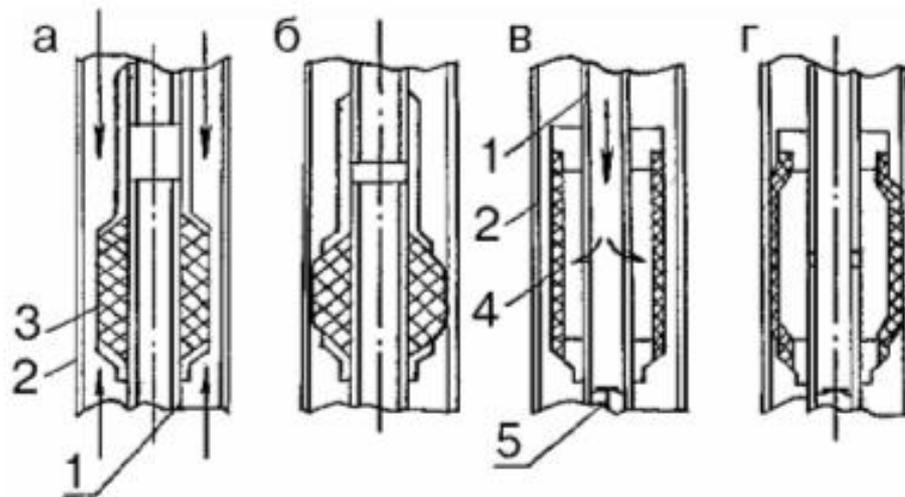
Пакер

Классификация пакеров

К **гидравлическим** относят все пакеры, резиновые элементы которых деформируются и герметизируют колонну за счёт перепада давлений сверху и снизу пакера.

Преимущество таких пакеров – способность воспринимать перепады давления 50 МПа (500 кгс/см³) и более;

недостаток – сравнительная сложность конструкции



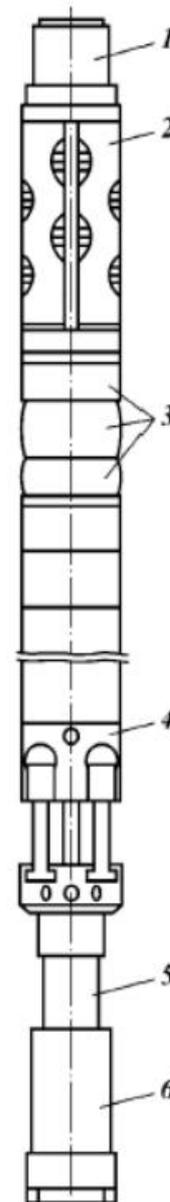
Пакеры: а), б) – гидравлические;
в), г) – механические

Пакер

Основным узлом всех типов пакеров является уплотнительный элемент из специальной резины, который при воздействии внешней силы расширяется и, упираясь в стенки труб, разъединяет верхнюю часть колонны этих труб от нижней, находящейся под пакером

Уплотнители для эксплуатационных нужд подразделяются по своему назначению

Пакер 2ПД-ЯГ-Д-35 1- муфта; 2 - якорное устройство верхнее; 3 - устройство уплотнительное (комплект манжет); 4 - якорное устройство нижнее; 5 - ствол; 6 - клапан срезной

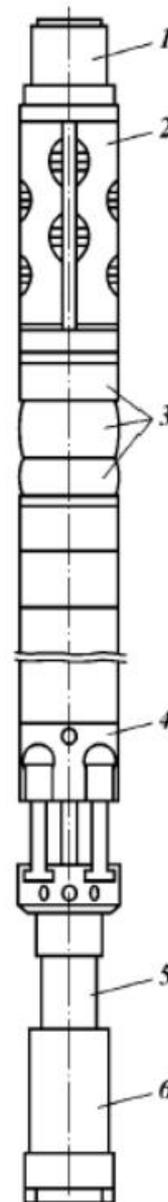


Пакер

Уплотнители для эксплуатационных нужд подразделяются по своему назначению:

- уплотнители, применяемые при отборе нефти и газа из пласта;
- уплотнители, применяемые при исследовании или испытании;
- уплотнители, применяемые при воздействии на пласт или его призабойную зону

Пакер 2ПД-ЯГ-Д-35 1- муфта; 2 - якорное устройство верхнее; 3 - устройство уплотнительное (комплект манжет); 4 - якорное устройство нижнее; 5 - ствол; 6 - клапан срезной



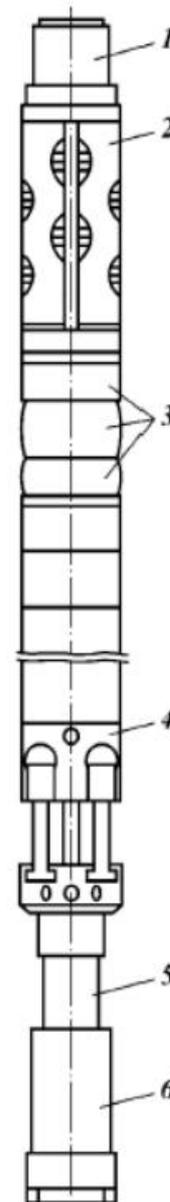
Пакер

Классификация пакеров

По восприятию перепада давления пакеры подразделяются так:

- ПВ - усилие направлено от перепада давления вверх;
- ПН - усилие направлено от перепада давления вниз;
- ПД - двустороннего действия (усилие от перепада давления направлено как вверх, так и вниз).

Пакер 2ПД-ЯГ-Д-35 1- муфта; 2 - якорное устройство верхнее; 3 - устройство уплотнительное (комплект манжет); 4 - якорное устройство нижнее; 5 - ствол; 6 - клапан срезной



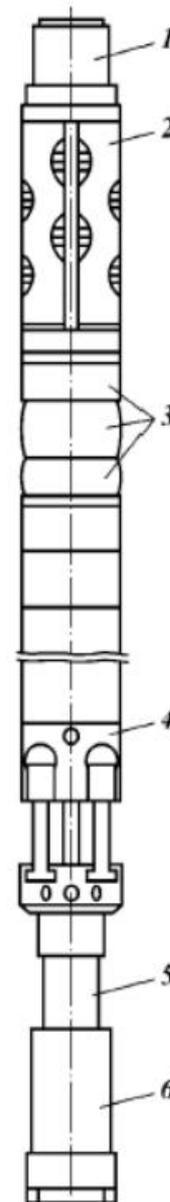
Пакер

Классификация пакеров

По способности фиксироваться на месте установки пакеры подразделяют:

- Я - фиксирующиеся якорем;
- Без обозначения - самостоятельно фиксирующиеся

Пакер 2ПД-ЯГ-Д-35 1- муфта; 2 - якорное устройство верхнее; 3 - устройство уплотнительное (комплект манжет); 4 - якорное устройство нижнее; 5 - ствол; 6 - клапан срезной



Пакер

Классификация пакеров

По способу съема пакеры подразделяют:

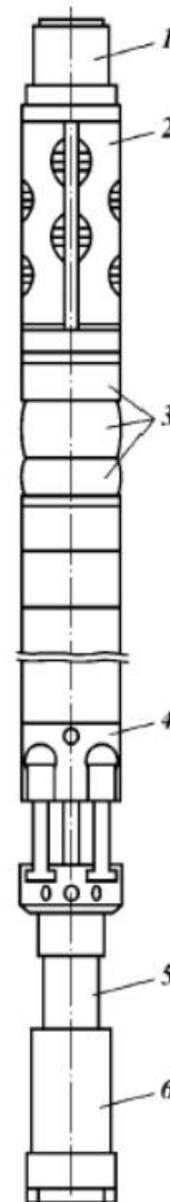
В - вращением;

Р- разбуриванием;

И - специальным инструментом;

Без обозначения - натягом.

Пакер 2ПД-ЯГ-Д-35 1- муфта; 2 - якорное устройство верхнее; 3 - устройство уплотнительное (комплект манжет); 4 - якорное устройство нижнее; 5 - ствол; 6 - клапан срезной



Пакер

Классификация пакеров

По исполнению:

- Без обозначения - нормальное;

- *Коррозионностойкие:*

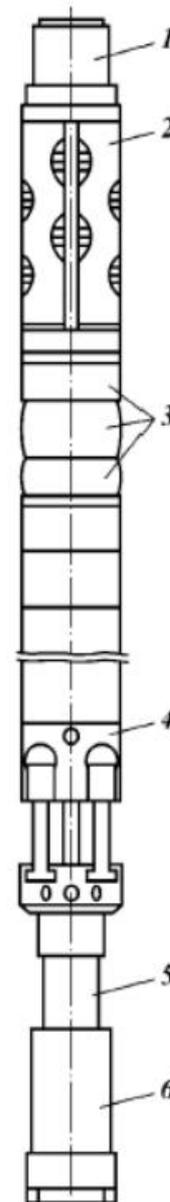
К1 — углекислотостойкое (CO_2 ; не более 10% об.);

К2 - сероводородостойкое (H_2S и CO_2 не более 10% об. каждого компонента);

К3 - сероводородостойкое (H_2S и CO_2 : свыше 10%, но не более 25% об. каждого компонента);

Т - термостойкое (для рабочих сред с температурой более 150°C).

Пакер 2ПД-ЯГ-Д-35 1- муфта; 2 - якорное устройство верхнее; 3 - устройство уплотнительное (комплект манжет); 4 - якорное устройство нижнее; 5 - ствол; 6 - клапан срезной



Пакер

Условное обозначение пакера должно включать:

- тип;
- число проходных отверстий (для многопроходных пакеров);
- вид по способности фиксироваться;
- способы посадки и съема;
- наружный диаметр;
- максимальный перепад давления;
- исполнение.

Пример: пакер ПВ-Я-118-14 расшифровывается как, пакер с усилием, направленным вверх, однопроходный, фиксируемый отдельным устройством, не требующий посадки, освобождающийся натягом, наружным диаметром 118 мм, воспринимающий перепад давления 14 МПа, нормального исполнения.

Оборудование эксплуатационной скважины

6. Клапаны-отсекатели



Клапан-отсекатель - клапан, предназначенный для автоматического отсечения потока флюида, исходящего из нефтяной или газовой скважины

Клапаны-отсекатели

По способу установки клапаны-отсекатели разделяются на ***съёмные*** и ***стационарные***.

Первые, как правило, могут сниматься с помощью канатной техники после глушения скважины. Для замены стационарных клапанов требуется подъём всего пакера.

Клапаны-отсекатели

Условное обозначение клапана-отсекателя:

К - клапан

А - отсекатель

У - управляемый с устья

без буквы У - автоматический

цифра 1 или буква М - обозначение модели

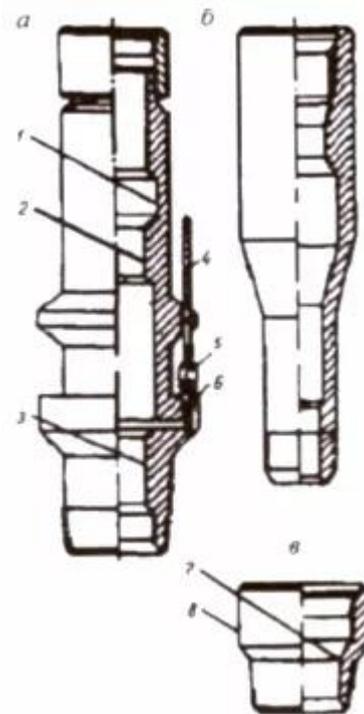
первое число - условный диаметр колонны подъемных труб для КАУ

и условный диаметр клапана - для КА, второе число - рабочее давление

Например: КА-68-35К1 и КАУ-89-70.

Клапаны-отсекатели

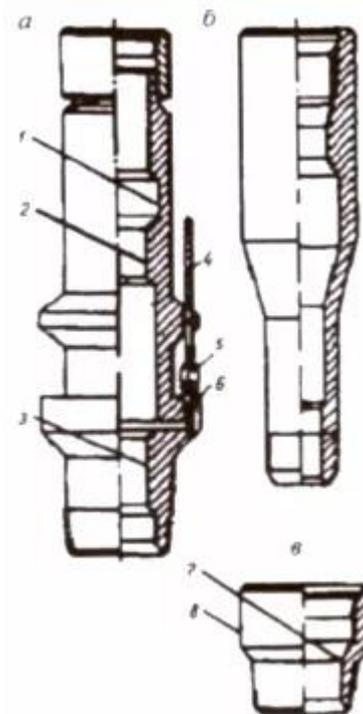
Клапаны-отсекатели обычно устанавливают в колонне НКТ на **ниппель** путём сбрасывания или с использованием специального посадочного инструмента



Ниппели: а - для клапана-отсекателя КАУ, б - для клапана-отсекателя КА, в - для приемного клапана
1 - канавка для фиксации замка, 2,3,8 - посадочные поверхности для уплотнительных манжет, 4 - трубка управления, 5 - гайка, 6 - ниппель, 7 - упор

Клапаны-отсекатели

Ниппель служит для установки, фиксирования и герметизации в нем клапана-отсекателя, представляет собой *патрубок*, внутри которого выполнена кольцевая проточка для приема фиксаторов замка клапана-отсекателя.



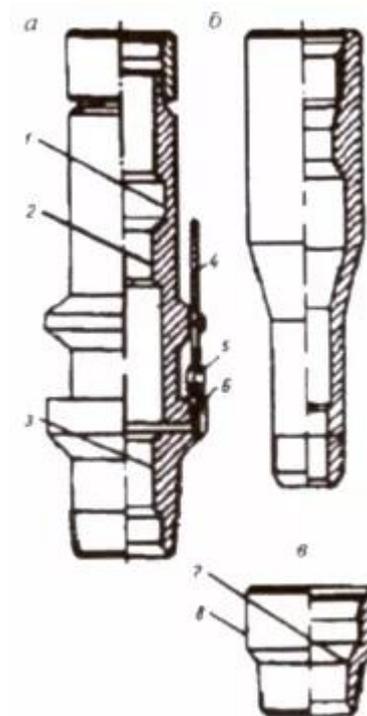
Ниппели: а - для клапана-отсекателя КАУ, б - для клапана-отсекателя КА, в - для приемного клапана
1 - канавка для фиксации замка, 2,3,8 - посадочные поверхности для уплотнительных манжет, 4 - трубка управления, 5 - гайка, 6 - ниппель, 7 - упор

Клапаны-отсекатели

Внутренняя поверхность ниппеля выше кольцевой проточки обработана под посадку уплотнительных элементов клапана-отсекателя.

По обоим концам ниппеля нарезана резьба для соединения с колонной НКТ.

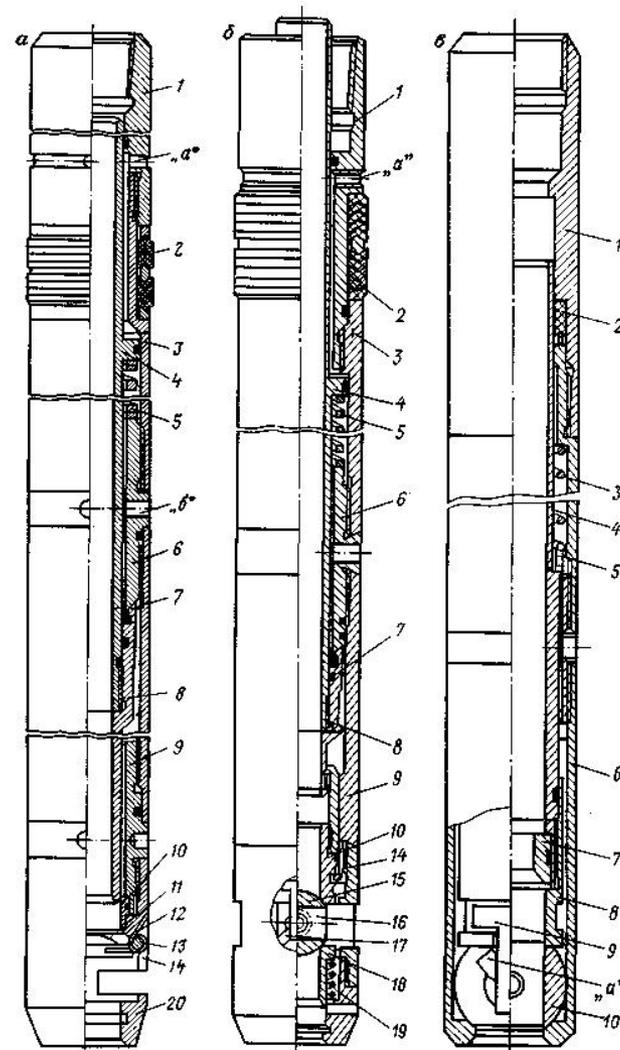
Ниппель спускают на колонне НКТ и устанавливают выше пакера.



Ниппели: а - для клапана-отсекателя КАУ, б - для клапана-отсекателя КА, в - для приемного клапана
1 - канавка для фиксации замка, 2,3,8 - посадочные поверхности для уплотнительных манжет, 4 - трубка управления, 5 - гайка, 6 - ниппель, 7 - упор

Клапаны-отсекатели

Клапаны отсекатели управляемый КАУ
управляются с устья скважины через
специальную трубку, спущенную
совместно с ниппелем

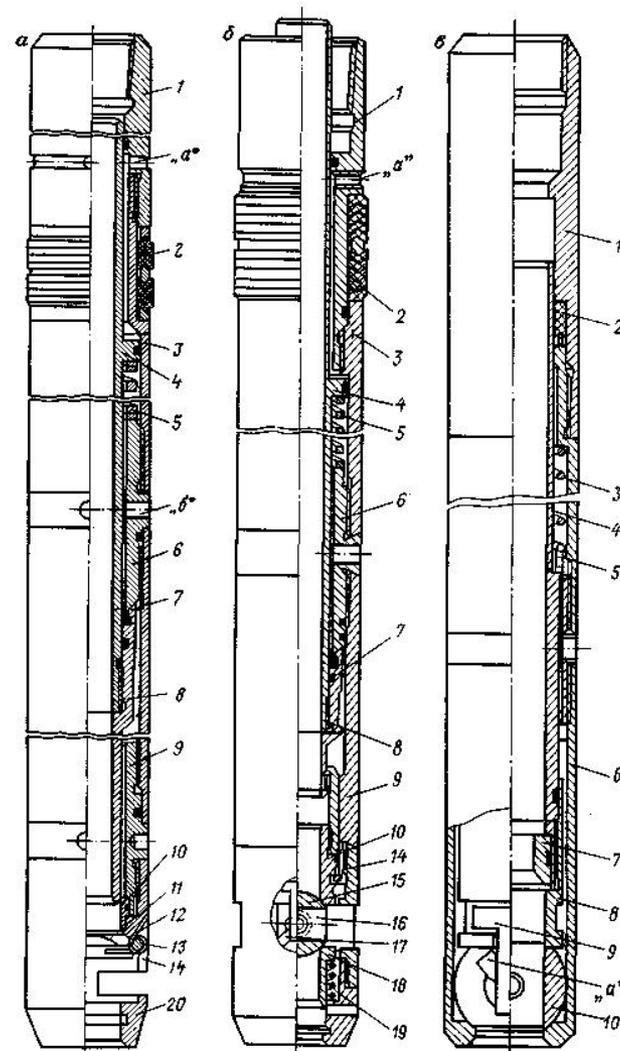


Клапаны-отсекатели типов КАУ-89-35 (а), КАУ-73-50 (б) и КА (в): а, б: 1 - муфта; 2 - уплотнение; 3 - цилиндр; 4 - поршень; 5, 12, 19 - пружины; 6 - переводник; 7 - втулка; 8 - толкатель; 9 - корпус седла; 10 - седло; 11 - хлопушка; 13 - ось; 14 - кожух; 15 - шар; 16 - плечо; 17 - штифт; 18 - втулка; 20 - кольцо; в: 1 - головка; 2 - уплотнение; 3 - пружина; 4 - шток; 5 - кольцо; 6 - корпус; 7 - дроссель; 8 - седло; 9 - плечо; 10 - шар.

Клапаны-отсекатели

Клапаны-отсекатели устанавливаются в посадочные ниппели инструментами канатной техники и фиксируются в ниппелях при помощи замков, размещенных в канавке 1

Клапан-отсекатель в открытом виде с замком ЗК спускается в скважину



Клапаны-отсекатели типов КАУ-89-35 (а), КАУ-73-50 (б) и КА (в): а, б: 1 - муфта; 2 - уплотнение; 3 - цилиндр; 4 - поршень; 5, 12, 19 - пружины; 6 - переводник; 7 - втулка; 8 - толкатель; 9 - корпус седла; 10 - седло; 11 - хлопушка; 13 - ось; 14 - кожух; 15 - шар; 16 - плечо; 17 - штифт; 18 - втулка; 20 - кольцо; в: 1 - головка; 2 - уплотнение; 3 - пружина; 4 - шток; 5 - кольцо; 6 - корпус; 7 - дроссель; 8 - седло; 9 - плечо; 10 - шар.

Клапаны-отсекатели

Техническая характеристика клапанов КАУ

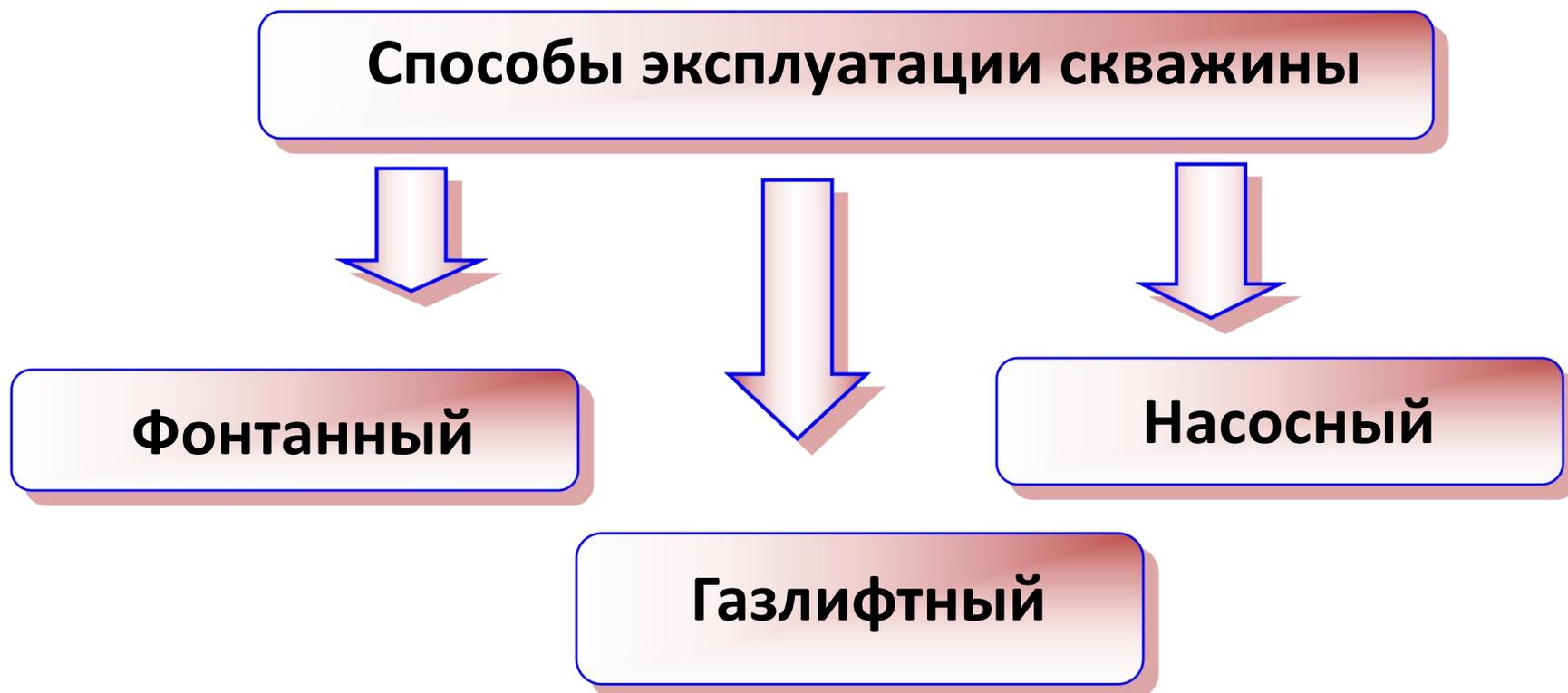
Параметр	КАУ-89-350	КАУ-73-500
Условный диаметр подъемных труб (ГОСТ 633), перекрываемых клапаном, мм	89	73
Рабочее давление, МПа	35	50
Диаметр проходного отверстия, мм	35	28
Максимальное давление в системе управления клапаном, МПа		
Максимальная температура рабочей среды, К	40	40
Максимальная глубина установки клапана, м	373	373
Габаритные размеры, мм:	200	200
диаметр	70	58
длина	1060	970

Оборудование для эксплуатации скважин

- Оборудование для фонтанной эксплуатации скважин
- Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин
- Оборудование для насосной эксплуатации скважин

Способы эксплуатации скважин

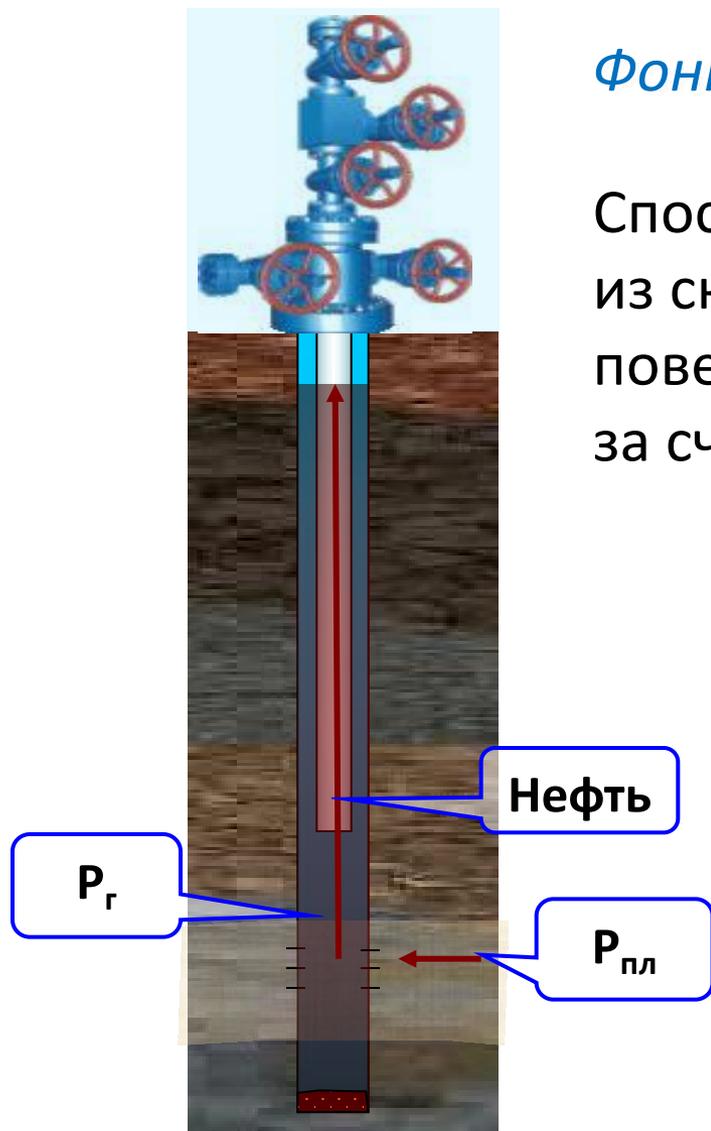
В зависимости от величины пластового давления, свойств неги, содержания в ней воды, газа механических примесей коллектрских свойств пласта и т.д. способы эксплуатации нефтяных скважин подразделяются на:



Способы эксплуатации скважин

Фонтанный способ эксплуатации скважин

Способ эксплуатации, при котором нефть из скважины поступает на дневную поверхность поднимаемая самоизливом за счет энергии пласта



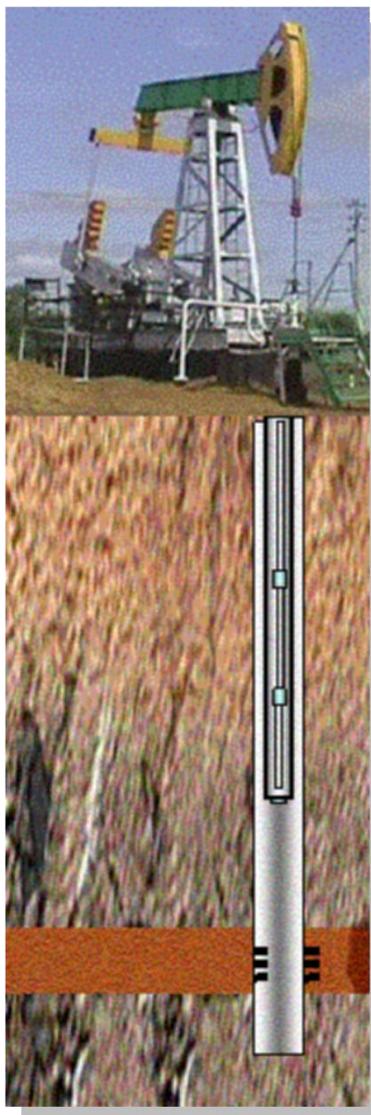
Способы эксплуатации скважин

Газлифтный способ эксплуатации скважин

Способ при котором нефть на дневную поверхность поднимается с помощью энергии сжатого газа, вводимого в скважину с поверхности



Способы эксплуатации скважин

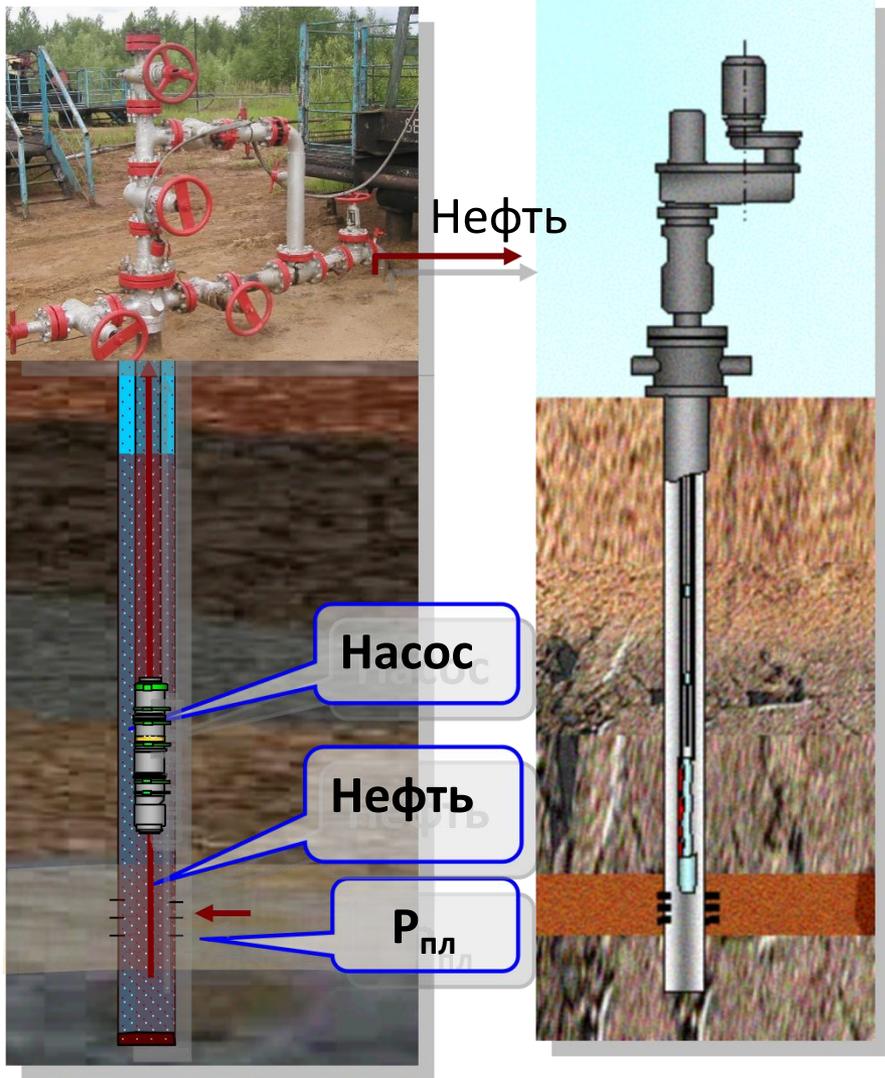


Насосный способ эксплуатации скважин

Штанговый глубинный (ШГН)

Наиболее распространёнными способами эксплуатации скважин являются эксплуатация скважин с помощью установок электроцентробежных и штанговых глубинных насосов.

Способы эксплуатации скважин



Насосный способ

эксплуатации скважин

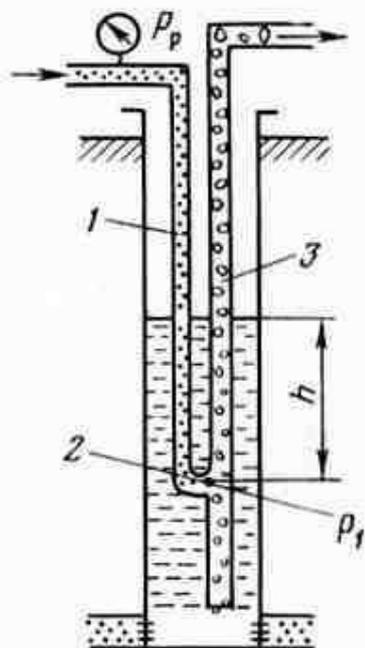
Способ эксплуатации, при котором нефть поднимается из скважины механизированным способом с помощью насосов:

- электроцентробежных (ЭЦН);
- винтовых (ШВН);
- гидropоршневых;
- штанговых глубинных (ШГН)
- и других

Оборудование для эксплуатации скважин

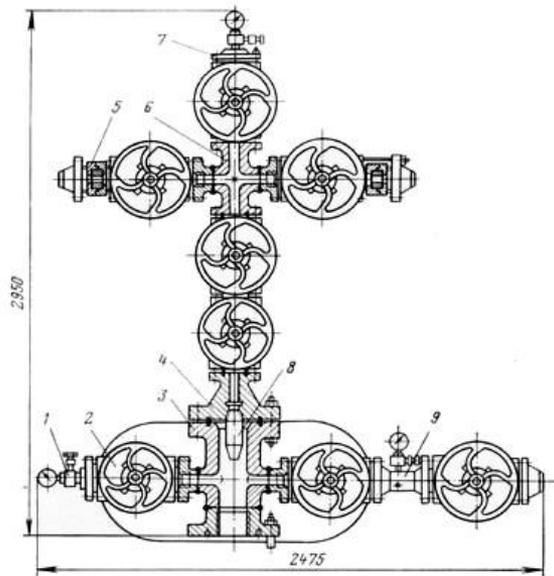
Оборудование этой группы включает:

1. Оборудование для фонтанных скважин. Оборудование состоит из подъемника (лифта), фонтанной арматуры и манифольда, позволяющих поднимать по скважине на поверхность продукцию, обеспечивать контроль и регулирование фонтанирования и поддерживать оптимальный режим работы скважины.



2. Газлифтное оборудование. К этому оборудованию относятся газлифтный подъемник с комплектом пусковых и рабочих клапанов, газлифтная арматура с КИП и манифольдом.

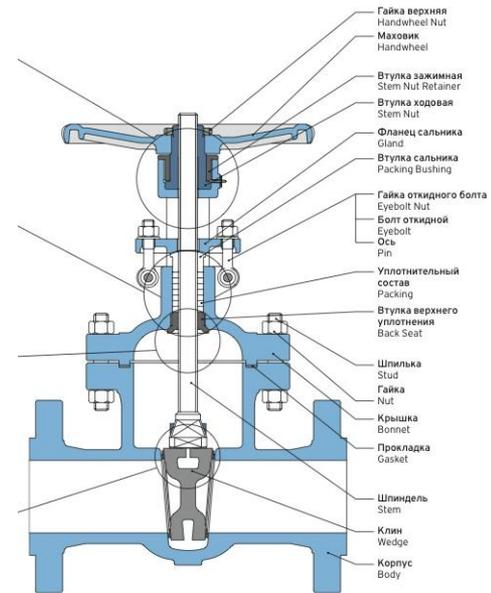
Принципиальная схема газлифта
1-колонна труб; 2-башмак; 3-подъемные
трубы.



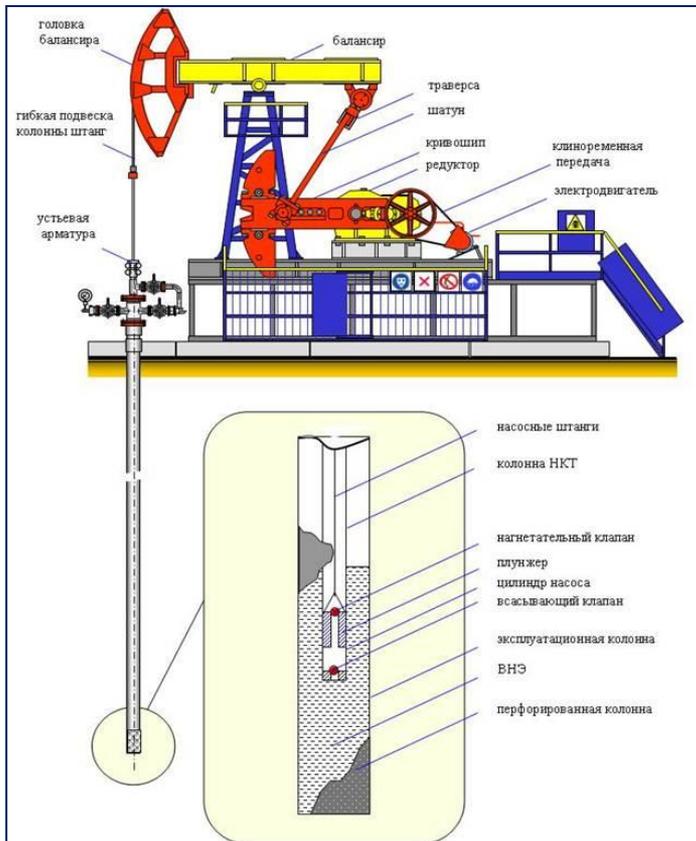
Фонтанная крестовая арматура (4АФК-50-700) высокого давления (70 МПа) для однорядного подъемника: 1 - вентиль, 2 - задвижка, 3 - крестовина, 4 - катушка для подвески НКТ, 5 - штуцер, 6 - крестовины ёлки, 7 - буфер, 8 - патрубков для подвески НКТ, 9 - катушка

3. Запорные устройства – предназначенные для перекрытия, герметизации и управления потоками жидкости или газа трубопроводов.

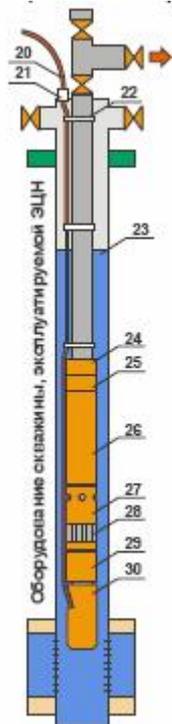
4. Насосно-компрессорные трубы (НКТ).



Задвижка клиновая



5. Штанговые скважинные насосные установки. Оборудование предназначено для подъема жидкости на поверхность.



Скважина, оборудованная погружным электроцентробежным насосом (ЭЦН)

- 20 Электрический кабель
- 21 Кабельный ввод
- 22 Хомут крепления кабеля
- 23 Динамический уровень
- 24 Обратный клапан
- 25 Обратный клапан
- 26 Секции насоса ЭЦН
- 27 Газосепаратор
- 28 Приемная сетка
- 29 Гидрозащита
- 30 Погружной электродвигатель (ПЭД)

6. Бесштанговые электровинтовые скважинные насосы предназначены для эксплуатации скважин с небольшими дебитами и отличаются от предыдущих использованием вместо центробежного винтового насоса.

7. Оборудование для эксплуатации одной скважиной нескольких разных по характеристикам пластов, которое размещается в одном стволе и включает комплекс разнотипного оборудования (например, фонтанного и насосного), в результате чего становится возможным при разработке многопластовых месторождений нефти и газа значительно сократить число эксплуатационных скважин. В состав оборудования этой подгруппы входят спускаемые в скважину пакеры, разделяющие ствол скважины на изолированные, связанные с разными пластами участки, и подъемники, позволяющие поднимать тем или иным способом жидкость или газ по колоннам труб на поверхность, где на устье скважины размещено устьевое оборудование, направляющее отдельно добытые нефть или газ с различными характеристиками в систему сбора.

Оборудование фонтанной скважины

Оборудование фонтанной скважины

Все оборудование фонтанной скважины можно разделить на две группы – **подземное и наземное**.

Наземное оборудование

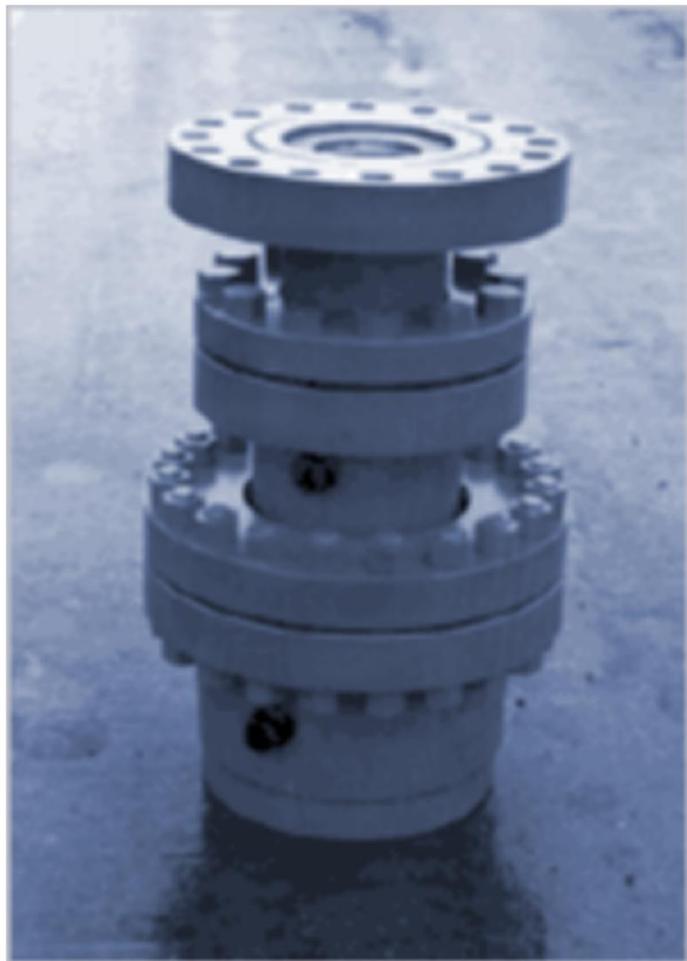
- колонная головка;
- устьевая арматура;
- рабочие манифольды (обвязка устья скважины).

Подземное оборудование

- насосно-компрессорные трубы (НКТ);
- якорь;
- пакер;
- клапаны;
- муфты.

Оборудование фонтанной скважины

Наземное оборудование фонтанной скважины



Колонная головка

предназначена для обвязки устья скважины с целью герметизации межтрубных пространств, а также для подвески обсадных колонн и установки фонтанной арматуры.

Колонная головка обеспечивает возможность контроля за давлениями во всех межтрубных пространствах скважины.

Оборудование фонтанной скважины

Наземное оборудование фонтанной скважины

Фонтанная ёлка предназначена для направления и регулирования потока жидкости из фонтанных труб.



Фонтанная
ёлка

Трубная
головка

Трубная головка предназначена для подвески фонтанных труб (НКТ).



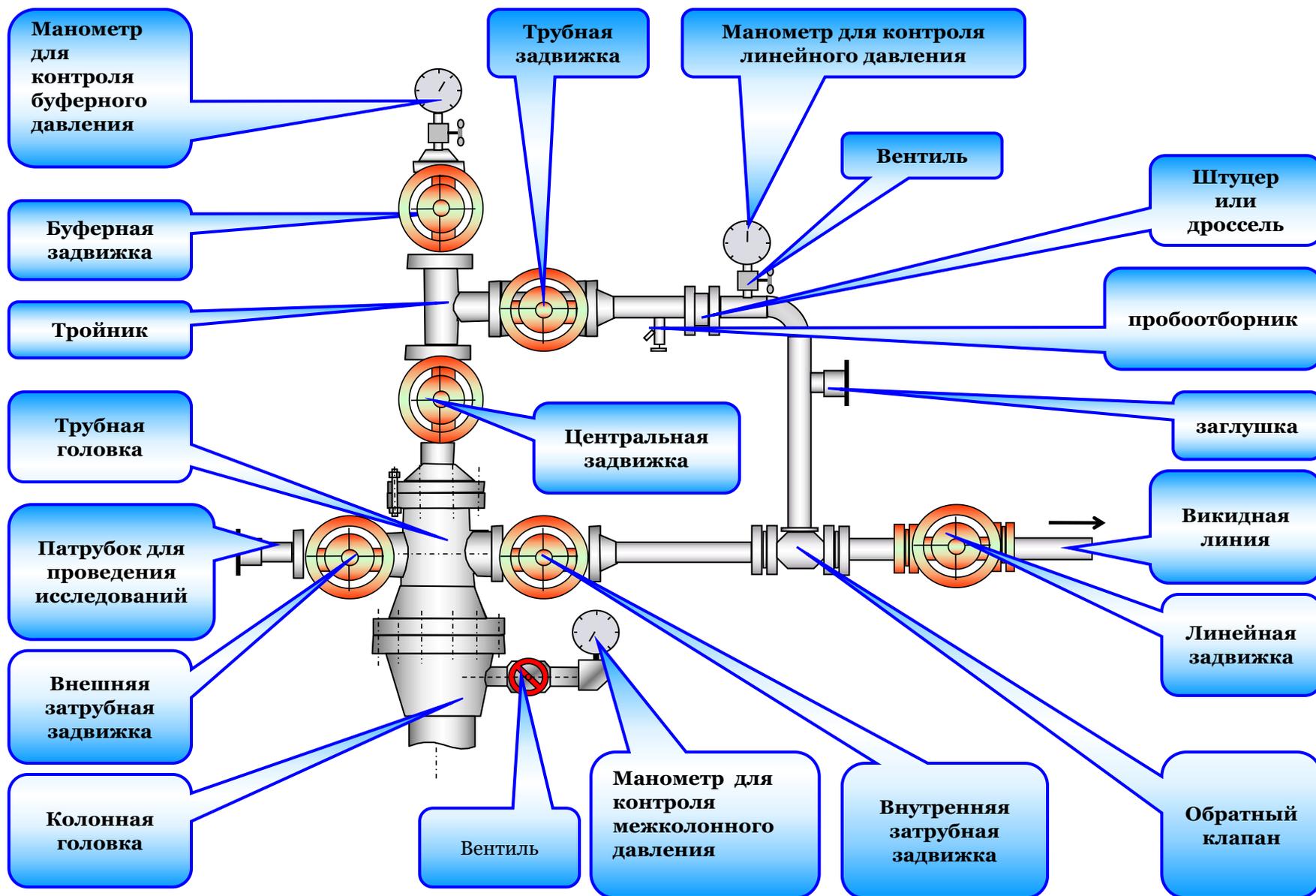
Трубная
головка

Колонная
головка

Фонтанная арматура состоит из двух элементов: **трубной головки и фонтанной елки**

Трубная головка устанавливается на колонную головку

Наземное оборудование фонтанной скважины



Наземное оборудование фонтанной скважины

Патрубок для проведения исследований с заглушкой

Переводник к трубной головке

Катушка обвязки скважины



Запорное устройство

Крестовина с боковыми отводами

Запорное устройство



Шиберная задвижка



Кран пробковый



Угловой вентиль

Наземное оборудование фонтанной скважины

Обратный клапан предназначен для направления движения жидкости только в одну сторону (в сторону выкидной линии скважины).



Штуцер

предназначен для поддержания заданного режима работы скважин (регулирования потока среды).



Обвязка устья скважины



Наземное оборудование фонтанной скважины



Патрубок предназначен для проведения промывок скважины и выкидной линии, обработок внутренней полости оборудования. Патрубок герметизируется заглушкой.



Вентиль предназначен для установки манометра (прибора для контроля давления). Монтируется в верхней части обвязки устья скважины.



Пробоотборник предназначен для отбора проб жидкости, поступающей из скважины.

Подземное оборудование скважины

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) - выполняют следующие основные функции:

- являются каналом для подъема добываемой жидкости;
- служат для подвески глубинного оборудования;
- являются каналом для проведения различных технологических операций;
- являются инструментом для воздействия на забой и призабойную зону.



ГОСТ 633-80 регламентирует выпуск бесшовных (цельнотянутых) НКТ следующих условных (наружных) диаметров, мм: гладкие – 48, 60, 73, 83, 102, 114 и с высаженными наружу концами – 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102, 114. Толщина стенок от 4 до 7 мм, длина трубы от 5,5 до 10 м (в среднем 8 м). НКТ выпускаются из стали группы прочности Д, К, Е, Л, М. Конструкция резьбового соединения специальная.

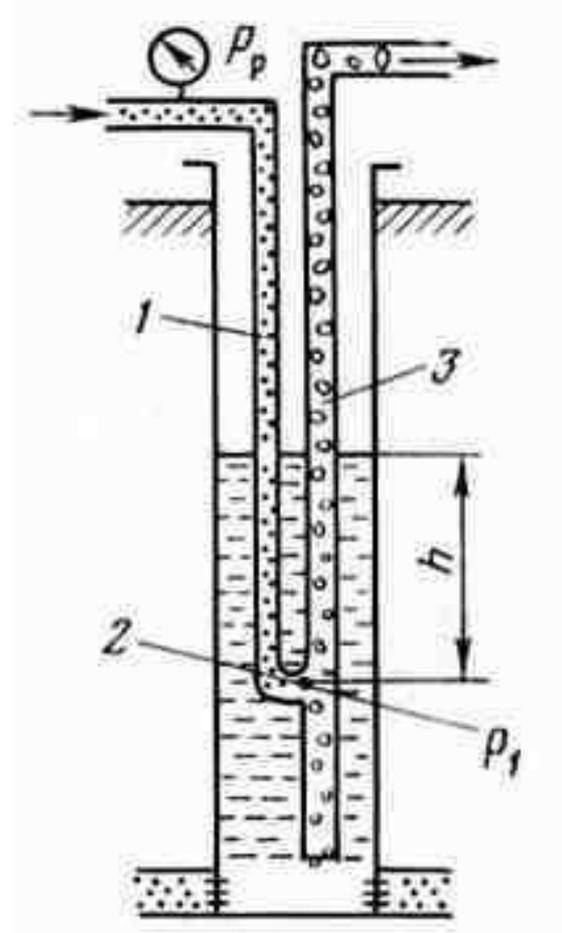
Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин

Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин

Газлифтная скважина - это по существу та же фонтанная скважина, в которой недостающий для необходимого разгазирования жидкости газ подводится с поверхности по специальному каналу.

По колонне труб 1 газ с поверхности подается к башмаку 2, где смешивается с жидкостью, образуя ГЖС, которая поднимается на поверхность по подъемным трубам 3.

Закачиваемый газ добавляется к газу, выделяющемуся из пластовой жидкости. В результате смешения газа с жидкостью образуется ГЖС такой плотности, при которой имеющегося давления на забое скважины достаточно для подъема жидкости на поверхность

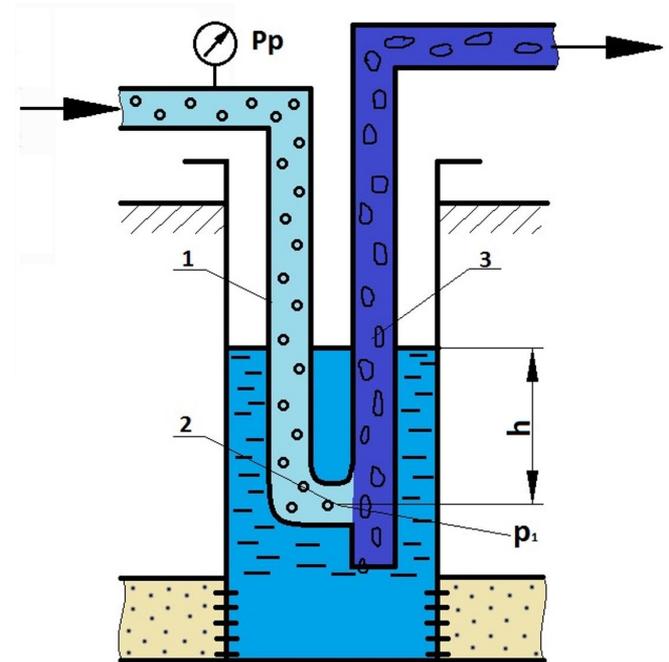


Принципиальная схема газлифта

Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин

Оборудование газлифтной скважины можно разделить на *подземное и наземное*

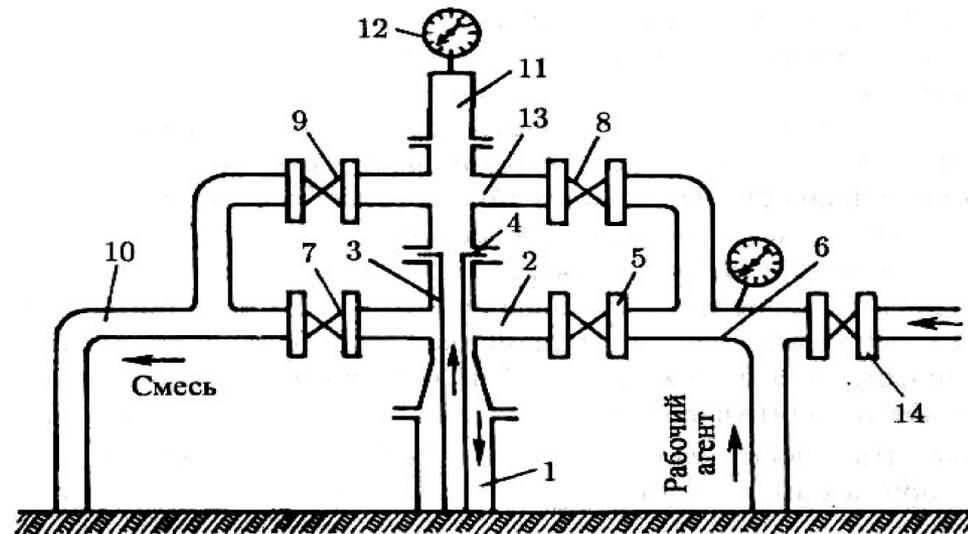
Главные элементы подземного оборудования:
воздушная и подъемная трубы



Принципиальная схема газлифта
1-колонна труб; 2-башмак; 3-подъемная труба

Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин

Наземное оборудование представлено устьевой арматурой, обеспечивающей герметизацию устья скважин, подвеску подъемных НКТ, ввод рабочего агента в межтрубное пространство и направление газожидкостной смеси из скважины в выкидную линию.

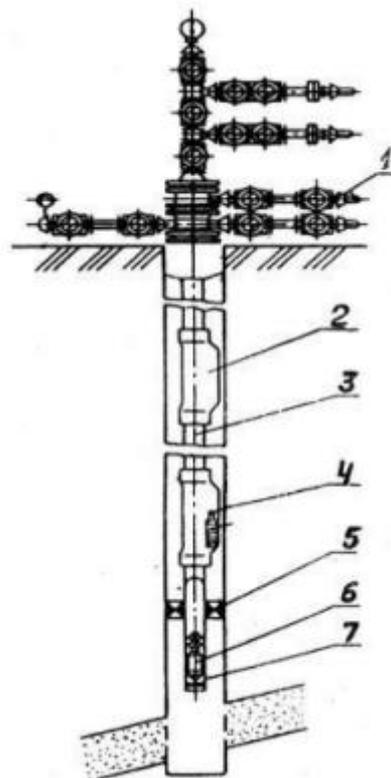


Обвязка устья газлифтной скважины

1- колонная головка, 2-крестовина, 3-колонна НКТ, 4-планшайба, 5,7,8,9,14-задвижки, 6- подвод газа, 10- выкидная линия для ГЖС, 11-буферная заглушка, 12-манометр, 13 крестовик,

Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин

Подземное оборудование газлифтных скважин: НКТ, газлифтные клапана, скважинные камеры, пакер



Газлифтная установка ЛН: 1 - фонтанная арматура;
2 - скважинная камера; 3 - колонна насосноком-прессорных
труб; 4 - газлифтный клапан; 5 - пакер; 6 - приемный клапан;
7 - ниппель приемного клапана

Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин

Газлифтные клапаны. Предназначены для управления подачей рабочего агента в подъёмную колонну в точке их размещения

Различают *пусковые, рабочие и концевые газлифтные клапаны*

- Пусковые клапаны предназначены для пуска газлифтных скважин и их освоения
- Рабочие предназначены для увеличения длины лифта
- Концевые предназначены для поддержания уровня жидкости в затрубном пространстве ниже клапана на некоторой глубине

Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин

Скважинные камеры газлифтных подъёмников предназначены для посадки газлифтных или ингибиторных клапанов, глухих или циркуляционных пробок при эксплуатации нефтяных скважин газлифтным способом

Газлифтная камера - это сварная конструкция, состоящая из наконечников, кармана и рубашки, изготавливаемой из специальных овальных труб

В кармане камеры есть перепускные отверстия, пропускающие газ к газлифтному клапану

Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин

Наиболее распространёнными являются скважинные камеры с эксцентричным расположением кармана для клапанов.

Они сохраняют проходное сечение в месте установки клапана, равным проходному сечению колонны подъёмных труб. Это позволяет проводить все скважинные работы (исследование, промывку призабойной зоны, смену съёмных элементов скважинного оборудования) без извлечения колонны подъёмных труб.

Камеры изготавливают на рабочее давление от 21 до 70 МПа, длиной порядка 2500 мм, массой до 70 кг

Газлифтная эксплуатация скважин

Конструкции газлифтных подъемников

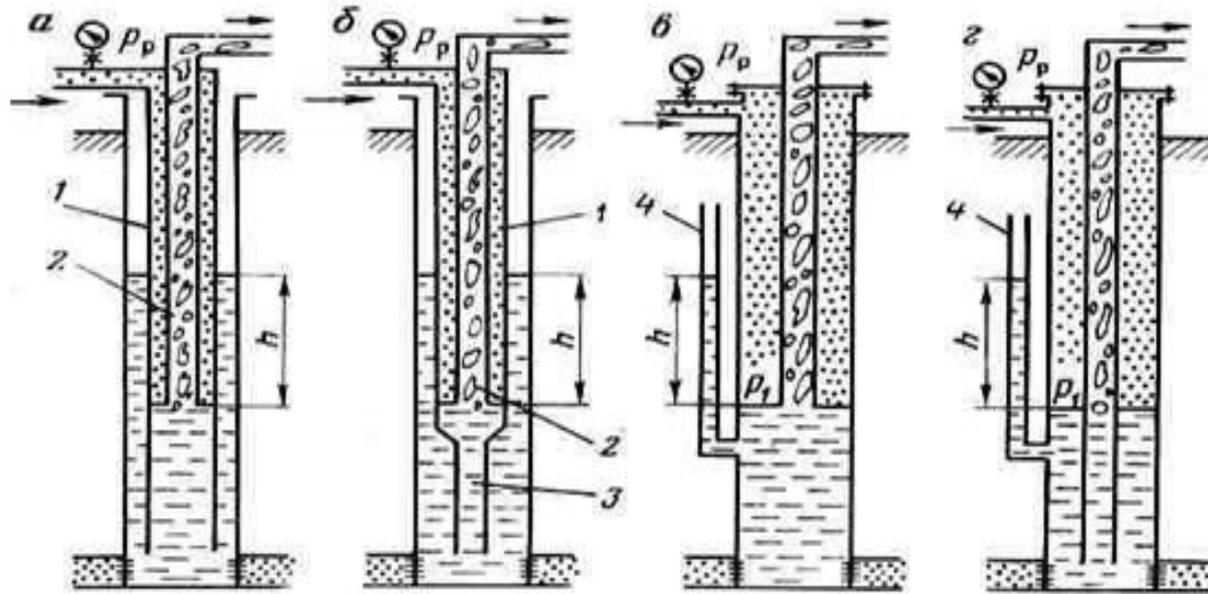
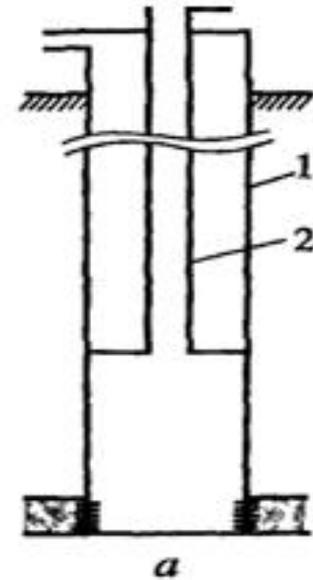


Схема конструкций газлифтных подъемников:

а - двухрядный подъемник; б - полоторрядный подъемник; в - однорядный подъемник; г - однорядный подъемник с рабочим отверстием

Однорядный подъемник

- широко используется при эксплуатации скважин с нормальными условиями (в продукции отсутствуют механические примеси);
- при хорошем качестве рабочего агента и его подготовке (в газе отсутствуют корродирующие компоненты, механические примеси, низкое влагосодержание)



1 - обсадная колонна;
2 - подъемник;

В противном случае при прямой закачке возможна коррозия не только подъемника (который при необходимости может быть заменен на новый), но и обсадной колонны (замена которой невозможна)

Недостатки однорядного подъемника

- возможность образования песчаной пробки на забое вследствие недостаточной для выноса песка скорости восходящего потока в интервале «забой—башмак»;
- высокое пусковое давление, т.к. необходимо оттеснять уровень жидкости в затрубном пространстве при пуске скважины до башмака подъемника;
- возможность работы подъемника с пульсациями

Преимущества однорядного подъемника

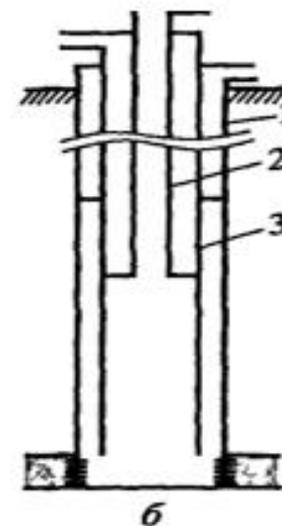
- низкая металлоемкость;
- простота и невысокая стоимость подземного ремонта (в сравнении с другими схемами газлифтных подъемников)

Возможность применения для эксплуатации скважин с широким диапазоном дебитов, т.к. возможно регулирование работы скважины изменением диаметра подъемника, что затруднено или даже невозможно при других схемах газлифта

Двухрядный подъемник

При такой конструкции в скважину спускают два ряда труб: внешний — большего диаметра (воздушные трубы) и внутренний — подъемник меньшего диаметра.

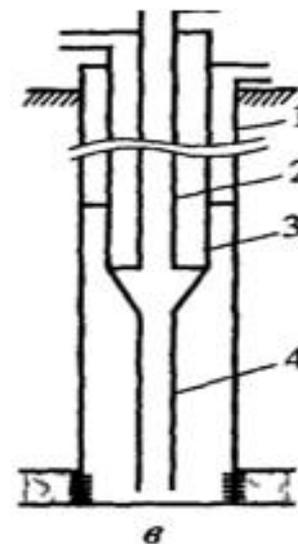
- предназначен для эксплуатации скважин с определенными осложнениями (пескообразование);
- если продукция скважины представлена коррозионно-активными компонентами;
- в случае недостаточно высокого качества подготовки закачиваемого газа (повышенное влагосодержание газа и содержание в нем корродирующих компонентов).



- 1 - обсадная колонна;
2 - подъемник;
3 - НКТ

Полторарядный подъемник

- нижняя часть воздушных труб комплектуется из труб меньшего диаметра (хвостовик);
- создаются лучшие условия выноса песка и предотвращается образование на забое песчаной пробки;
- металлоемкость меньше, чем двухрядного;
- невозможно из-за наличия хвостовика увеличивать глубину спуска подъемника



- 1 - обсадная колонна;
- 2 - подъемник;
- 3 - НКТ;
- 4 - хвостовик

Однорядный подъемник с пакером и перепускным клапаном

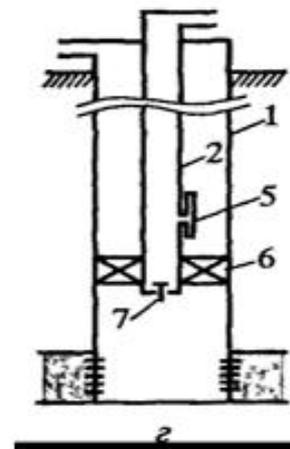
предназначен для периодической эксплуатации работающих без осложнений скважин

Принцип работы

Давление под обратным клапаном 7 со стороны скважины больше давления над обратным клапаном 7 со стороны подъемника 2 и клапан 7 открывается.

Продукция из пласта поступает в подъемник 2, вследствие чего уровень жидкости в нем растет.

Вместе с этим растет и давление на сильфон перепускного клапана, который срабатывает от давления в подъемнике.



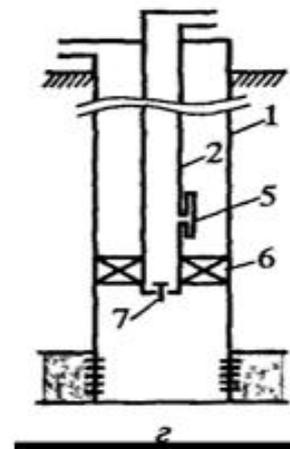
- 1 - обсадная колонна;
- 2 - подъемник;
- 3 - НКТ;
- 4 - хвостовик;
- 5 - перепускной клапан;
- 6 - пакер;
- 7 - обратный клапан (отсекатель скважины);

Однорядный подъемник с пакером и перепускным клапаном

В затрубном пространстве действует давление закачиваемого газа.

При достижении заданного перепада давлений (между давлением газа в затрубном пространстве и давлением жидкости в подъемнике) перепускной клапан открывается, газ поступает в подъемник, обратный клапан 7 закрывается, и происходит выброс накопившейся жидкости из подъемника на поверхность. Перепад давлений на сильфон снижается, и перепускной клапан закрывается.

Под действием давления у башмака подъемника обратный клапан 7 открывается, и жидкость из скважины поступает в подъемник, приводя к росту уровня жидкости в нем.



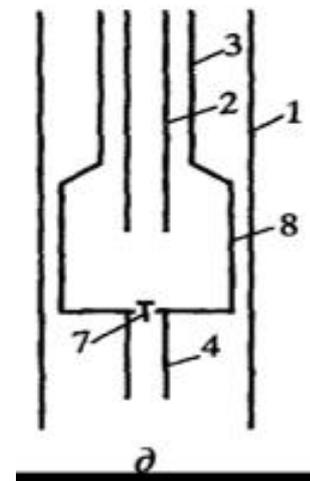
- 1 - обсадная колонна;
- 2 - подъемник;
- 3 - НКТ;
- 4 - хвостовик;
- 5 - перепускной клапан;
- 6 - пакер;
- 7 - обратный клапан (отсекатель скважины);

Двухрядный подъемник с камерой накопления

Отличается от классического двухрядного подъемника наличием в нижней части камеры накопления 8, к которой прикреплен хвостовик 4.

В месте крепления хвостовика к камере накопления размещен обратный клапан 7.

Когда в межтрубном пространстве (между колоннами 2 и 3) и в подъемнике 2 нет давления закачиваемого газа, клапан 7 открывается и жидкость из скважины поступает в камеру накопления и поднимается в подъемник и межтрубное пространство.



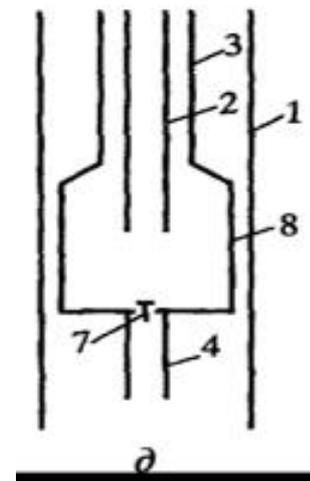
- 1 - обсадная колонна;
- 2 - подъемник;
- 3 - НКТ;
- 4 - хвостовик;
- 5 - перепускной клапан;
- 6 - пакер;
- 7 - обратный клапан (отсекатель скважины);
- 8 - камера накопления

Двухрядный подъемник с камерой накопления

После подъема уровня жидкости на расчетную величину расположенный на устье автомат подачи газа в соответствии с заданной программой включается, и сжатый газ подается в межтрубное пространство.

Обратный клапан 7 закрывается, отсекая накопившийся объем жидкости.

Поступающий через башмак в подъемник газ выбрасывает жидкость на поверхность, давление газа падает, и автомат подачи газа отсекает его подачу. Открывается обратный клапан 7, и цикл повторяется.



- 1 - обсадная колонна;
- 2 - подъемник;
- 3 - НКТ;
- 4 - хвостовик;
- 5 - перепускной клапан;
- 6 - пакер;
- 7 - обратный клапан (отсекатель скважины);
- 8 - камера накопления

Компрессорное оборудование при газлифте

Газ, получаемый от компрессорной станции, при газлифтной эксплуатации направляется по двум или трем трубопроводам, в которых его давление различно, через газораспределительную будку к отдельным скважинам.



Компрессорное оборудование при газлифте

В газораспределительной будке размещено обычно от четырех до восьми секций распределительных батарей, каждая из которых направляет рабочий агент к четырем скважинам. К секции батарей рабочий агент подводится по двум, трем или четырем трубопроводам. При трех подводящих трубопроводах один - пусковой, а два - рабочих (на пониженное и повышенное давления).

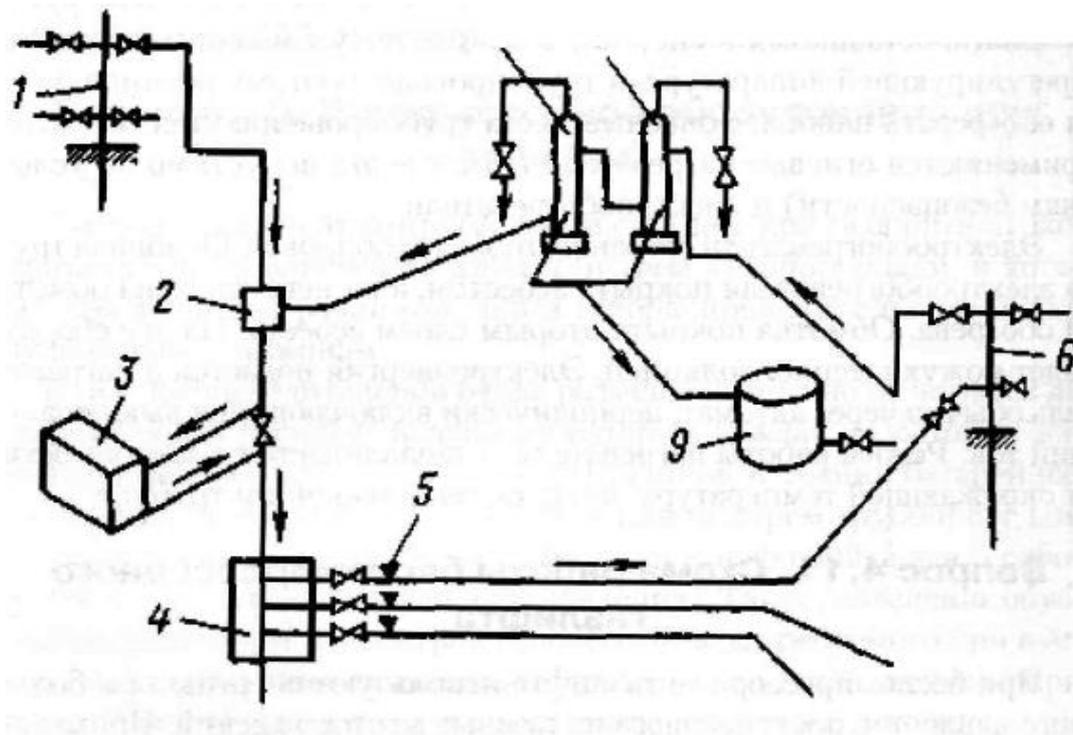


Схема работы бескомпрессорного газлифта

Схема работы бескомпрессорного газлифта

На рис. показана технологическая схема бескомпрессорного газлифта, применяемая в объединении Краснодарнефтегаз

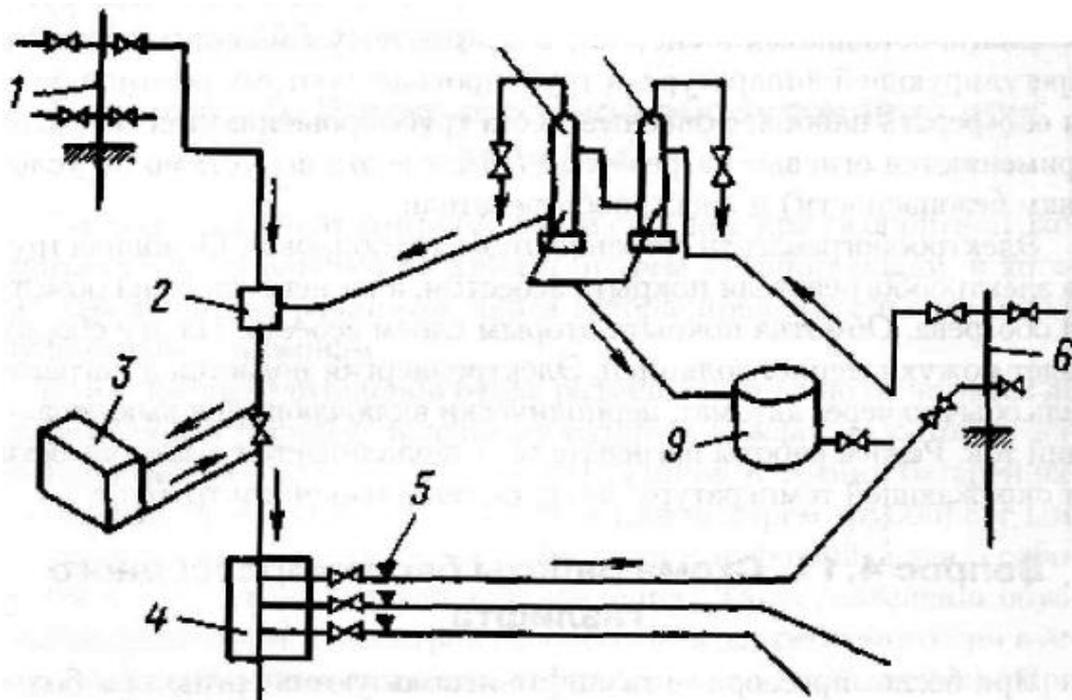
Газ из скважин *1* под большим давлением (15...20 МПа) поступает на пункт очистки (осушки *2*), где он проходит через гидроциклонные сепараторы и конденсатосборники.



Бескомпрессорная газлифтная установка

Схема работы бескомпрессорного газлифта

После пункта
очистки газ
поступает в
беспламенный
подогреватель 3
для подогрева до
80...90 °С, а затем
в
газораспределе-
тельную батарею 4.

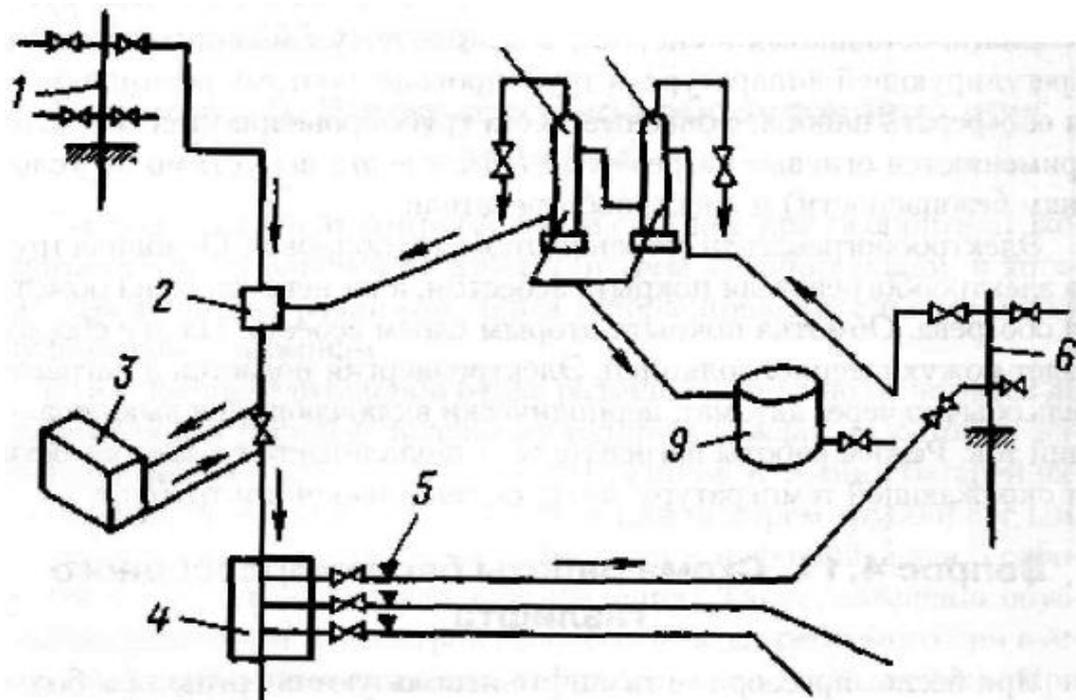


Бескомпрессорная газлифтная установка

Схема работы бескомпрессорного газлифта

Подогрев газа является эффективным средством борьбы с гидратообразованием при транспортировании и редуцировании газа.

От батареи газ направляется через регулировочные штуцеры 5 в добывающие нефтяные скважины 6.

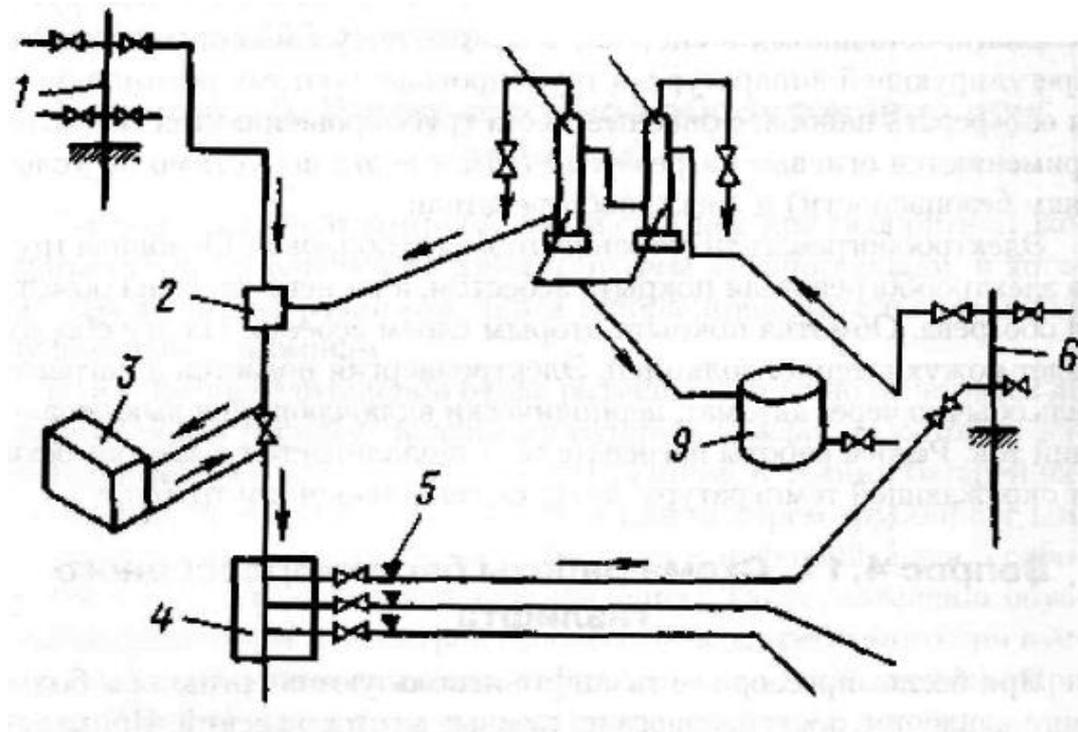


Бескомпрессорная газлифтная установка

Схема работы бескомпрессорного газлифта

После подъема жидкости газ поступает в газосепараторы первой 7 и второй 8 ступеней, откуда направляется в топливные линии и на газобензиновый завод.

Жидкость из газосепараторов направляют в емкость 9.



Бескомпрессорная газлифтная установка

Оборудование для эксплуатации скважин насосами с механическим приводом

Эксплуатация скважины с помощью установки электроцентробежного насоса (УЭЦН)

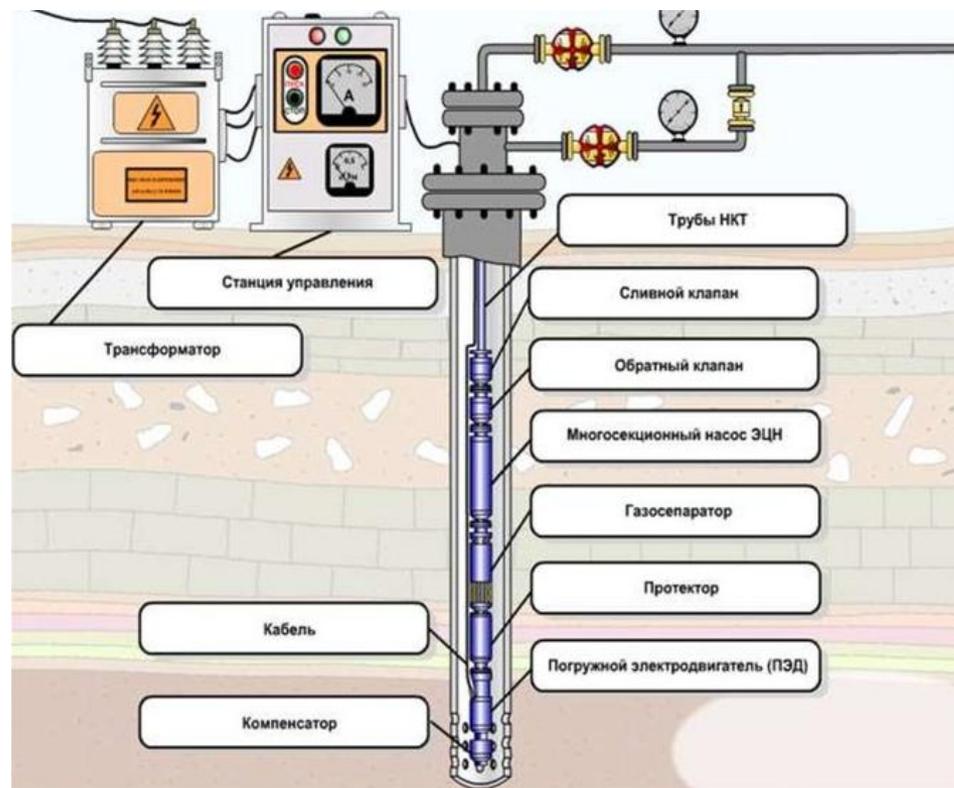
Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Область применения УЭЦН – это высокодебитные обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитом 10 – 1300 м³/сут и высотой подъема 500 – 2000 м.

Межремонтный период УЭЦН составляет до 320 суток и более.

Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении типов УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки продукции нефтяных скважин, содержащих нефть, воду, газ и механические примеси. Установки типа УЭЦНМ имеют обычное исполнение, а типа УЭЦНМК – коррозионно-стойкое.



Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Установка состоит из погружного насосного агрегата, кабельной линии, спускаемых в скважину на насосно-компрессорных трубах, и наземного электрооборудования (трансформаторной подстанции).

Погружной насосный агрегат включает в себя двигатель (электродвигатель с гидрозащитой) и насос, над которым устанавливают обратный и сливной клапаны.



Установка погружного центробежного насоса:

- 1 - оборудование устья скважин;
- 2 - пункт подключательный выносной;
- 3 - трансформаторная комплексная подстанция;
- 4 - клапан спускной;
- 5 - клапан обратный; 6 - модуль-головка; 7 - кабель;
- 8 - модуль-секция; 9 - модуль насосный газосепараторный;
- 10 - модуль исходный;
- 11 - протектор;
- 12 - электродвигатель;
- 13 - система термоманометрическая

Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

В зависимости от максимального поперечного габарита погружного агрегата установки разделяют на три условные группы – 5; 5А и 6:

– установки группы 5 поперечным габаритом 112 мм применяют в скважинах с колонной обсадных труб внутренним диаметром не менее 121,7 мм;

– установки группы 5А поперечным габаритом 124 мм – в скважинах внутренним диаметром не менее 130 мм;

– установки группы 6 поперечным габаритом 140,5 мм – в скважинах внутренним диаметром не менее 148,3 мм.

Выпускаемые серийно УЭЦН имеют длину от 15,5 до 39,2 м и массу от 626 до 2541 кг в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.



Установка погружного центробежного насоса:

- 1 - оборудование устья скважин;
- 2 - пункт подключательный выносной;
- 3 - трансформаторная комплексная подстанция;
- 4 - клапан спускной;
- 5 - клапан обратный; 6 - модуль-головка; 7 - кабель;
- 8 - модуль-секция; 9 - модуль насосный газосепараторный;
- 10 - модуль исходный;
- 11 - протектор;
- 12 - электродвигатель;
- 13 - система термоманометрическая

Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

В современных установках может быть включено от 2 до 4 модулей-секций.

В корпус секции вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу рабочие колеса и направляющие аппараты. Число ступеней колеблется в пределах 152 – 393.

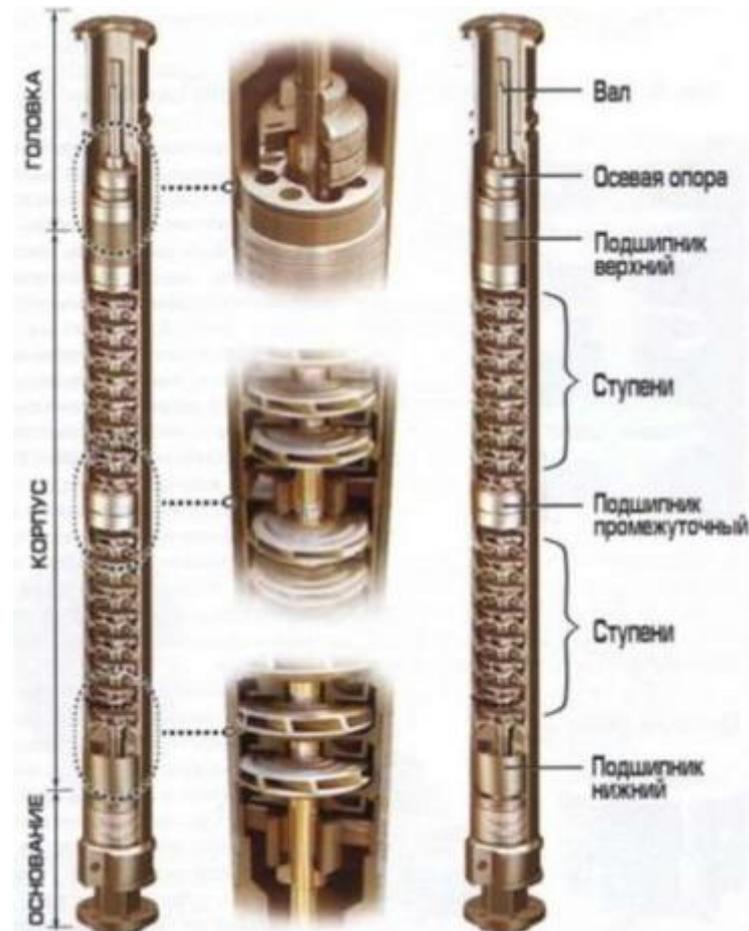
Входной модуль представляет основание насоса с приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Насос (ЭЦНМ) – погружной центробежный модульный вертикального исполнения.

Насосы также подразделяют на три условные группы – 5; 5А и 6.

Диаметры корпусов группы 5 – 92 мм, группы 5А – 103 мм, группы 6 – 114 мм.



Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Установка погружного центробежного насоса включает в себя **наземное** и **подземное оборудование**

В **наземное оборудование** входит: фонтанная арматура, оборудованная кабельным вводом, сборный манифольд, а также наземное электрооборудование, включающее в себя станцию управления, трансформатор, клемную коробку, кабельную линию.



Кабельные линии



Станция управления



Замерная установка



Фонтанная арматура



Кабельный ввод



Трансформатор

Наземное электрооборудование служит для электроснабжения, управления и защиты электронасосов

Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Подземное оборудование включает в себя: погружной центробежный насос с электродвигателем, кабельную линию, колонну насосно-компрессорных труб и другое дополнительное оборудование.



Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Подземное оборудование

Колонна насосно-компрессорных труб обеспечивает подъем скважинной жидкости на поверхность



Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Подземное оборудование

В корпусе **насоса** установлены ступени, каждая из которых состоит из вращающегося рабочего колеса и неподвижного направляющего аппарата.



Число ступеней определяет его подачу, давление и потребляемую мощность.



Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Подземное оборудование

В состав погружного электродвигателя входит ПЭД и гидрозащита, состоящая из протектора и компенсатора.

Электроэнергия с поверхности передается через бронированный трехжильный кабель, который крепится к телу труб при помощи поясов (клямсы).



Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН



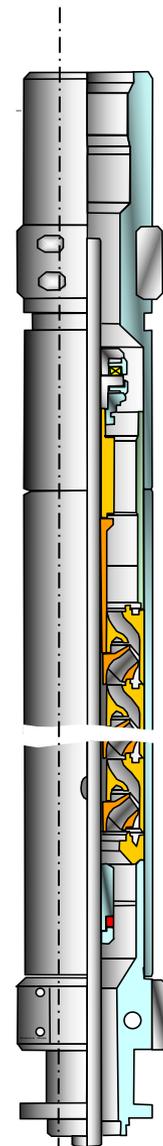
Погружной центробежный модульный насос ("насос") – многоступенчатый вертикального исполнения.

Погружной электродвигатель (ПЭД)

– трёхфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором, маслonaполненный и герметичный.

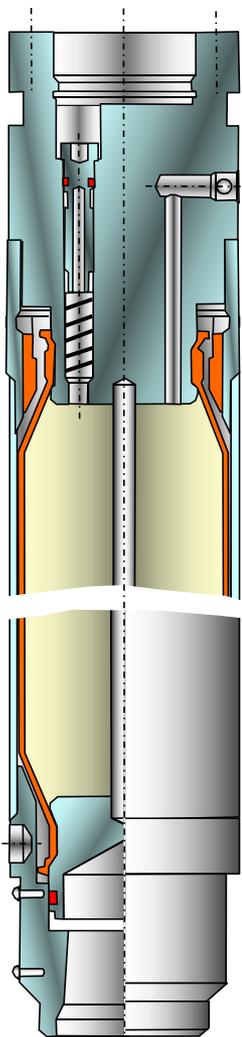


Электроэнергия на двигатель подается через специальный бронированный кабель.



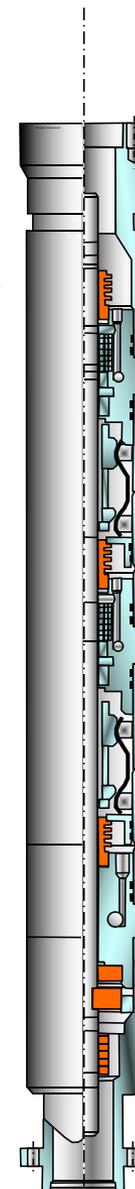
Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Компенсатор



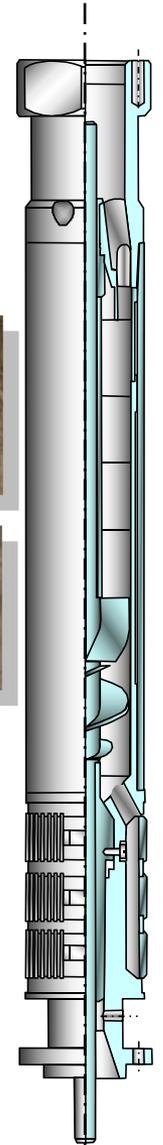
Протектор предназначен для защиты от попадания пластовой жидкости в маслonaполненный электродвигатель и предотвращает утечки масла при передаче вращения от электродвигателя к насосу.

Компенсатор предназначен для выравнивания давления масла в двигателе с давлением жидкости в скважине и пополнения объема масла в двигателе.



Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Газовые сепараторы отделяют некоторое количество выделяющегося из пластовой жидкости газа и направляет его кольцевое пространство между обсадными трубами и НКТ до поступления газа в насос путем изменения направления движения флюида или с помощью ротационной центрифуги



Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Погружные центробежные насосы применяются для подъема пластовой жидкости.

В России они производятся 5, 5А и 6 габарита для скважин соответственно с 5 и 6 дюймовой эксплуатационной колонной. Производительность насосов (подача) от 10 до 2000 м³ в сутки, напор – до 3000 м.

В корпусе насоса установлены ступени, каждая из которых состоит из вращающегося рабочего колеса и неподвижного направляющего аппарата. Число ступеней определяет его подачу, давление и потребляемую мощность.



Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Силовые кабели подводят электроэнергию к погружным двигателям по изолированным жилам



Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Станция управления предназначена для пуска и остановки насоса, контроля за работой установки, а также для защиты от аварийных режимов



Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Электрические трансформаторы преобразуют напряжение источника питания в напряжение необходимое для двигателей насосов.

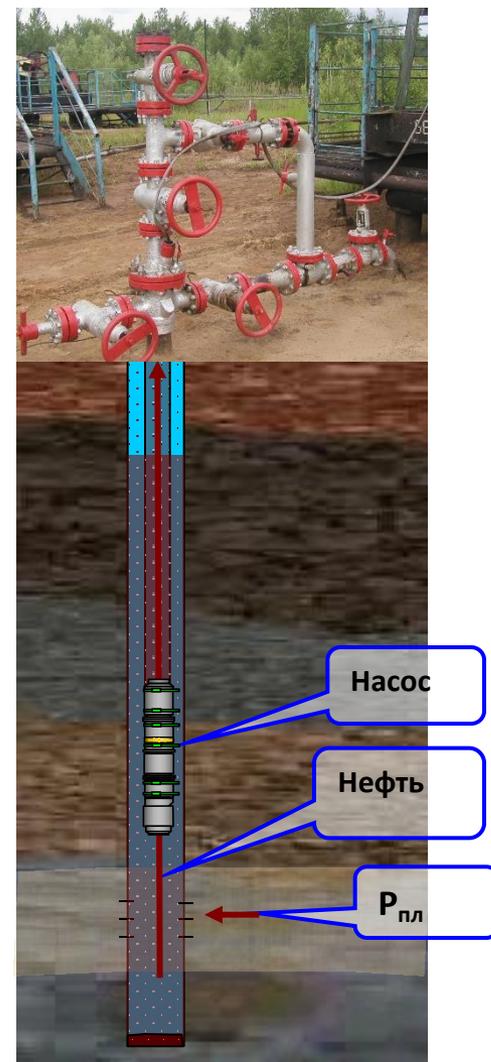


Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Принцип работы скважины, оборудованной УЭЦН

Центробежный насос – динамический насос, в котором движение жидкости происходит за счет **центробежной силы**.

Жидкость поступает к центральной части рабочего колеса (крыльчатки) в этом 1 - я особенность центробежных насосов – для нормальной работы ЦН требуется подпор – дополнительное давление для подачи жидкости в насос.

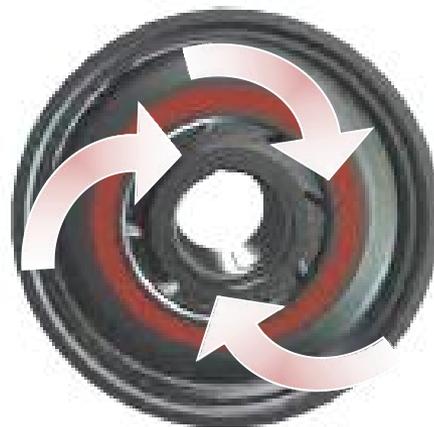


Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Принцип работы скважины, оборудованной УЭЦН

Крыльчатка, установленная на валу в корпусе и приводящаяся во вращение электрическим двигателем разгоняет жидкость по спирали, что обеспечивает подачу насоса.

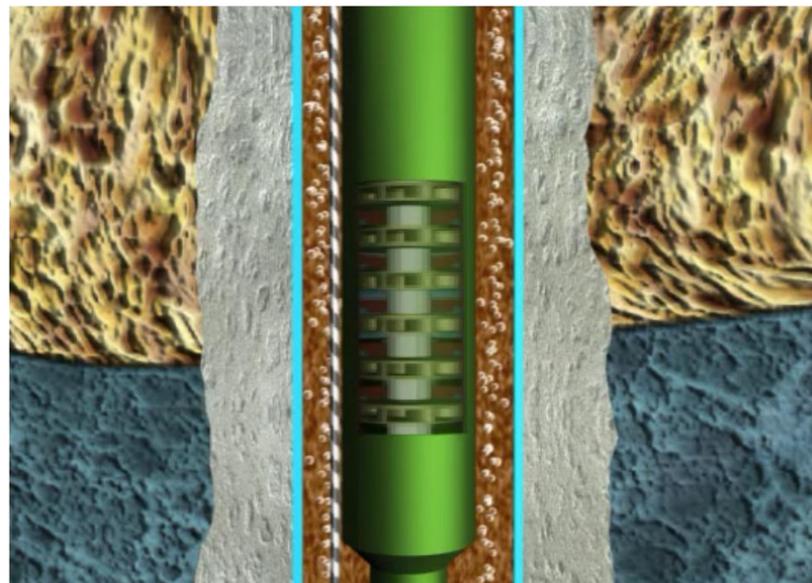
Подача насоса зависит от частоты вращения, радиуса крыльчатки, количества лопастей и их формы и наклона, т.е. от ее **геометрических параметров, это 2-я особенность** центробежного насоса.



Эксплуатация скважины с помощью УЭЦН

Принцип работы скважины, оборудованной УЭЦН

При заданной частоте вращения центробежный насос, работает с максимальным **КПД только при расчетных значениях расхода и давления**. Перекачка жидкости с минимальными затратами энергии требует правильного выбора типа насоса, тщательного проектирования и согласования его характеристик с характеристиками системы в целом. Это **3-е** отличительное свойство центробежного насоса.

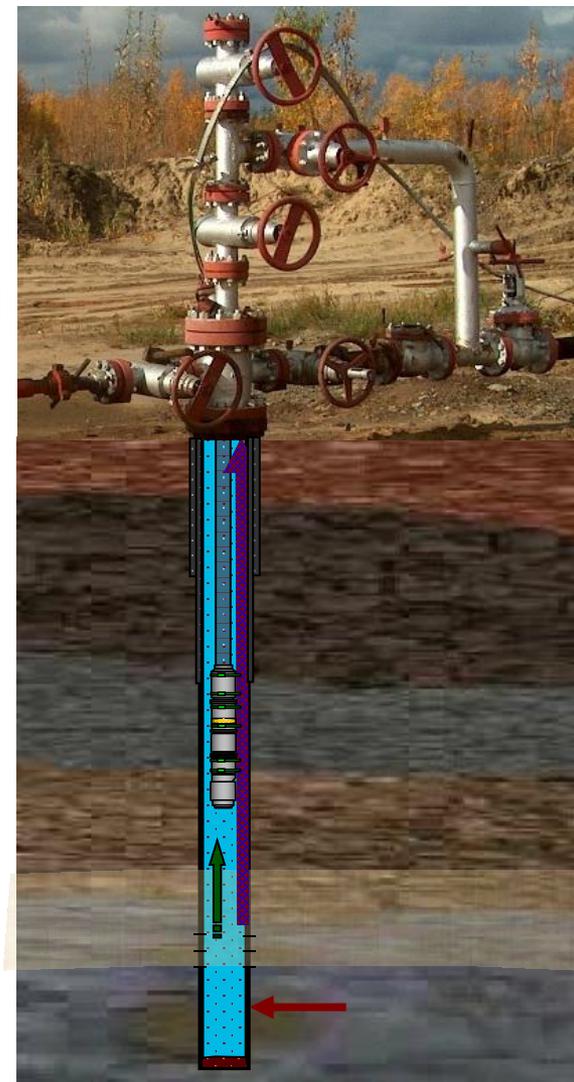
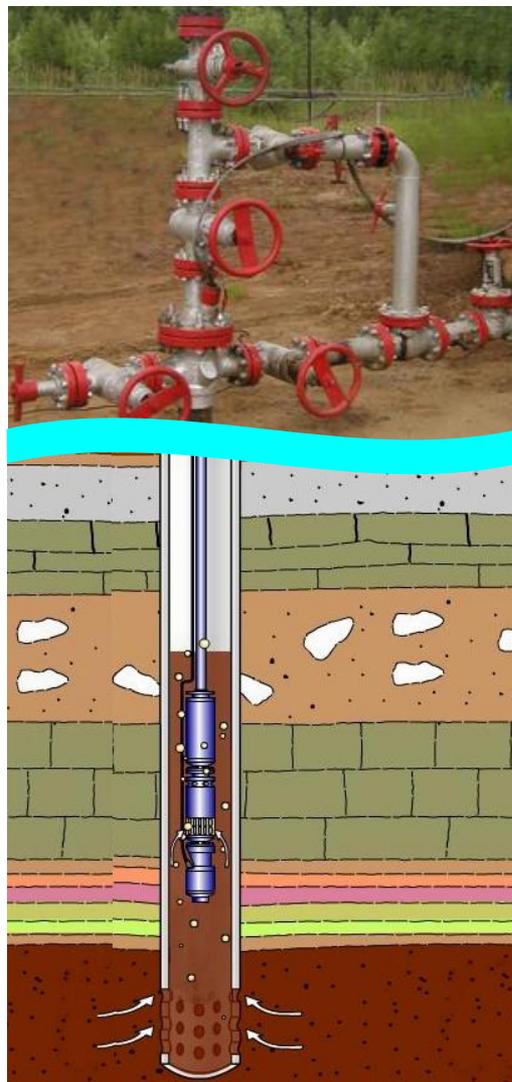


4-я особенность заключается в том, что если в «улитке» собирается газ, то для жидкости в этой зоне не будет возникать центробежная сила и насос не сможет работать

Из насоса жидкость поступает в насосно-компрессорные трубы, поднимаясь по которым проходит через фонтанную арматуру.

Затем жидкость через трубную линию обвязки поступает в выкидную линию скважины.

Газ, скапливающийся в скважине, выходит через затрубную линию обвязки, проходя при этом через обратный клапан.



**Эксплуатация скважин с помощью
штанговой скважинной насосной
установки (ШСНУ)**

Оборудование штанговых насосных скважин

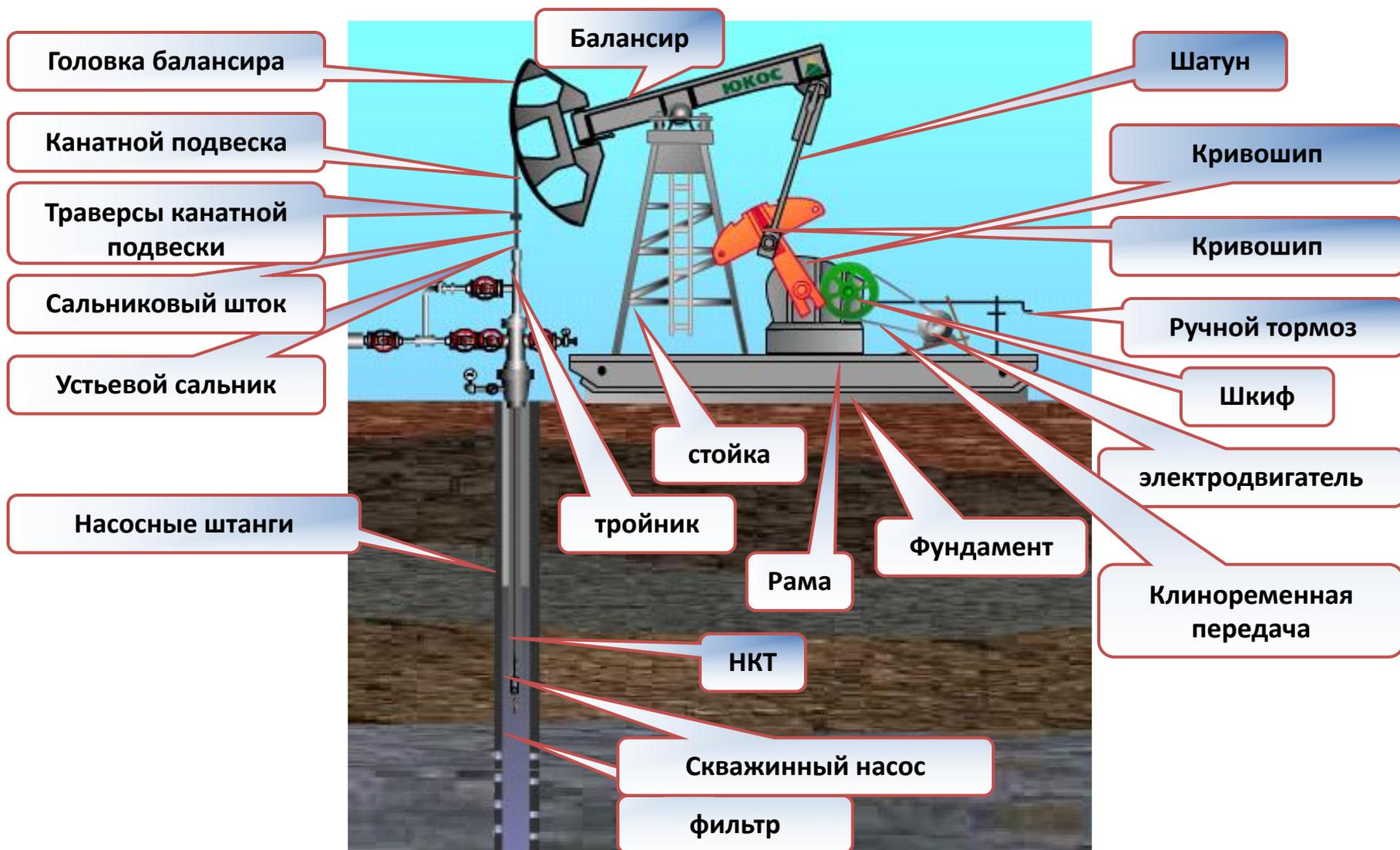
Насосные штанги

Штанговые насосы

Станки-качалки

Цепной привод

Оборудование штанговых насосных скважин



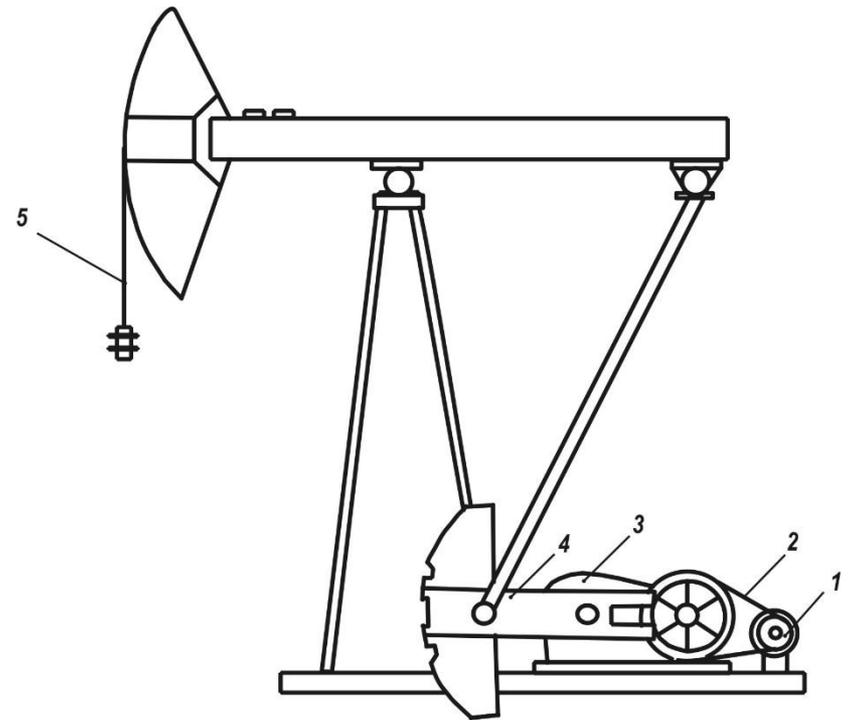
Штанговая колонна

- является передаточным звеном от балансира станка-качалки к насосу и представляет собой гибкую упругую нить, предназначенную, в основном, для несения только растягивающей нагрузки. Отношение ее диаметра к длине в среднем равно 0,00002.

Приводы штангового насоса

Привод предназначен для приведения колонны насосных штанг в возвратно-поступательное движение. Как правило, в состав привода штангового насоса входят электродвигатель, клиноременная передача, редуктор, механизм преобразования вращательного движения в возвратно-поступательное и подвеска устьевого штока.

- 1 - электродвигатель;
- 2 - клиноременная передача;
- 3 - редуктор;
- 4 - механизм преобразования вращательного движения в возвратно-поступательное;
- 5 - подвеска устьевого штока



Приводы штангового насоса

подавляющее большинство применяемых в настоящее время приводов штангового насоса (станков-качалок) балансирного типа, механического действия, с преобразующим механизмом, выполненным на основе шарнирного четырехзвенника

С точки зрения увеличения срока службы штанговой колонны предпочтительны режимы откачки с максимальной длиной хода, обеспечиваемой данным приводом при минимальном диаметре скважинного насоса.

Глубинные насосы

Глубинный штанговый насос - вертикальный, одинарного действия, с проходным плунжером.

Ходы всасывания и нагнетания у него совпадают и осуществляются при движении плунжера вверх. При движении плунжера вниз происходит «холостой» ход.

Такие насосы имеют номинальные диаметры от 28 до 93 мм.

Глубинные насосы

Насосы классифицируют в зависимости от их диаметров:

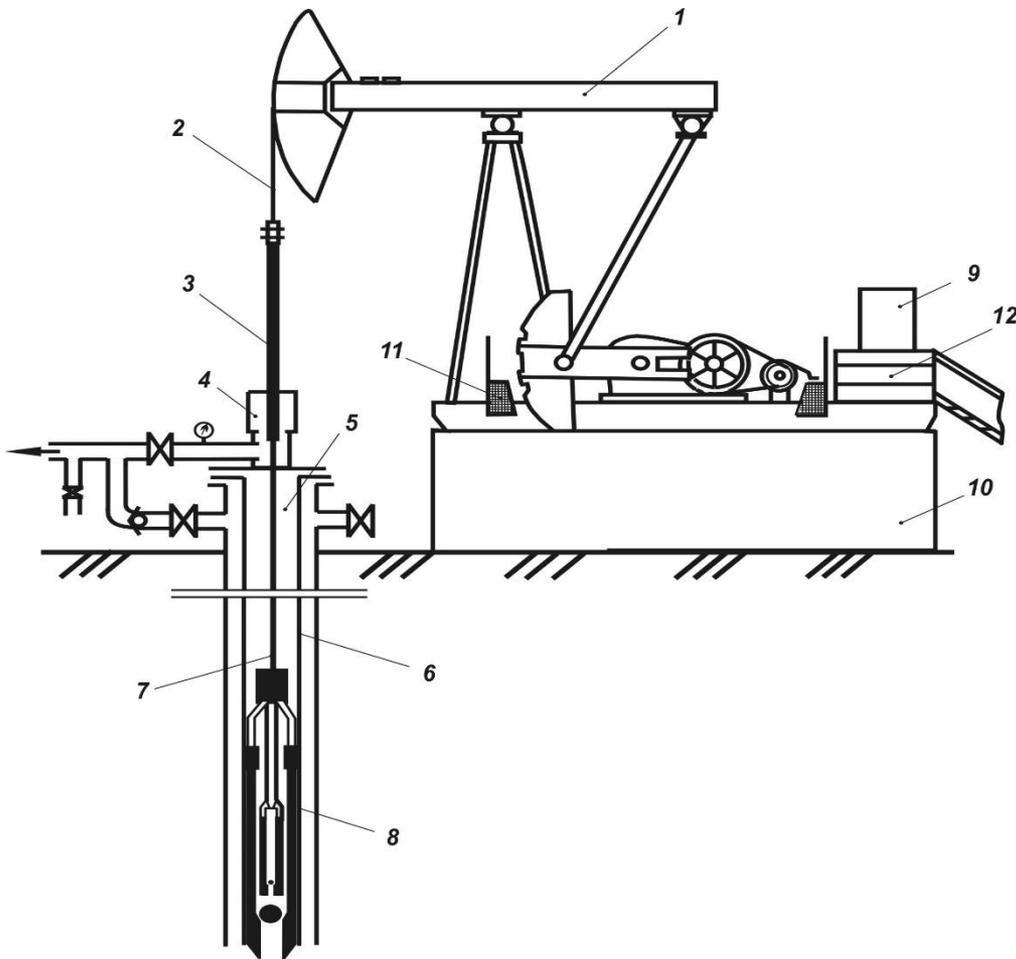
- малого диаметра 28, 32, 38, 43 мм
- среднего диаметра 55 мм
- большого диаметра 68, 82, 93 мм и более

Глубинные насосы

Насосы бывают невставные (трубные) и вставные: у первых цилиндр монтируется на резьбе на конце насосных труб и спускается в скважину вместе с трубами; у вторых он предусмотрен внутри насосных труб.

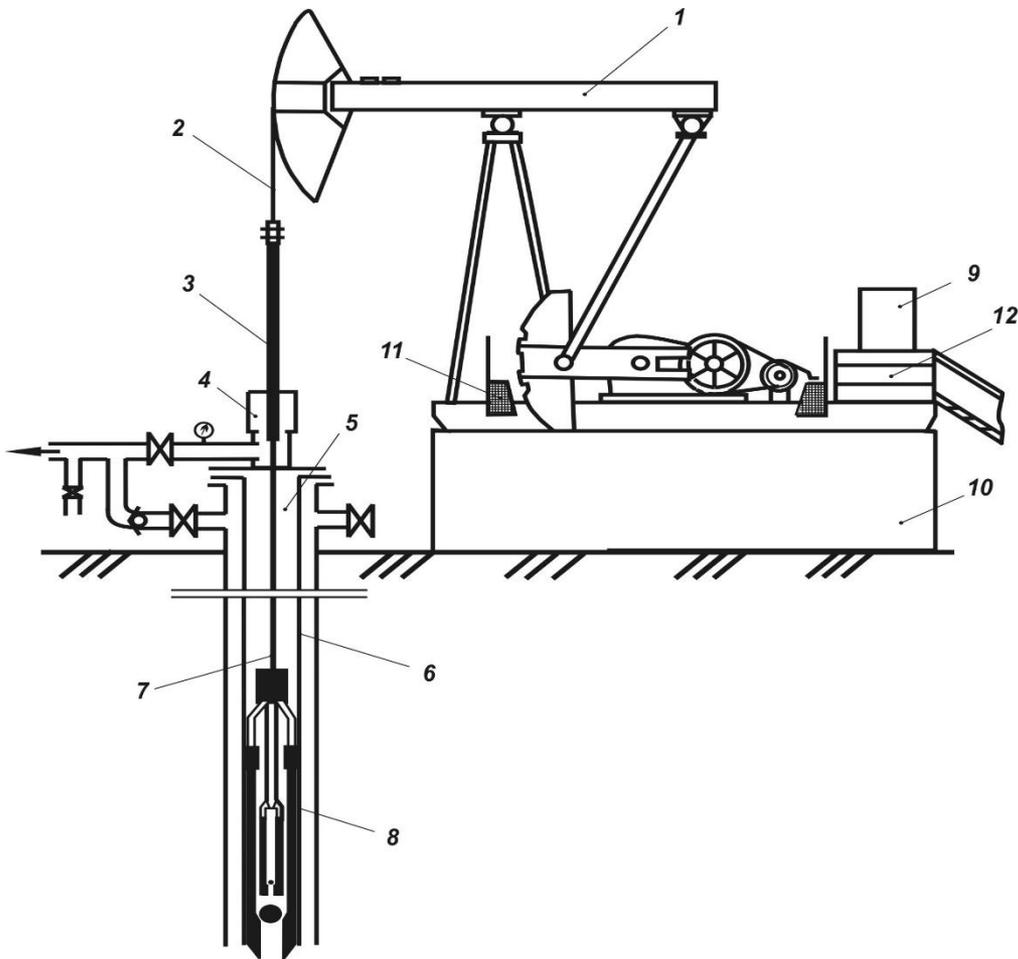
Большим преимуществом вставного насоса является то, что для его смены или проверки состояния насоса нет необходимости поднимать и спускать трубы, что намного упрощает и ускоряет подземный ремонт, удлиняет срок службы резьбовых соединений труб.

Общая схема ШСНУ



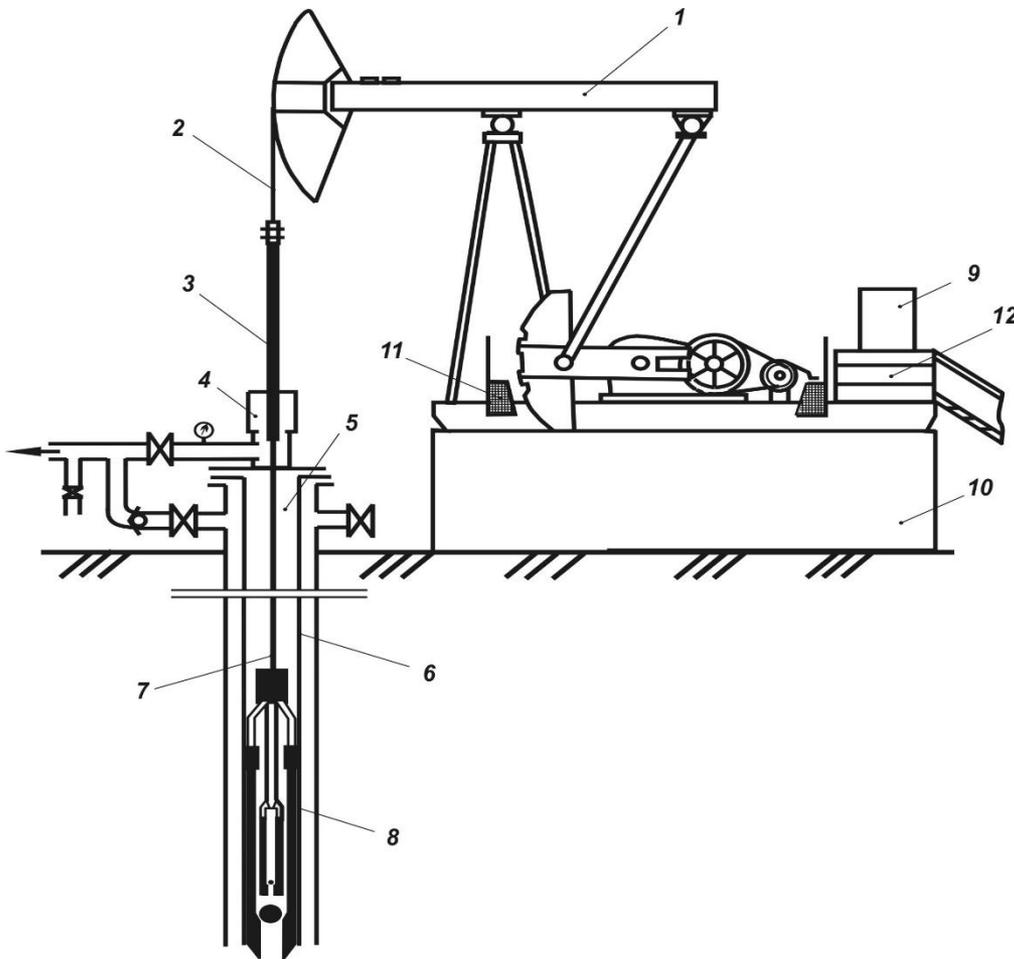
Привод штангового насоса 1 служит для сообщения возвратно-поступательного движения колонне штанг. посредством канатной подвески 2 привод соединяется с устьевым штоком 3. Устьевой шток движется в сальнике 4, который обеспечивает герметичность в верхней части колонны НКТ 6.

Общая схема ШСНУ



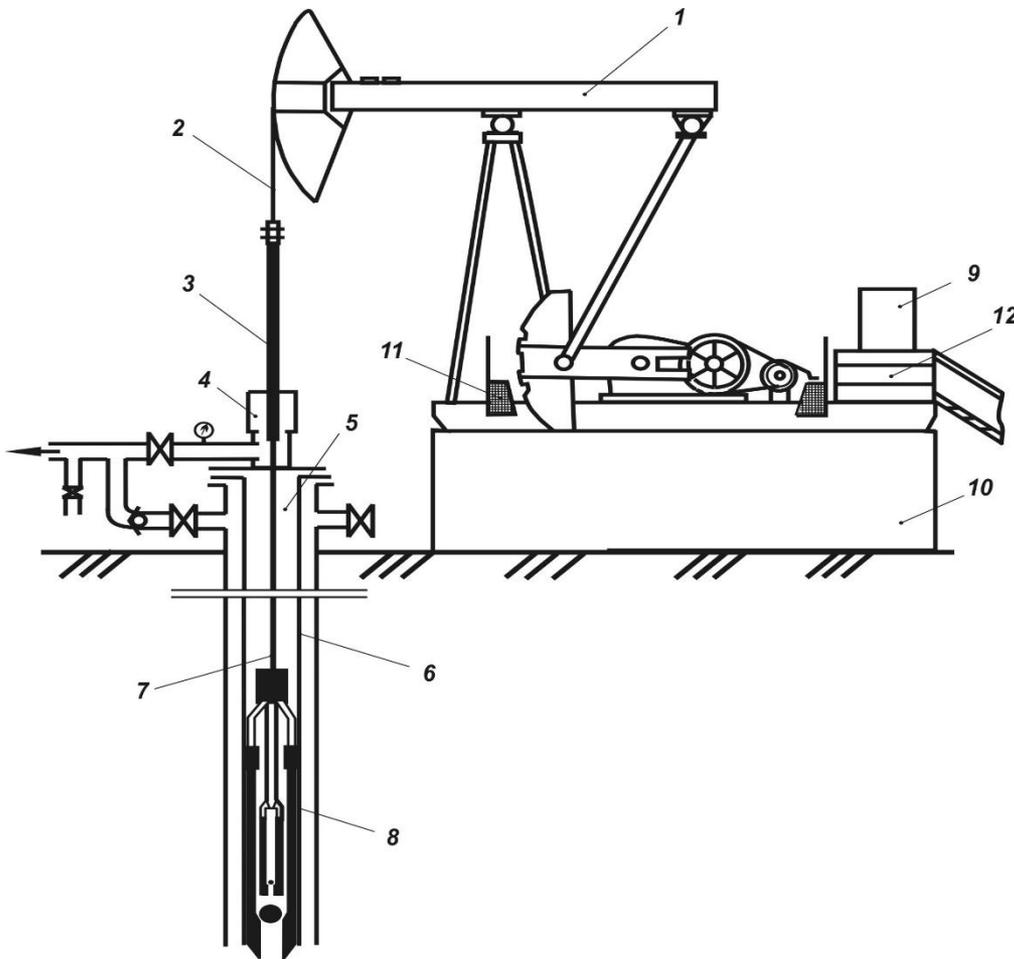
К нижнему концу устьевого штока присоединяется колонна штанг 7, которая служит для передачи движения плунжеру скважинного насоса. Колонна штанг проходит внутри насосно-компрессорных труб 6. Насосно-компрессорные трубы образуют канал для движения продукции скважины от насоса к устью скважины.

Общая схема ШСНУ



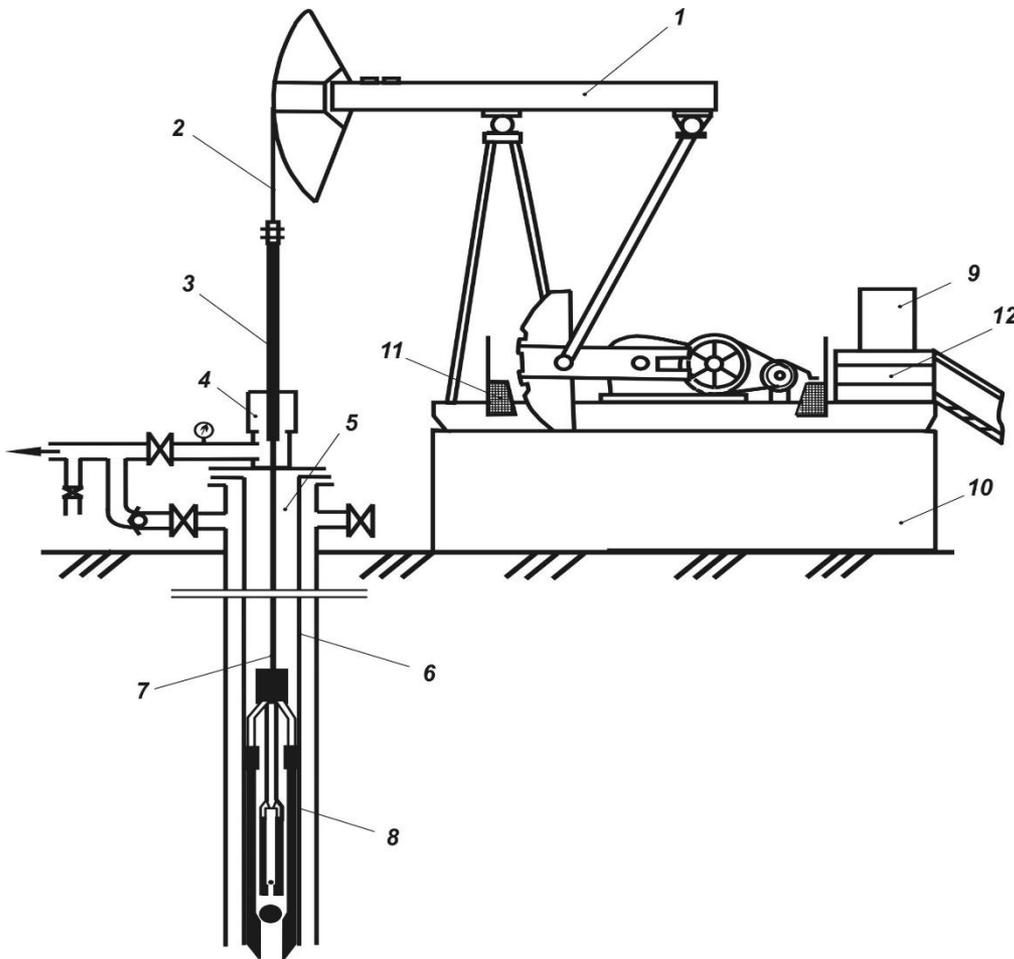
Скважинный насос 8 — плунжерного типа. Он состоит из цилиндра и полого плунжера. Цилиндр насоса имеет всасывающий клапан, а плунжер — нагнетательный клапан. Насос прикрепляется к нижней части колонны НКТ.

Общая схема ШСНУ



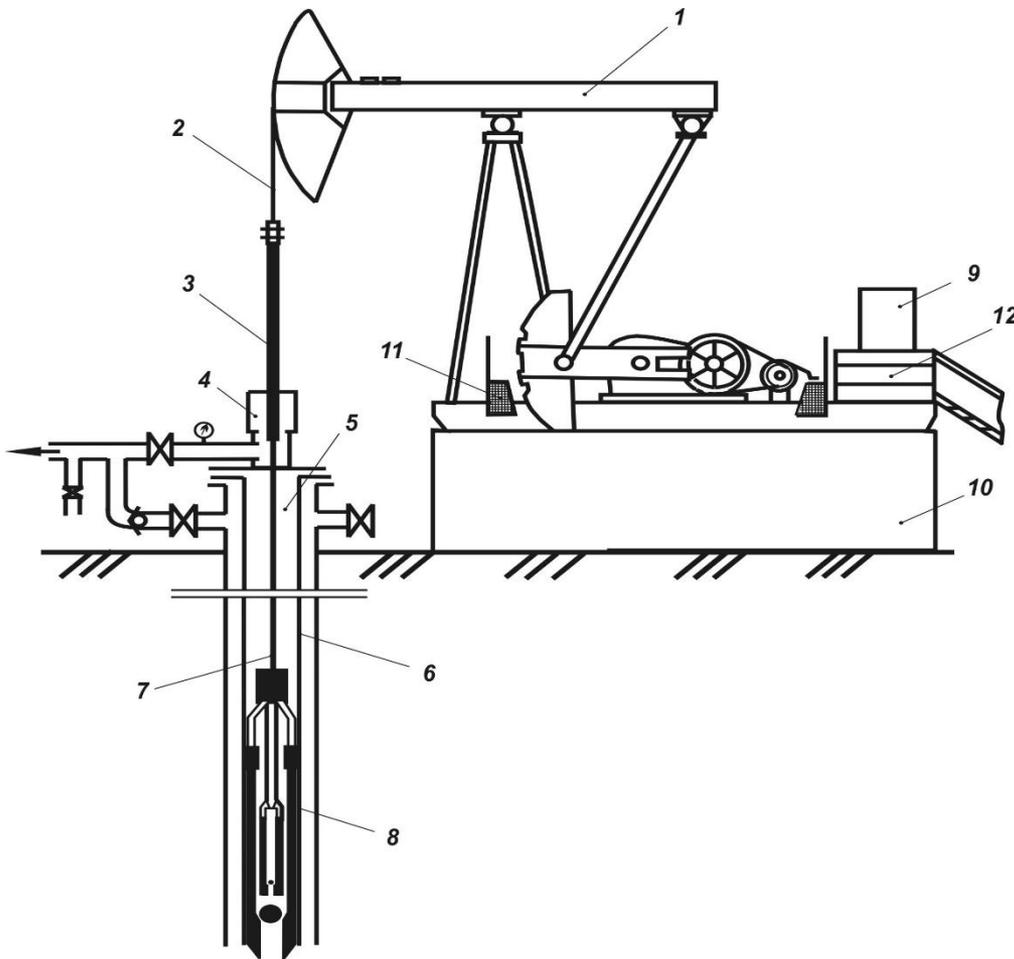
При движении штанг вниз плунжер опускается в цилиндр насоса, а жидкость, которая содержится в последнем, переходит через открытый нагнетательный клапан в верхнюю часть цилиндра насоса и, соответственно, в насосно-компрессорные трубы. Всасывающий клапан в это время закрыт.

Общая схема ШСНУ



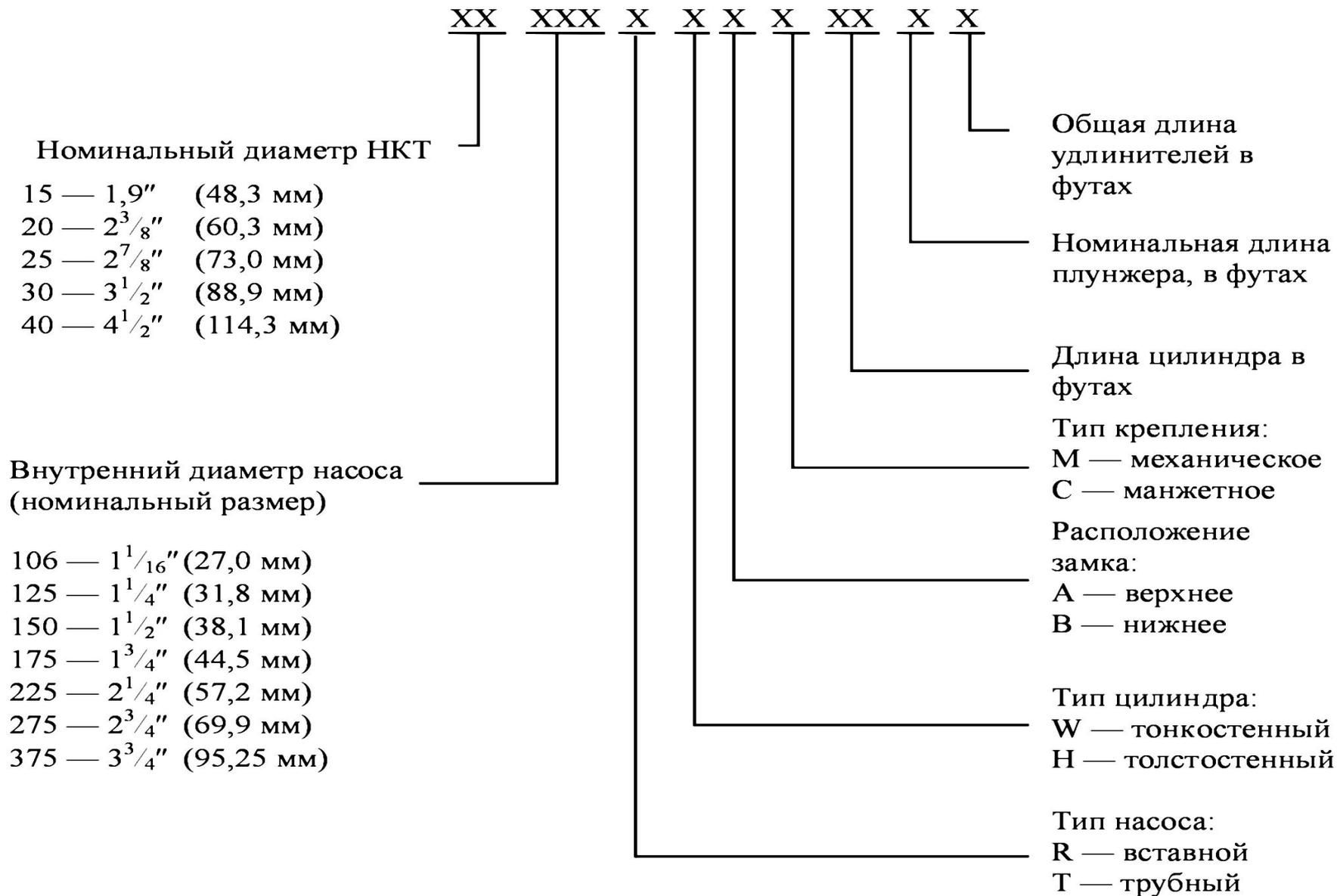
При движении штанг вверх нагнетательный клапан закрывается, и плунжер поднимает вверх находящийся над ним столб жидкости. На поверхности жидкость поступает в выкидную линию скважины. Во время движения штанг вверх всасывающий клапан открывается, и жидкость из скважины входит в цилиндр. Затем описанный цикл повторяется.

Общая схема ШСНУ



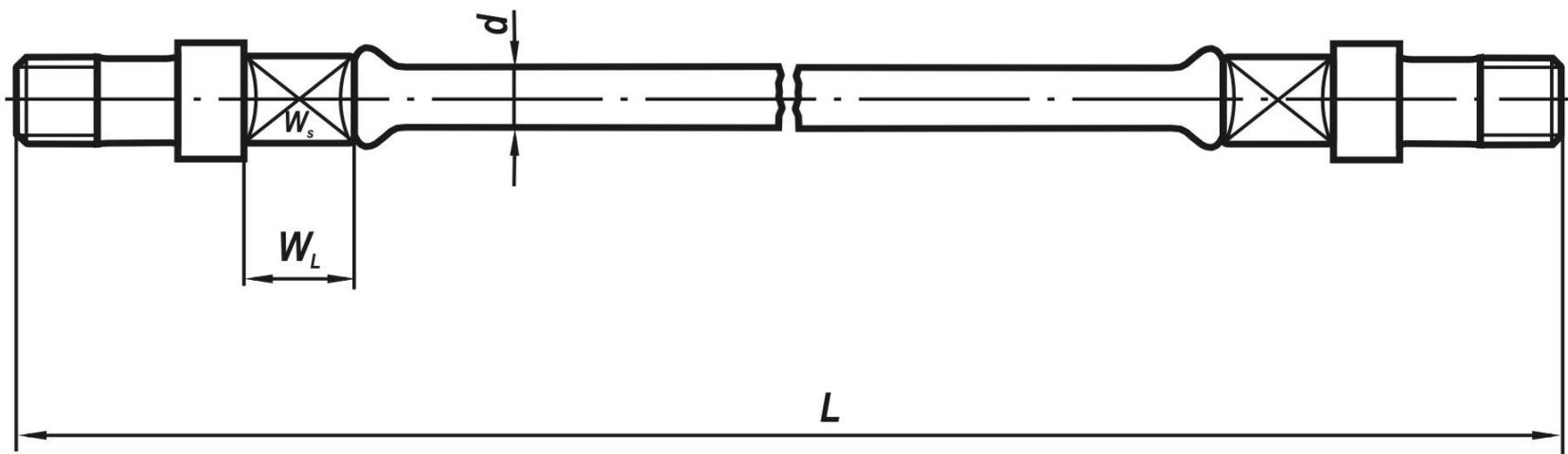
Привод предназначен для приведения колонны насосных штанг в возвратно-поступательное движение. Как правило, в состав привода штангового насоса входят электродвигатель, клиноременная передача, редуктор, механизм преобразования вращательного движения в возвратно-поступательное и подвеска устьевого штока. Подавляющее большинство применяемых в настоящее время приводов штангового насоса (станков-качалок) балансного типа, механического действия

Структура полного обозначения СШН по АНИ



Назначение штанг и условия их работы

Штанговая колонна является передаточным звеном от балансира станка-качалки к насосу и представляет собой гибкую упругую нить, предназначенную, строго говоря, для несения только растягивающей нагрузки. Отношение ее диаметра к длине в среднем равно 0,00002.



Назначение штанг и условия их работы

Штанги на обоих концах имеют резьбу, а под резьбой — квадратную шейку для захвата ключом при свинчивании и развинчивании.

Примеры условных обозначений штанг и муфт по ГОСТ 13877-96

Штанги условным размером 19 мм, длиной 8000 мм из нормализованной стали марки 40 с соединительной муфтой исполнения 2 класса Т:

Штанга насосная ШН19-40 ГОСТ 13877-96.

То же, длиной 7620 мм:

Штанга насосная ШН19-7620-40 ГОСТ 13877-96.

Эксплуатация скважин с помощью ШГНУ

Оборудование штанговой глубинной насосной установки

Наиболее распространенный способ добычи нефти – применение штанговых скважинных насосных установок.

Дебит скважин, оборудованных ШГН, составляет от нескольких сотен килограммов до нескольких десятков тонн. Насосы спускают на глубину от нескольких сотен метров до 2000 м (в отдельных случаях до 3000 м).



Эксплуатация скважин с помощью ШГНУ

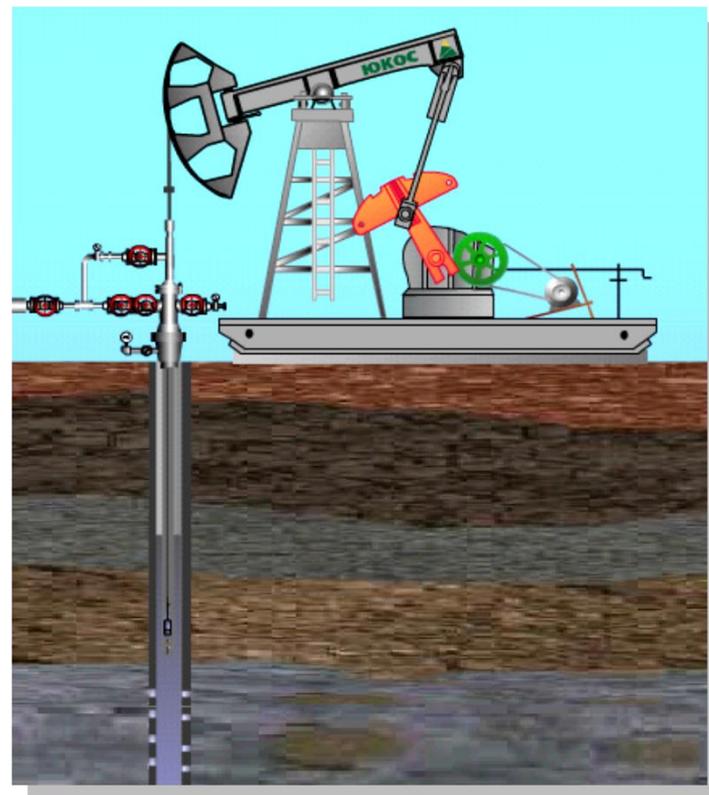
Оборудование ШСНУ включает:

1. Наземное оборудование

- Фонтанная арматура
- Обвязка устья скважины
- Станок-качалка

2. Подземное оборудование

- Насосно-компрессорные трубы
- Насосные штанги
- Штанговый скважинный насос
- Различные защитные устройства (газовый или песочный якорь, фильтр и т.д.)



Эксплуатация скважин с помощью ШГНУ

Скважинные штанговые насосы представляют собой вертикальную одноступенчатую и одноплунжерную конструкцию одинарного действия с цельным неподвижным цилиндром, подвижным металлическим плунжером, нагнетательным и всасывающим клапанами.

ШГН выпускаются двух типов:

Вставные

НВ1 - насос скважинный вставной с цельным цилиндром и верхней замковой опорой.

Невставные (трубные)

НН2Б - насос скважинный не вставной с цельным цилиндром и сливным клапаном.



Другие способы эксплуатации скважин

Эксплуатация скважин установкой штангового винтового насоса

Установки погружных винтовых электронасосов типа УЭВН5, 2УЭВН 5, УЭВН Р5 предназначены для перекачивания пластовой жидкости повышенной вязкости из нефтяных скважин.

Насос откачивает пластовую жидкость из скважины и подает ее на поверхность по колонне насосно-компрессорных труб.



Винтовые погружные насосы

Преимущества винтовых насосов:

- обеспечивает снижение эксплуатационных расходов;
- идеален для нефти с высокой вязкостью;
- содержание H_2S до 13 %;
- содержание CO_2 до 30 %;
- осушение угольных пластов для добычи метана;
- содержание ароматических соединений до 13 %;
- содержание механических примесей до 50-60%;
- температура до 160°C/320F;
- высокая объемная производительность;
- наклонные и горизонтальные скважины;
- экономия электроэнергии до 50 %;
- отсутствие газовых пробок;
- могут быть поставлены дополнительные технологические устройства (противоотворотный якорь, превентор);
- конструкция с улучшенной компоновкой (малогабаритная).

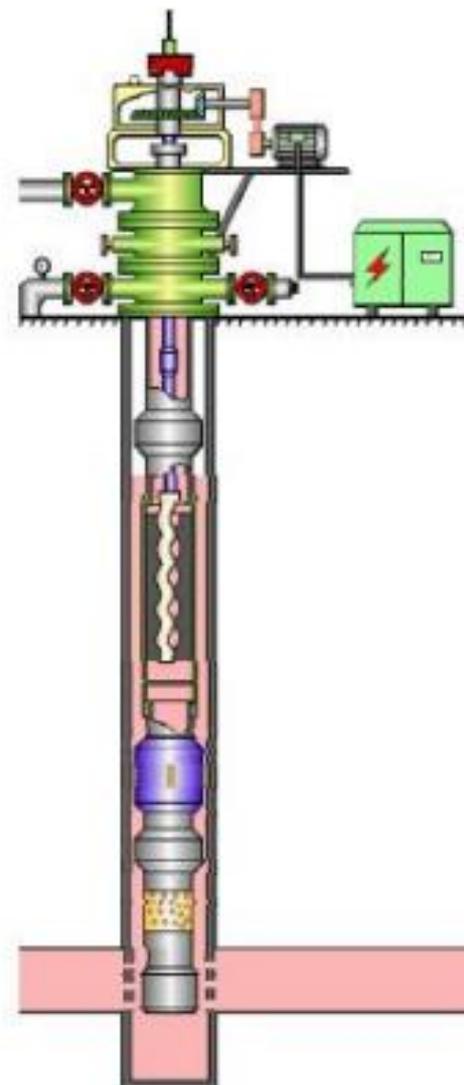


Винтовые погружные насосы

Преимущества винтовых насосов:

Система винтового насоса состоит из:

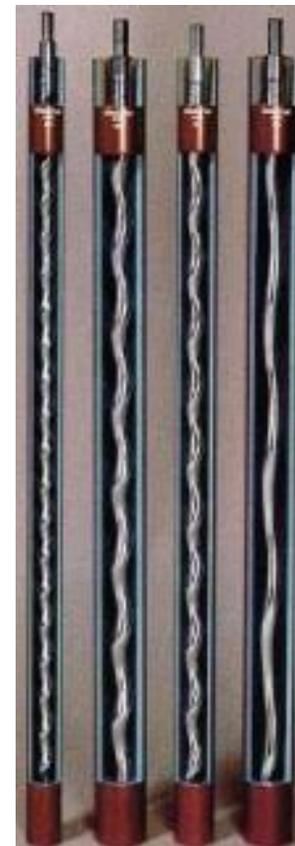
- погружного винтового насоса;
- привода - приводной головки (двигатель, редуктор) либо погружного электродвигателя;
- станции управления;
- насосных штанг, НКТ;
- штанговых, трубных центраторов, якорей.



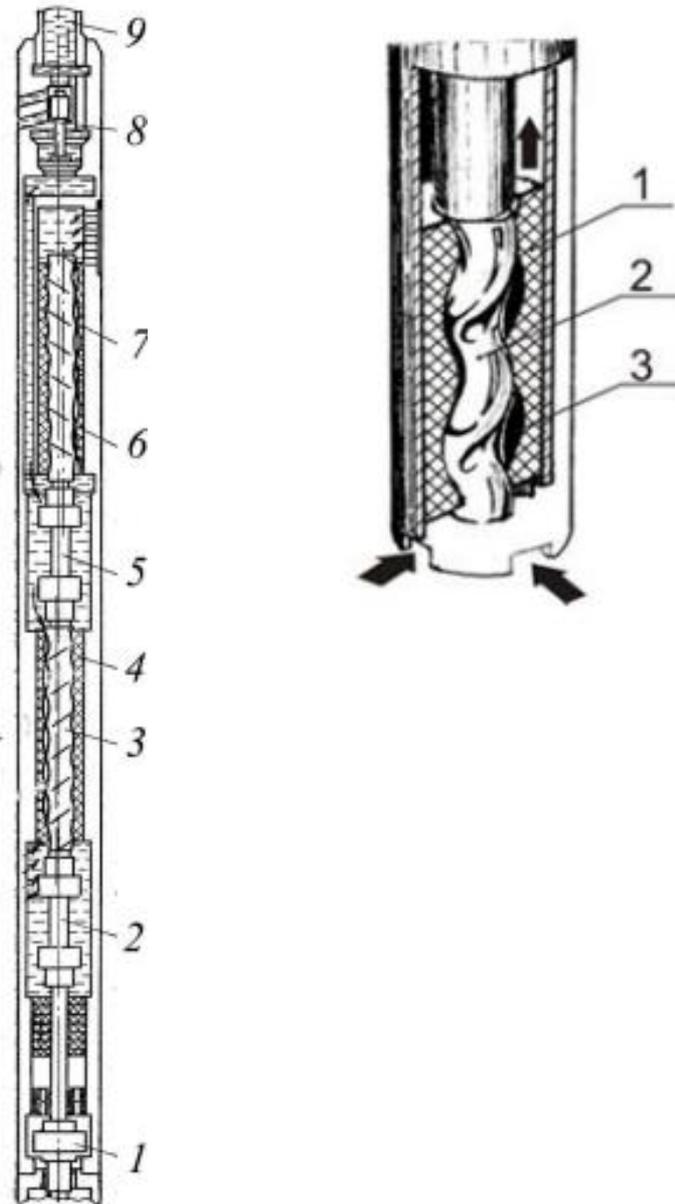
Винтовые погружные насосы

Скважинные винтовые насосы— это насосы **объемного типа**, конструкция которых позволяет создавать постоянный напор, что обеспечивает возможность осуществлять откачку скважинной жидкости с большим содержанием песка.

По сравнению с другими способами механизированной добычи, капитальные и эксплуатационные расходы на винтовые насосы обычно ниже за счет более простого монтажа и малого энергопотребления. Винтовые насосы успешно применяются для отбора как высоковязких жидкостей, так и жидкостей с высоким содержанием механических примесей.



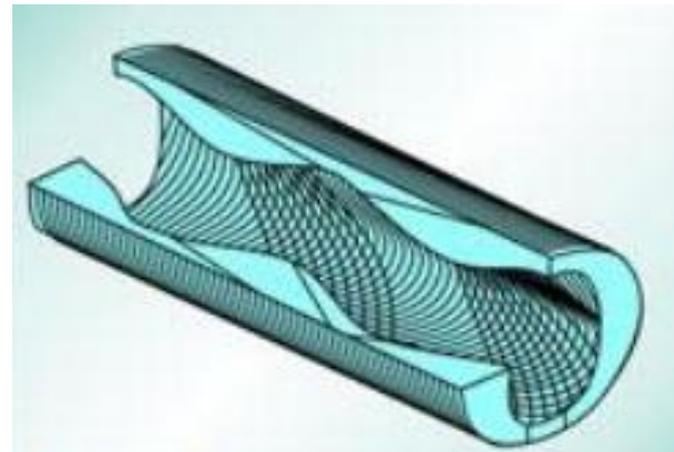
Винтовые погружные насосы



- 1 - пусковая муфта;
- 2, 5 - эксцентриковые муфты;
- 3 - правый винт;
- 4 - правая обойма;
- 6 - левый винт;
- 7 - левая обойма;
- 8 - предохранительный клапан;
- 9 - шламовая труба.

Винтовые погружные насосы

Статор - неподвижная внешняя деталь, является геликоидом с двумя заходами. Он выполняется из отлитого в форме эластомера, помещенного в стальную трубу и скрепленного с ней.



Статор присоединяется к колонне насосно-компрессорных труб. Шаг статора равен удвоенному шагу ротора.



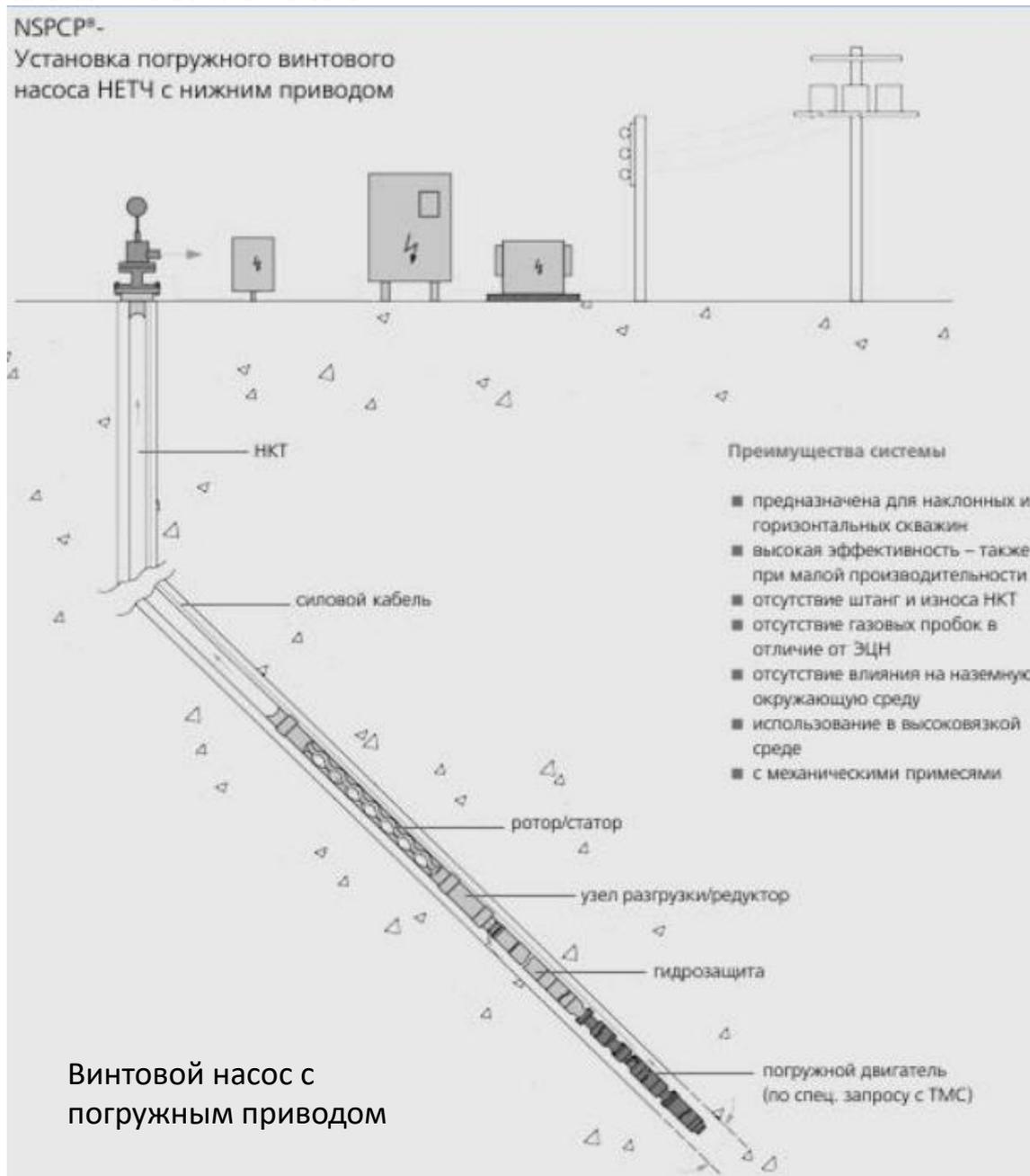
Винт, вращаясь, в осевом направлении не перемещается, жидкость, заполняющая впадины винтовой полости обоймы, будет поступать из одной впадины в другую в соответствии с шагом винта

Винтовые погружные насосы

Винтовые насосы

комплекуются наземными или погружными приводами.

Использование штангового винтового насоса (с наземным приводом) или насоса с погружным приводом зависит от особенностей условий эксплуатации месторождений



Винтовые погружные насосы

Винтовой насос с погружным приводом

В этом случае приводом насоса является стандартный погружной электродвигатель.



Преимущества винтового насоса с погружным приводом:

- сокращение затрат на техническое обслуживание наземного оборудования;
- работает в наклонных и горизонтальных скважинах;
- наибольшая глубина спуска;
- эффективен при добыче высоковязких нефтей с большим содержанием механических примесей;
- исключает возникновение эмульсии;
- не запаковывается газом;
- отсутствие обрывов и отворотов колонны насосных штанг;
- свободный лифт насосно-компрессорной колонны;
- исключается вероятность неправильной посадки ротора в статор;
- пониженная потребляемая мощность.

Винтовые погружные насосы

Наземное оборудование

системы управления, устьевое оборудование



Подвеска насоса



Винтовые погружные насосы



Эксцентриковая муфта

Обеспечивает винту возможность совершать сложное планетарное движение в обойме

Пусковая муфта

Соединяет вал протектора и двигателя с валом насоса, осуществляет пуск насоса при достижении ротором электродвигателя определенной частоты вращения, обеспечивает надежный запуск насоса при максимальном крутящем моменте двигателя, не позволяет насосу вращаться в сторону противоположную заданной (предохраняет насос от развинчивания резьбовых соединений), отключает насос от гидрозащиты и двигателя при аварийном выходе из строя одного из рабочих органов

Винтовые погружные насосы



Гидрозащита (Протектор)

Предотвращает попадание скважинной жидкости в редуктор и двигатель, а также воспринимает осевую нагрузку.

Редуктор

Предназначен для уменьшения угловой скорости двигателя и увеличения крутящего момента.

Погружной электродвигатель

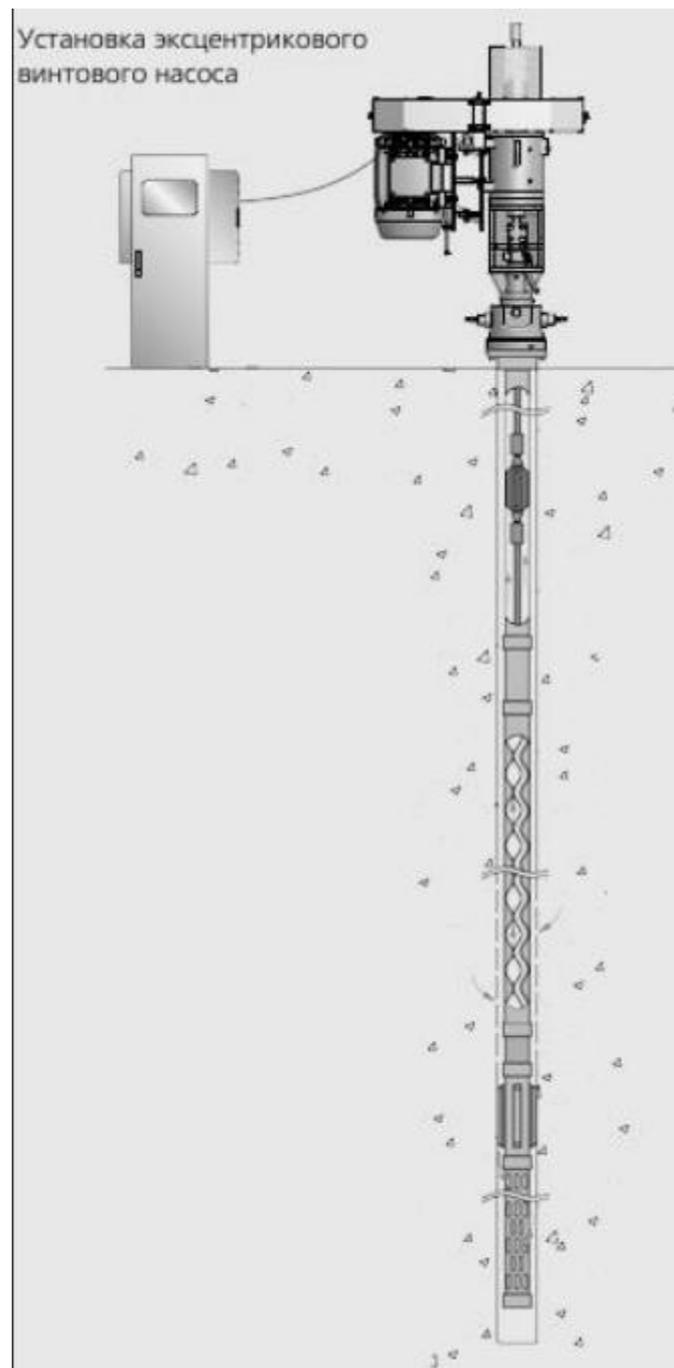
Приводом винтового насоса является стандартный погружной электродвигатель.

Винтовые погружные насосы

Винтовой насос с наземным приводом

Преимущества винтовых насосов с наземным приводом:

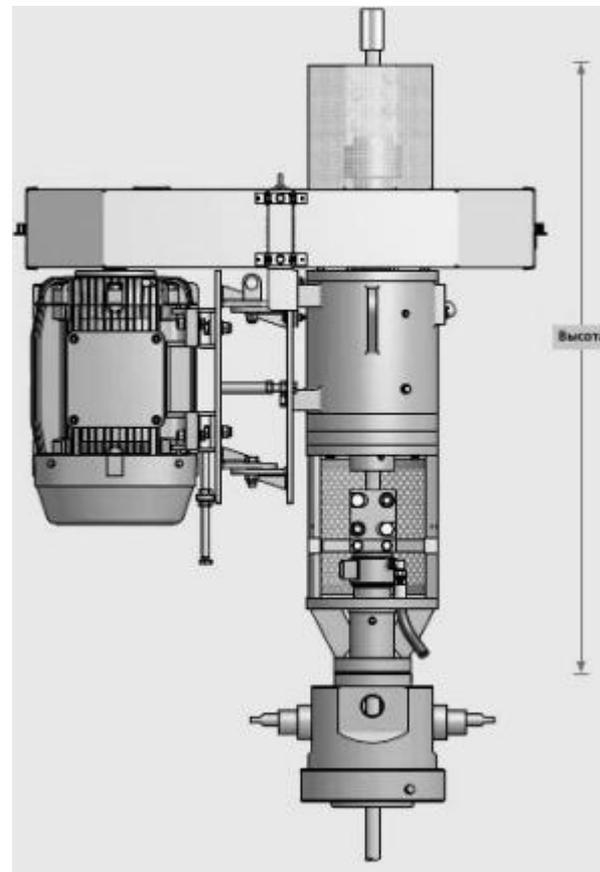
- низкая стоимость эксплуатации;
- простота монтажа;
- простота обслуживания;
- простой контроль;
- энергосбережение;
- высокая эффективность.



Винтовые погружные насосы

Наземный привод

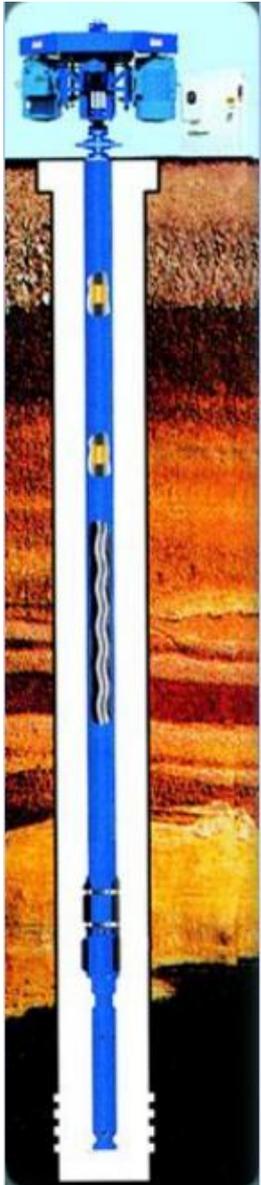
Привод штангового винтового насоса передает крутящий момент, создаваемый электродвигателем, на колонну насосных штанг.



Винтовые погружные насосы

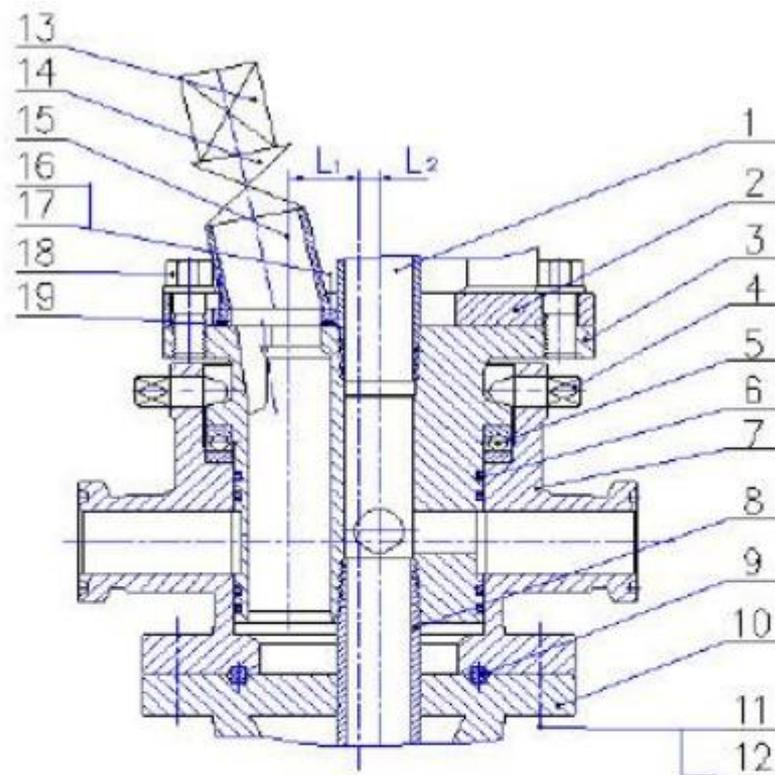
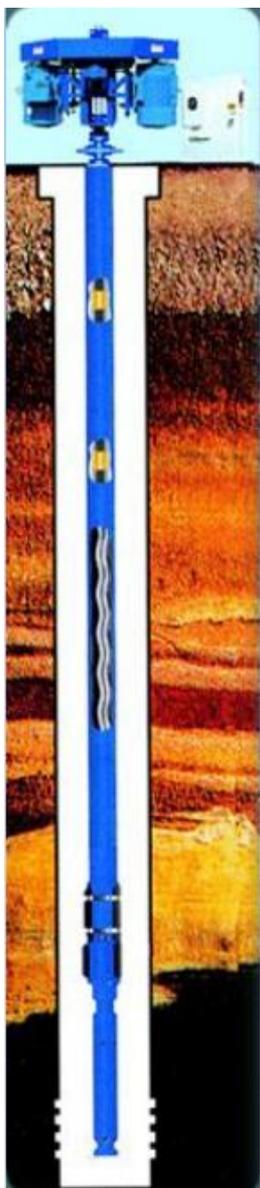
Поверхностный привод ШВН

передает крутящий момент, создаваемый электродвигателем, на колонну насосных штанг; воспринимает осевую нагрузку, создаваемую весом колонны насосных штанг и весом столба жидкости в насоснокомпрессорных трубах; герметизирует устье скважины



Винтовые погружные насосы

Эксцентриковое вращающееся устье обеспечивает возможность проведения глубоких исследований скважины



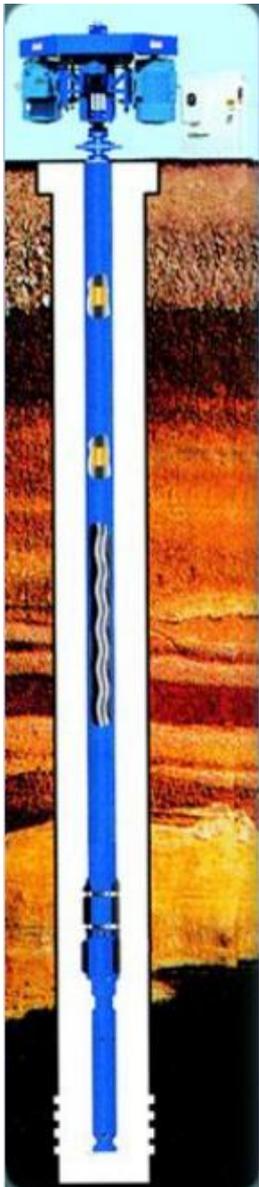
- | | |
|----------------------------|------------------------------|
| 1—верхний патрубок НКТ ; | 2—фланец установки привода ; |
| 3—трубодержатель ; | 4—фиксатор ; |
| 5—подшипник ; | 6—герметический манжета ; |
| 7—главная часть устья ; | 8—нижний патрубок НКТ ; |
| 9—стальное кольцо ; | 10—большая крестовина ; |
| 11—шпилька ; | 12—гайка ; |
| 13—пробка резьбы ; | 14—клапан измерения ; |
| 15—соединительный штуцер ; | 16—болт ; |
| 17—гайка ; | 18—шпилька ; |
| 19—герметический манжета | |

Винтовые погружные насосы

Система герметизации устья

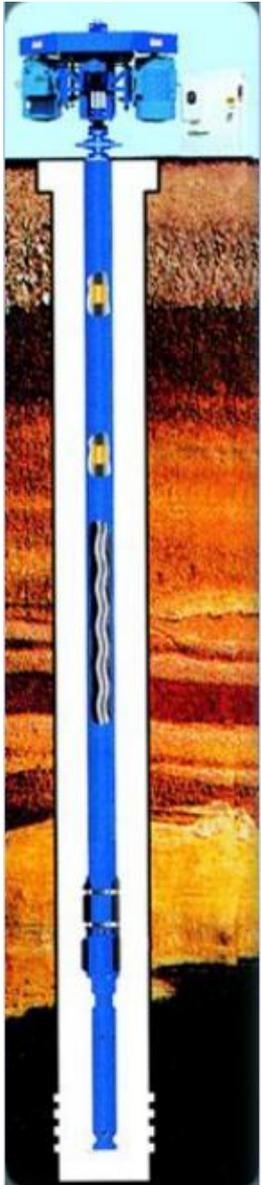
состоит из неподвижного и подвижного колец.

Контактная поверхность между неподвижным кольцом и движущимся кольцом совершает динамическую герметизацию и предотвращает утечки жидкости

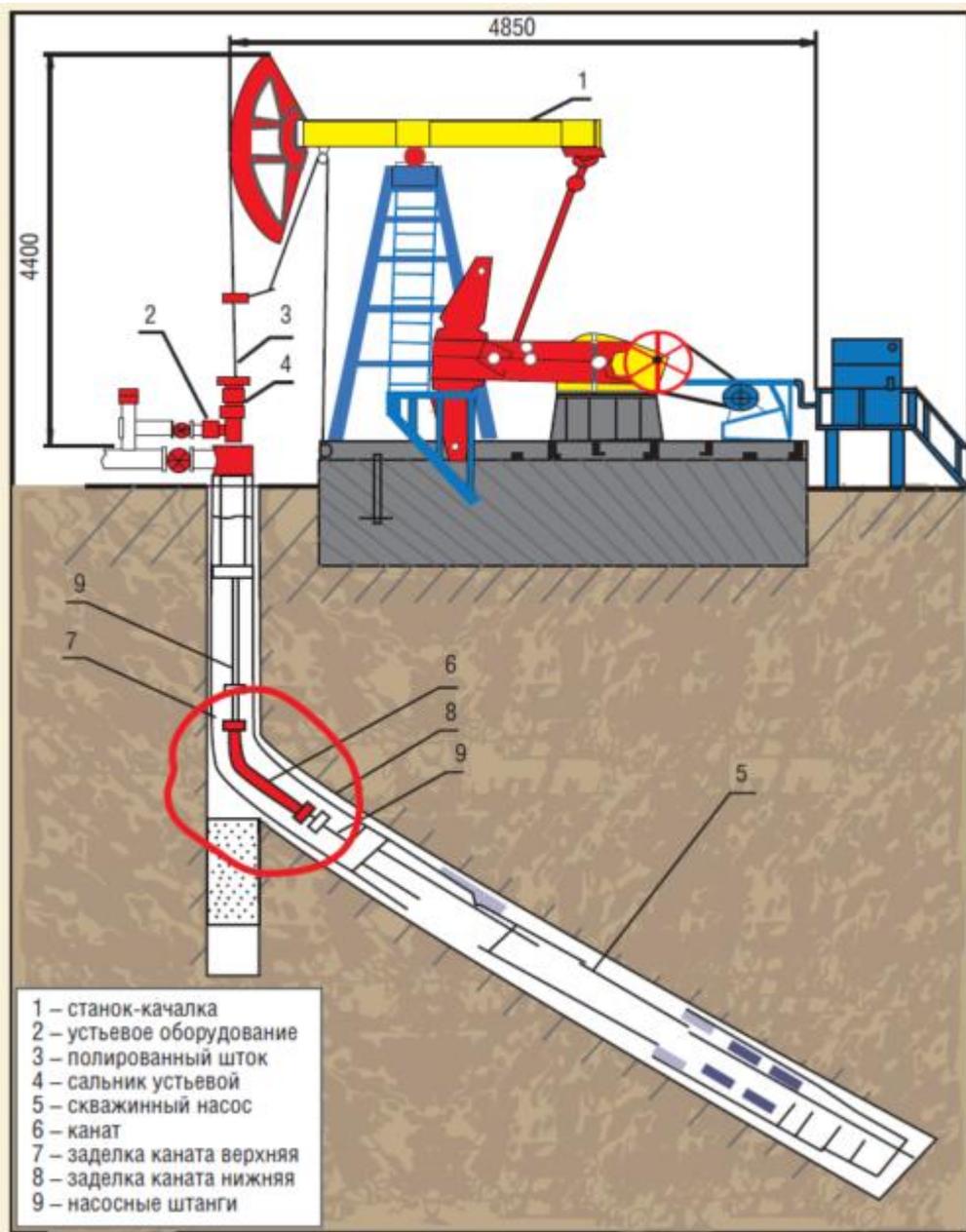


Винтовые погружные насосы

Установка реверсивного торможения обеспечивает безопасное управляемое высвобождение энергии штанговой колонны при остановке и при начале вращения штанг в обратном направлении

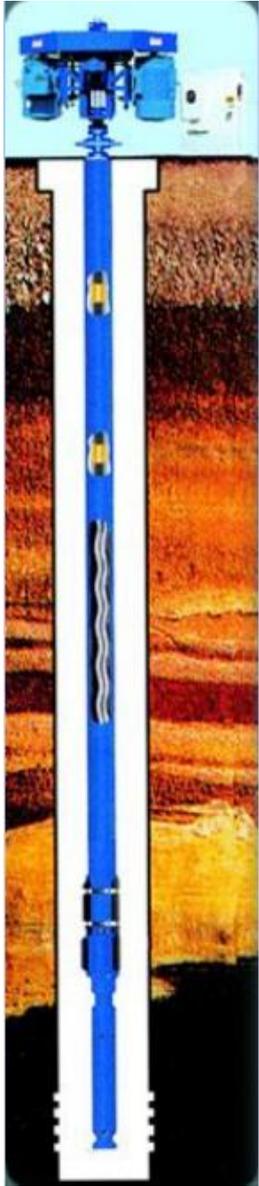


Винтовые погружные насосы



Полированный шток
это металлический стержень, с
обеих концов имеет
присоединительную резьбу,
предназначенную для
соединения колонны.

Винтовые погружные насосы

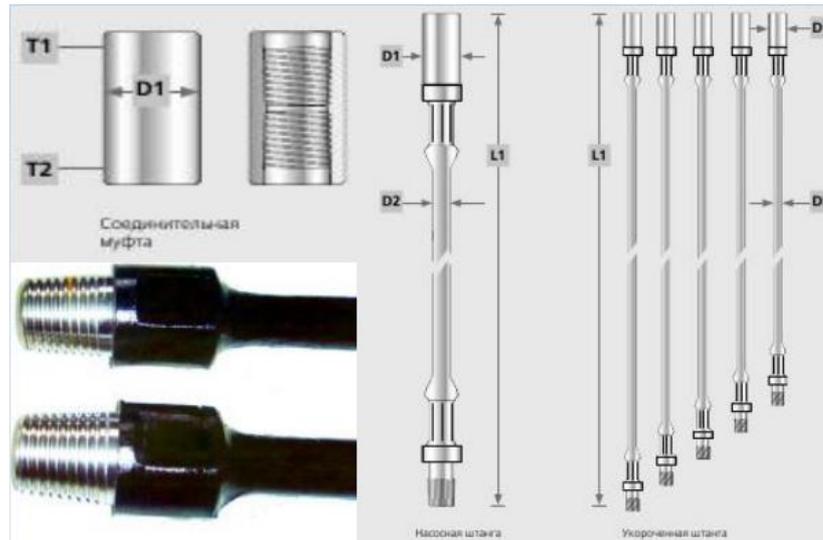


Шламовая труба

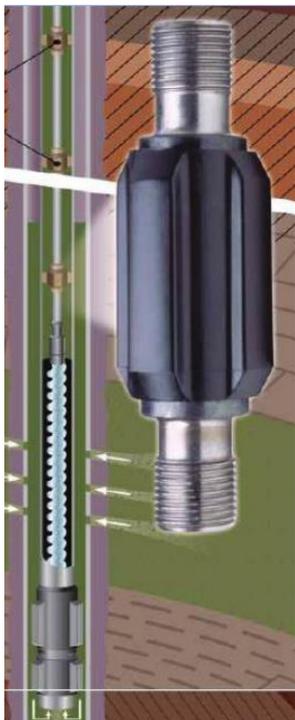
предохраняет насос от попадания с поверхности механических примесей и окалины с внутренних стенок труб

Колонна насосных штанг соединенных муфтами

Предназначены для передачи вращения и крутящего момента от приводной головки к ротору винтового насоса. Специальные насосные штанги для винтовых насосов обладают стойкостью к кручению колонны и направлены на исключение отворотов насосных штанг



Винтовые погружные насосы



Межмуфтовые штанговые центраторы предотвращают износ колонны НКТ и штанговых муфт

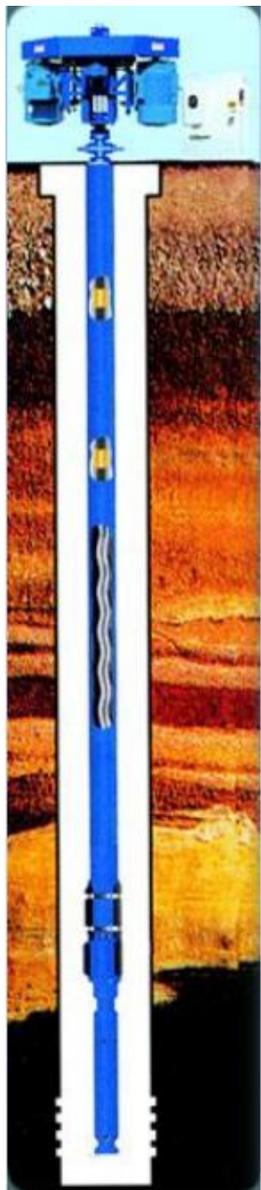


Невращающиеся (штанговые) центраторы предназначены для предотвращения трения штанг о колонну НКТ при работе насосной установки

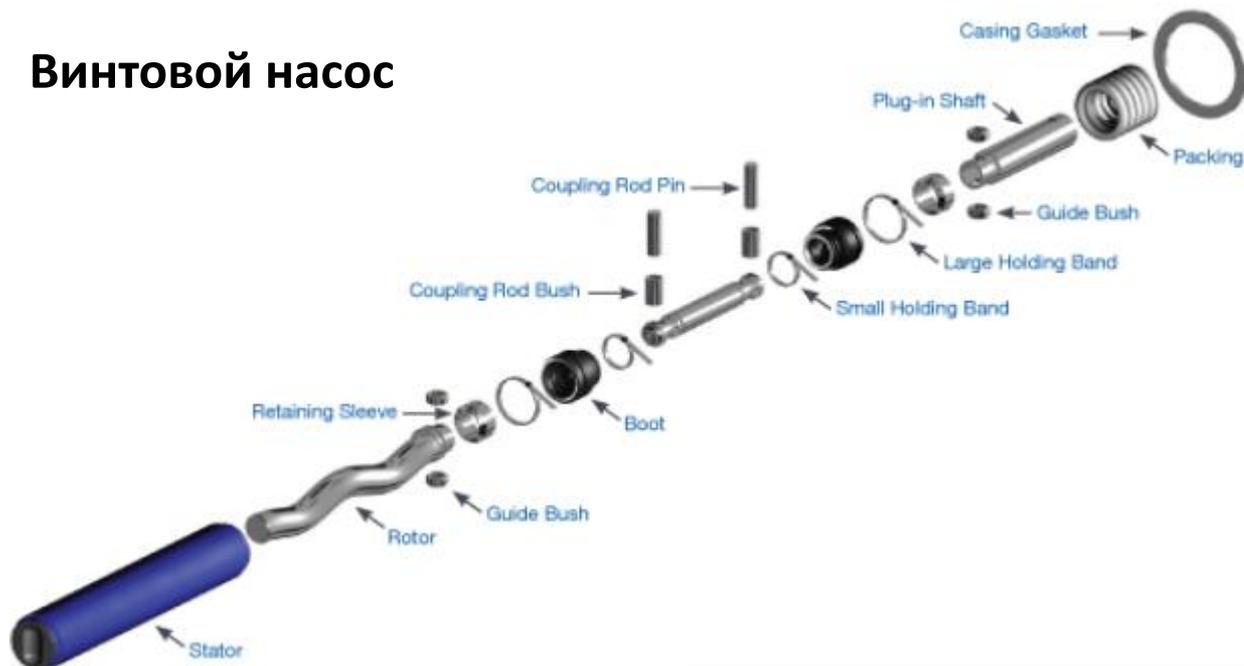
Поршеньково-золотниковый предохранительный клапан

Пропускает жидкость в колонну НКТ при спуске насоса в скважину, обеспечивает слив жидкости из колонны НКТ при подъеме оборудования, препятствует сливу жидкости из колонны труб через рабочие органы насоса при остановках ит.д.

Винтовые погружные насосы



Винтовой насос



Газовый сепаратор

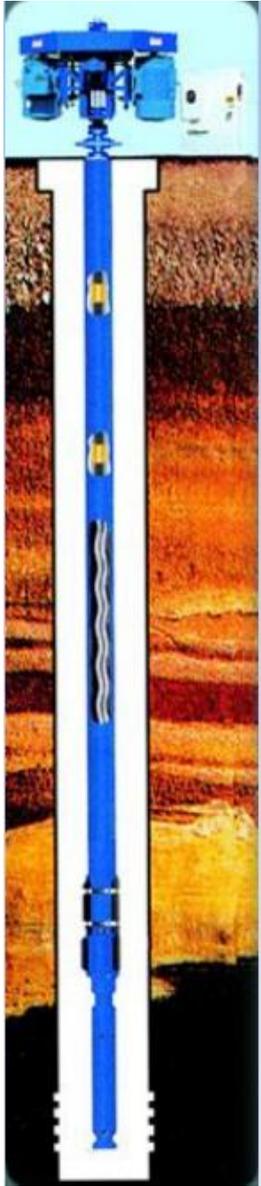
Газосепаратор с противотоком

Центробежный (роторный)

газосепаратор необходим при добыче

нефти из скважин с большим газосодержанием

Винтовые погружные насосы



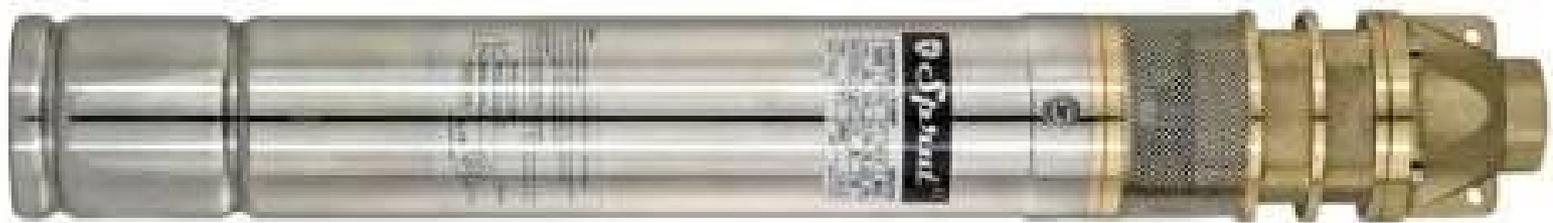
Динамический якорь

Компенсует реактивный крутящий момент, создаваемый при трении ротора и статора винтового эксцентрикового насоса, и предотвращает развенчивание подвески НКТ



Скважинные диафрагменные насосы

Скважинные струйные насосы



Диафрагменные насосы

Погружные диафрагменные насосы различных типов классифицируют по ряду признаков:

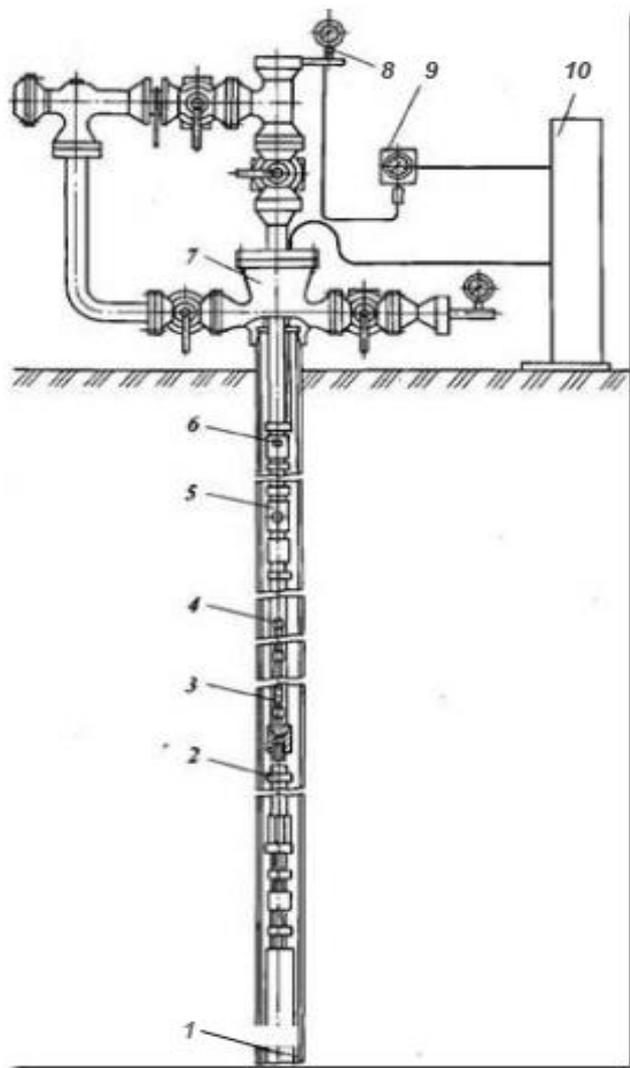
- *по способу приведения диафрагмы в возвратно-поступательное движение: механический привод, гидравлический привод;*
- *по конструкции диафрагмы: плоская, цилиндрическая, сиффон;*
- *по виду энергии, подводимой к насосу с поверхности: электрическая, гидравлическая.*

Диафрагменные насосы

Достоинства УЭДН:

- *отсутствие крупногабаритного и металлоемкого наземного оборудования;*
- *небольшая установочная мощность электропривода;*
- *простота монтажа и эксплуатации;*
- *удовлетворительная эксплуатация скважин, дающих вязкие эмульсии, жидкости, содержащие механические примеси и свободный газ;*
- *возможность применения в скважинах с низкими дебитами;*
- *возможность эксплуатации месторождений с небольшими устьевыми площадками (море, болота и др.).*

Диафрагменные насосы



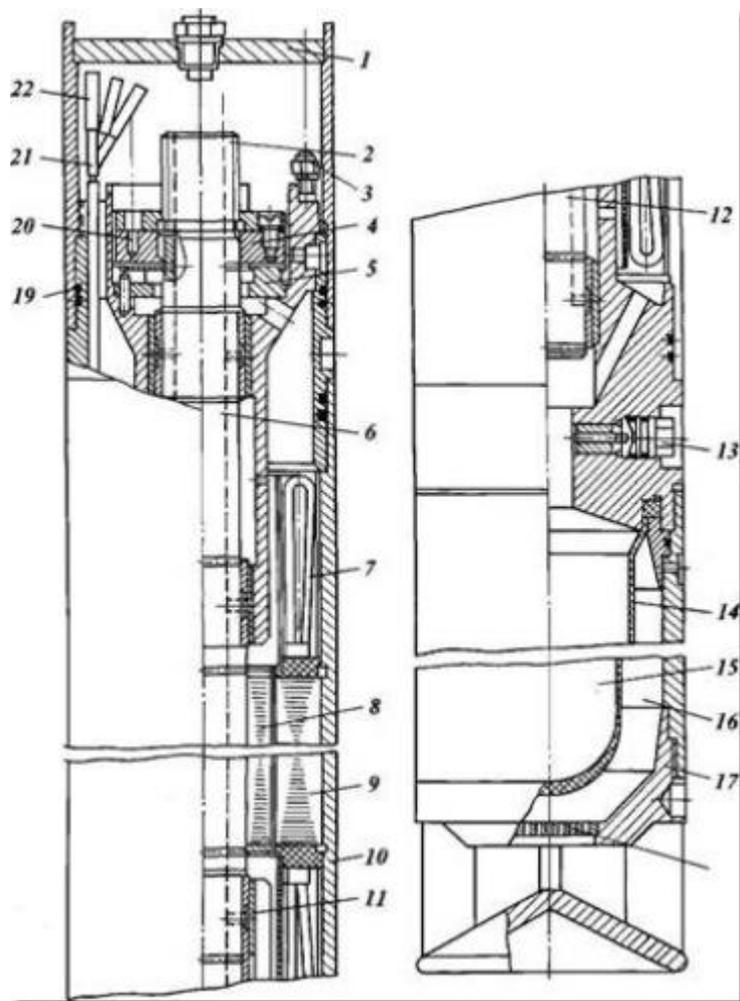
Установка электродиафрагменного насоса

1 - насос; 2 - трубные пояса; 3, 4 - шламовые трубы; 5 - сливной клапан; 6 - кабельная линия; 7 - устьевое оборудование; 8 - манометр;

9 - электроконтактный манометр;

10 - комплектное устройство

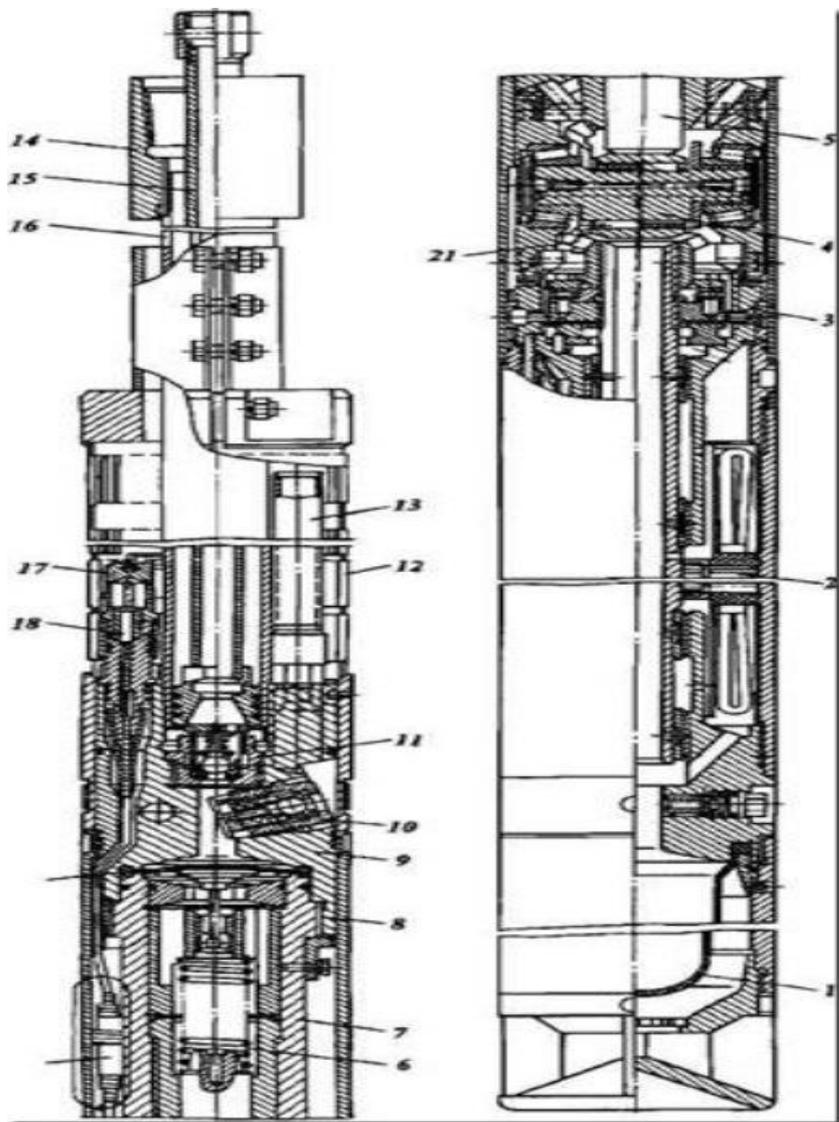
Диафрагменные насосы



Погружной электродвигатель для диафрагменного насоса

- 1 - крышка; 2 - шлицевый конец вала;
3 - шпилька; 4 - пята; 5 - подпятник;
6 - вал; 7 - обмотка статора; 8 - ротор;
9 - статор; 10 - корпус; 11 - подшипник скольжения;
12 - канал; 13 - пробка;
14 - диафрагма; 15 - внутренняя камера;
16 - внешняя камера; 17 - дно;
18 - отверстия; 19 - уплотнения;
20 - болты; 21 - выводные провода;
22 - втулки

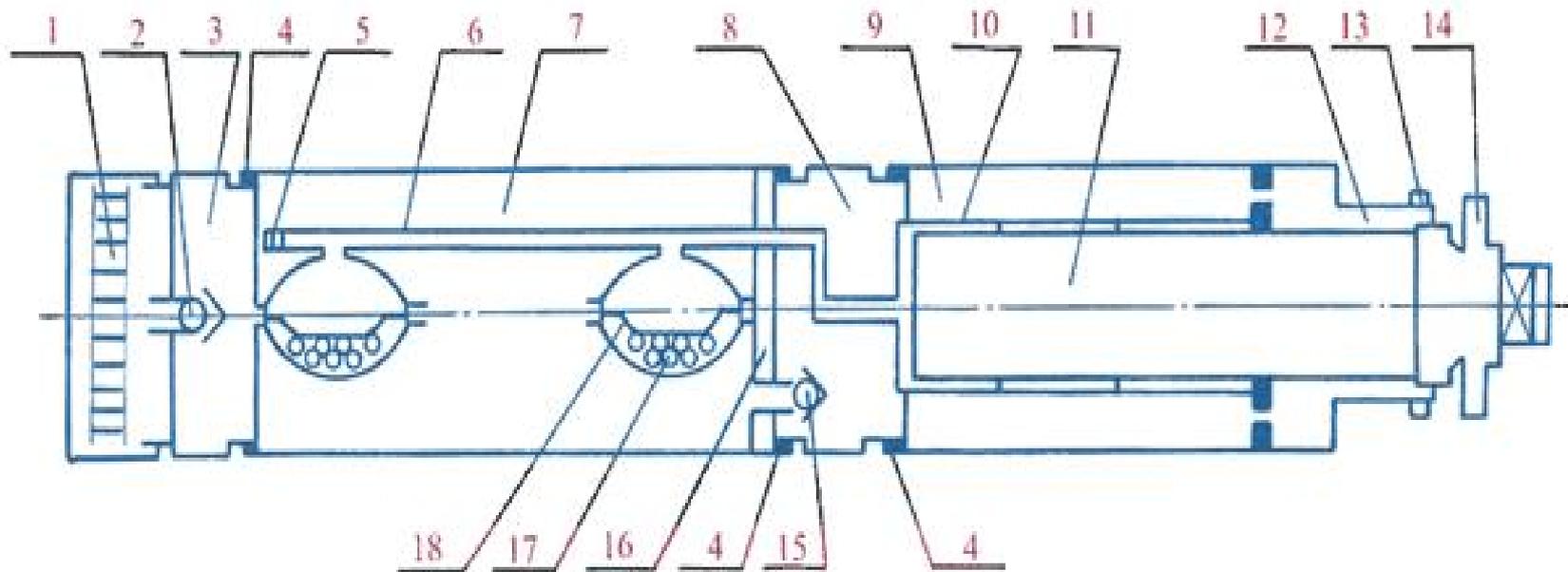
Диафрагменные насосы



Погружной электродиафрагменный насос

- 1 - компенсатор электродвигателя;
- 2 - электродвигатель; 3 - стакан;
- 4 - эксцентриковый привод;
- 5 - плунжерный насос; 6 - пружина;
- 7 - корпус; 8 - резьба; 9 - головка;
- 10 - всасывающий клапан;
- 11 - нагнетательный клапан; 12 - сетка;
- 13 - газосепаратор; 14 - муфта;
- 15 - трубка; 16 - патрубок; 17 - крышка;
- 18 - токоввод; 19 - диафрагма;
- 20 - штекерный разъем;
- 21 - конический редуктор

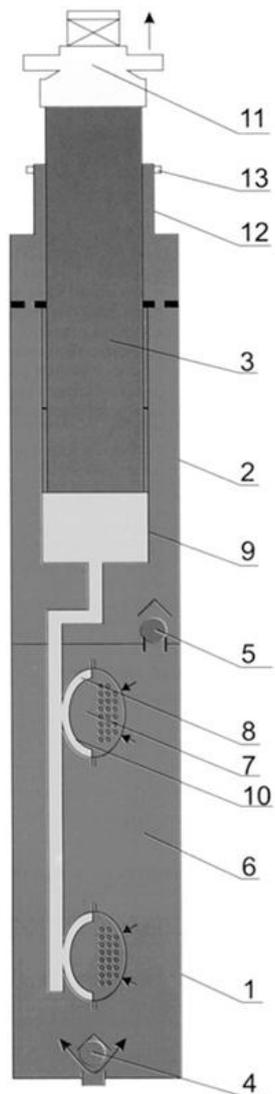
Диафрагменные насосы



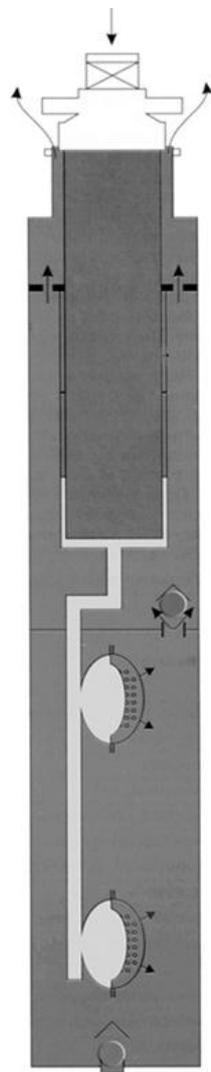
Насос плунжерно-диафрагменный

1 - фильтр, 2 - клапан всасывания, 3 - патрубок всасывания, 4 - уплотнение, 5 - клапан стравливания, 6 - коллекторная труба, 7 - гидравлическая система (собственно насос), 8 - муфта, 9 - гидропривод, 10 - цилиндр, 11 - шток, 12 - переводник, 13 - фиксатор, 14 - хвостовик, 15 - клапан нагнетания, 16 - бруска, 17 - бачок, 18 - диафрагма

Диафрагменные насосы



а



б

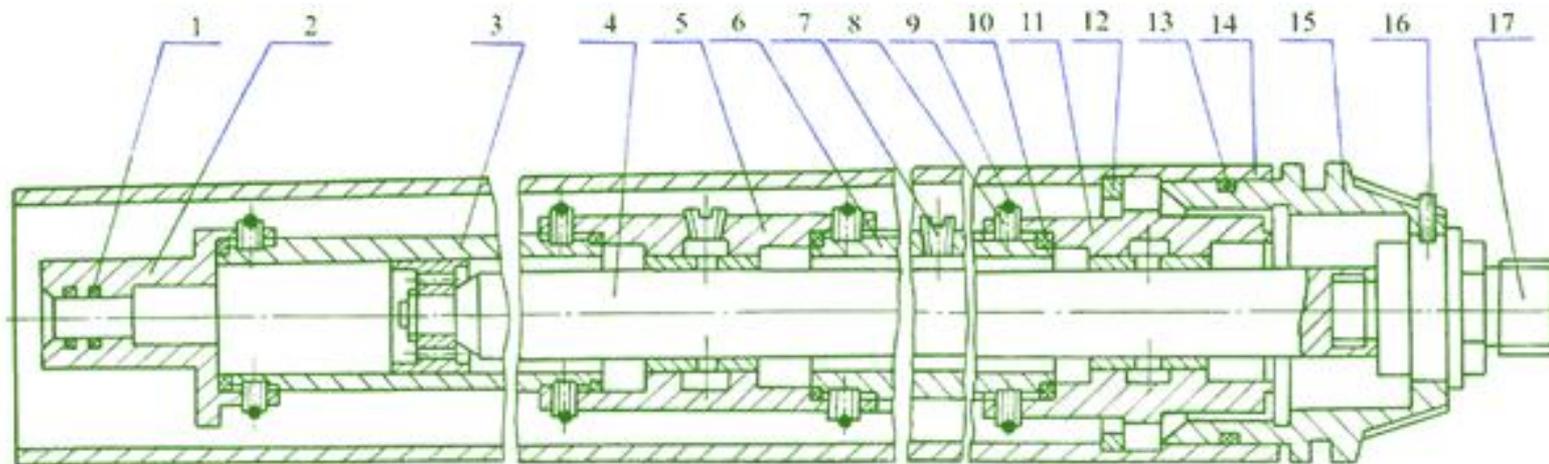
Такты работы насоса ПДН

а – такт всасывания

б – такт нагнетания

1 - насос; 2 - гидропривод; 3 - шток-поршень; 4 - клапан всасывания; 5 - клапан нагнетательный; 6 - камера всасывания; 7 - полость всасывания; 8 - коллекторная полость; 9 - цилиндр; 10 - мембрана; 11 - хвостовик; 12 - переводник; 13 - фиксатор.

Диафрагменные насосы



Гидропривод ПДН

1 - кольцо; 2 - патрубок всасывающий; 3 - цилиндр; 4 - шток; 5 - уплотнение; 6 - цилиндр гидрозащитный; 7 - пробка; 8 - винт; 9 - проволока; 10 - кольцо; 11 - уплотнение; 12 - гайка; 13 - кольцо; 14 - кожух гидропривода; 15 - переводник; 16 - фиксатор; 17 - хвостовик

Струйные насосы

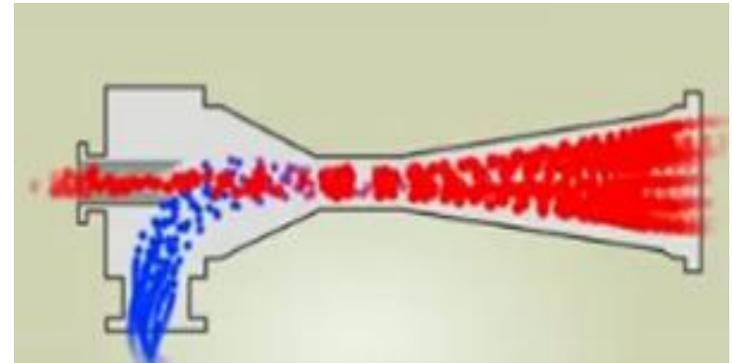
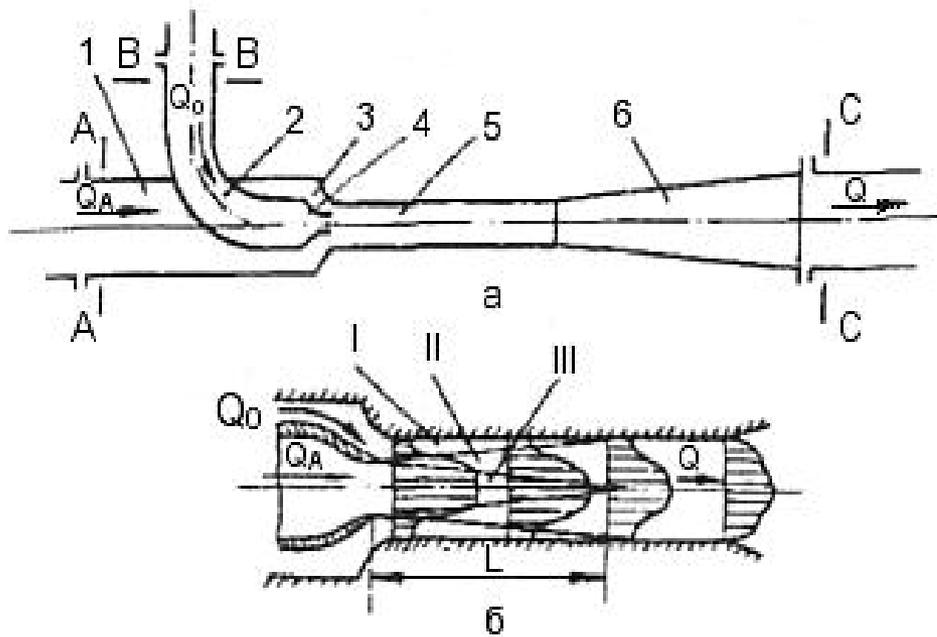


Схема струйного насоса (а) и движение жидкостей в нем (б)

- 1 - подвод откачиваемой жидкости; 2 - подвод рабочей жидкости;
3 - входное кольцевое сопло; 4 - рабочее сопло; 5 - камера смешения;
6 - диффузор; I - невозмущенная откачиваемая жидкость;
II - пограничный слой; III - невозмущенная рабочая жидкость (ядро)

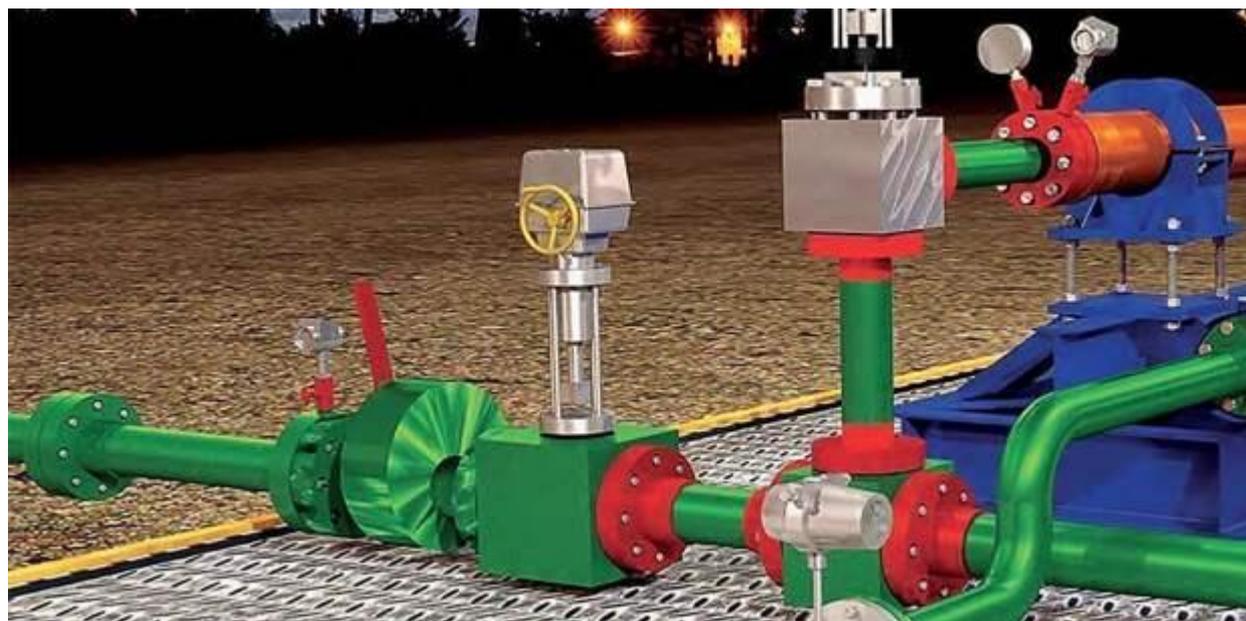
Струйные насосы



Оборудование для поддержания пластового давления

Система поддержания пластового давления (ППД)

— это комплекс технологического оборудования, необходимого для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта



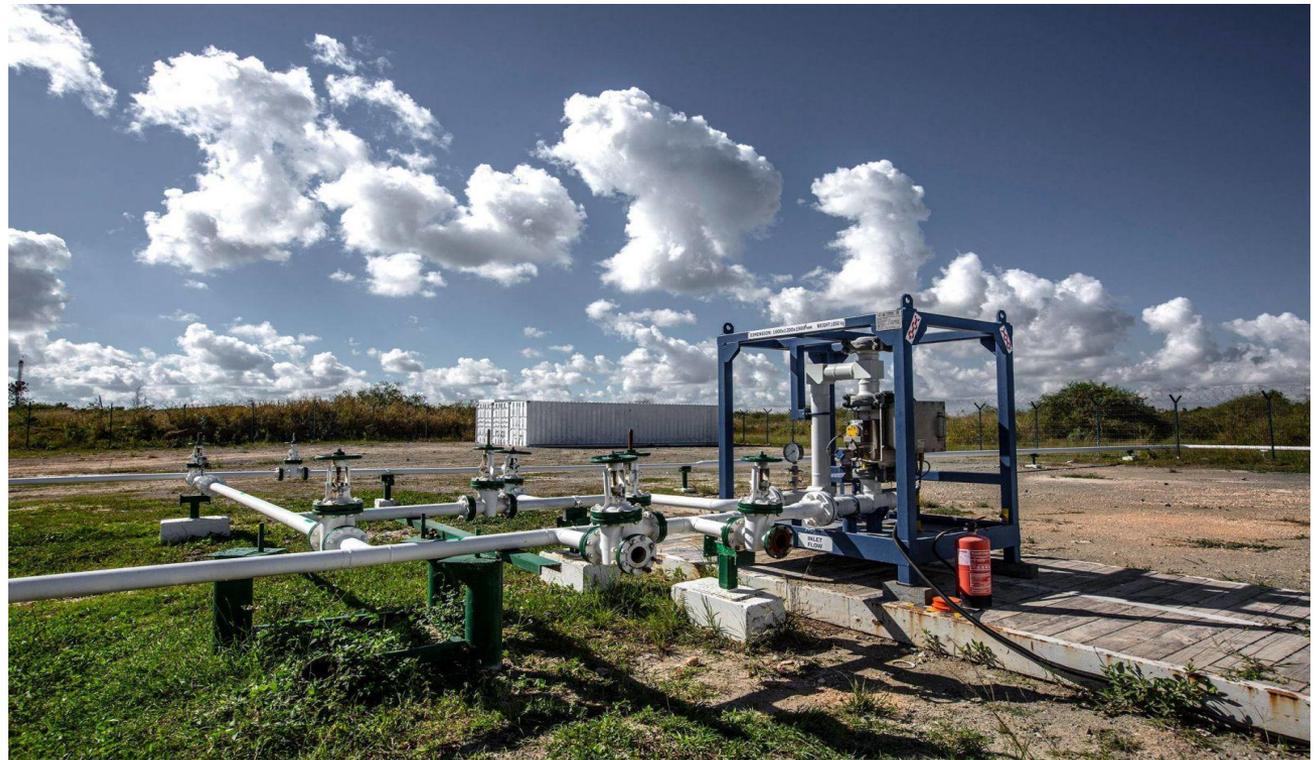
Оборудование для поддержания пластового давления

Система оборудования для поддержания пластового давления (ППД) состоит в общем случае из участков *водозабора, магистрали подвода воды, очистных сооружений подготовки воды к закачке ее в нефтяной пласт, кустовых насосных станций высокого давления* на территории промысла, разводящих трубопроводов с водораспределительными гребёнками, от которых вода идет к нагнетательным скважинам



Оборудование для поддержания пластового давления

Скважины оснащены устьевой арматурой по типу фонтанной, насосно-компрессорной колонной труб и часто пакером, предохраняющим основную часть обсадной колонны скважины от действия высокого давления закачиваемой воды



Оборудование для поддержания пластового давления

Плавучие насосные станции применяются при заборе воды из водоемов (реки, озера, моря). При извлечении воды из водоносных пластов скважинами применяется сифонная система (динамический уровень жидкости в скважине до 4 м).



Оборудование для поддержания пластового давления

При более низких динамических уровнях жидкости (4 м и более уровня приема поверхностного насоса) применяются погружные скважинные насосы. По типу привода они подразделяются на: насосы с вертикальным приводным валом и электродвигателем на поверхности (типа АТН); насосы с погружным электродвигателем.



Оборудование для поддержания пластового давления

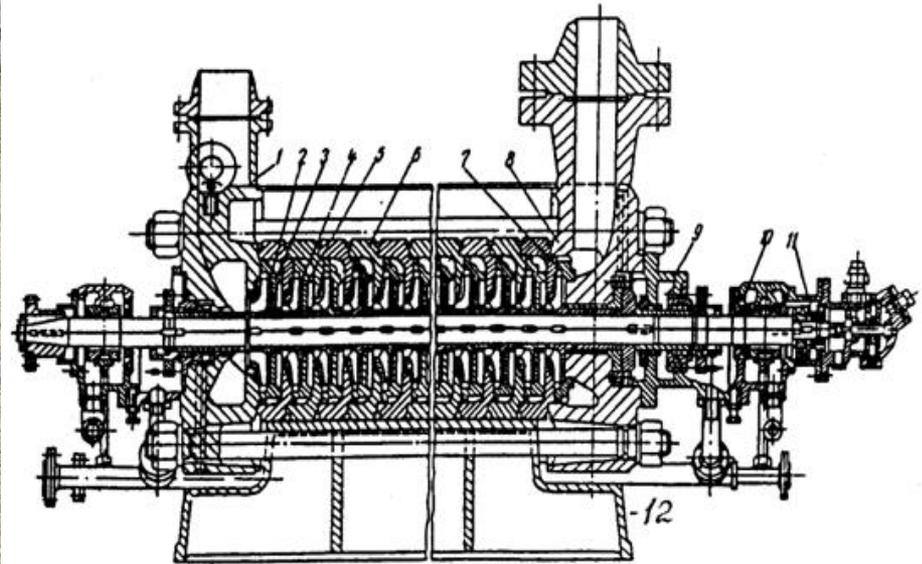
Основными типами **скважинных насосов с погружными электродвигателями** являются - АП; АПВ (артезианский, погружной, высоконапорный), ЭЦНВ (электрический, центробежный, водоподъемный), ЭПЛ (электрический, погружной, лопастной).

Насосы ЭЦНВ обеспечивают: подачу от 2 до 360 м³/ч, напор 25,360 м. Мощность двигателя насосов ЭЦНВ от 0,37 до 500 кВт. В обозначении насоса ЭЦНВ-10-120-60: 10 - диаметр скважины в дюймах, 120 - подача в м³/ч и 60 - напор в метрах водяного столба.

Оборудование для поддержания пластового давления

В системе ППД широко применяются **центробежные насосы типа ЦНС**, агрегаты электронасосные скважинные типа УЭЦПК, в состав которых входят погружные центробежные насосы, перспективно использование плунжерных насосов, имеющих жесткую напорную характеристику

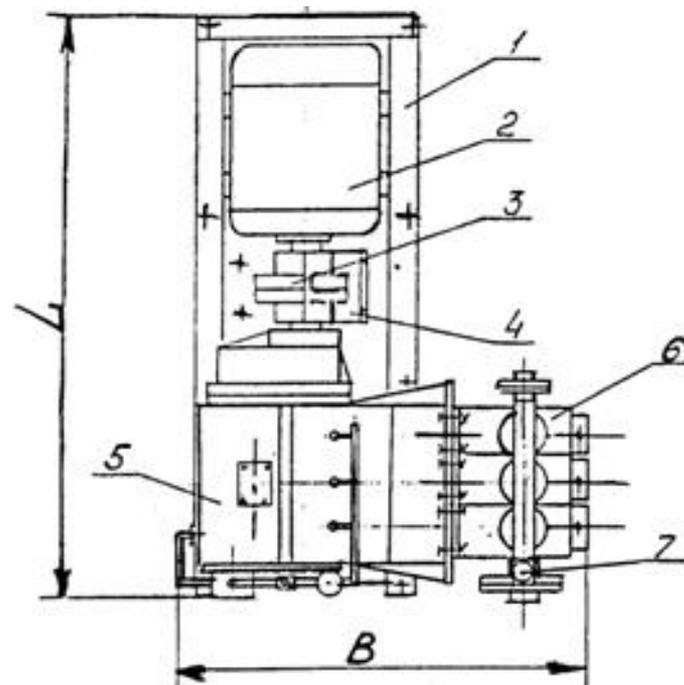
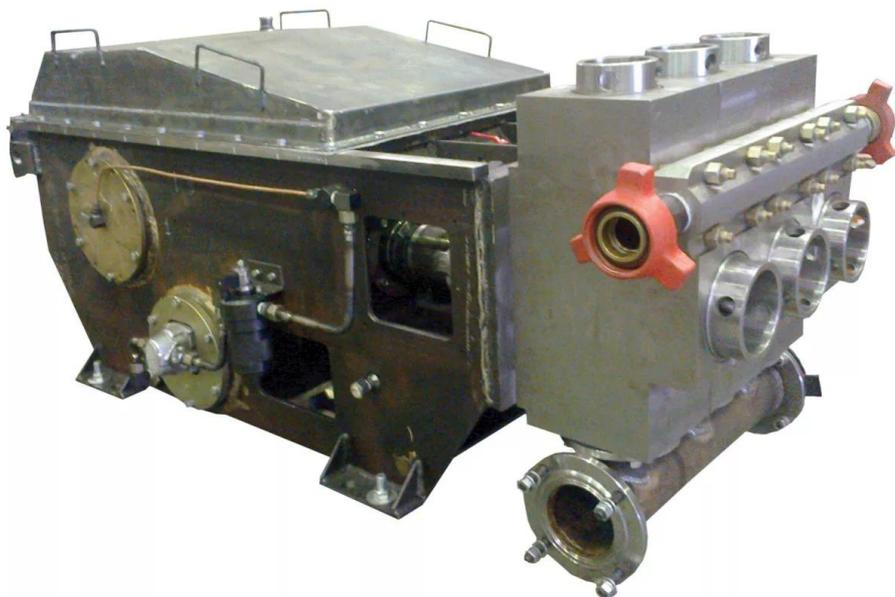
Оборудование для поддержания пластового давления



Центробежный насос ЦНС 180-1900

1 - крышка всасывания; 2 - рабочее колесо 1 ступени; 3 - направляющий аппарат 1 ступени; 4 - рабочее колесо промежуточной ступени; 5 - направляющий аппарат промежуточной ступени; 6 - секция; 7 - направляющий аппарат промежуточной ступени; 8 - крышка напорная; 9 - концевое уплотнение; 10 - подшипник скольжения; 11 - отжимное устройство; 12 - плита

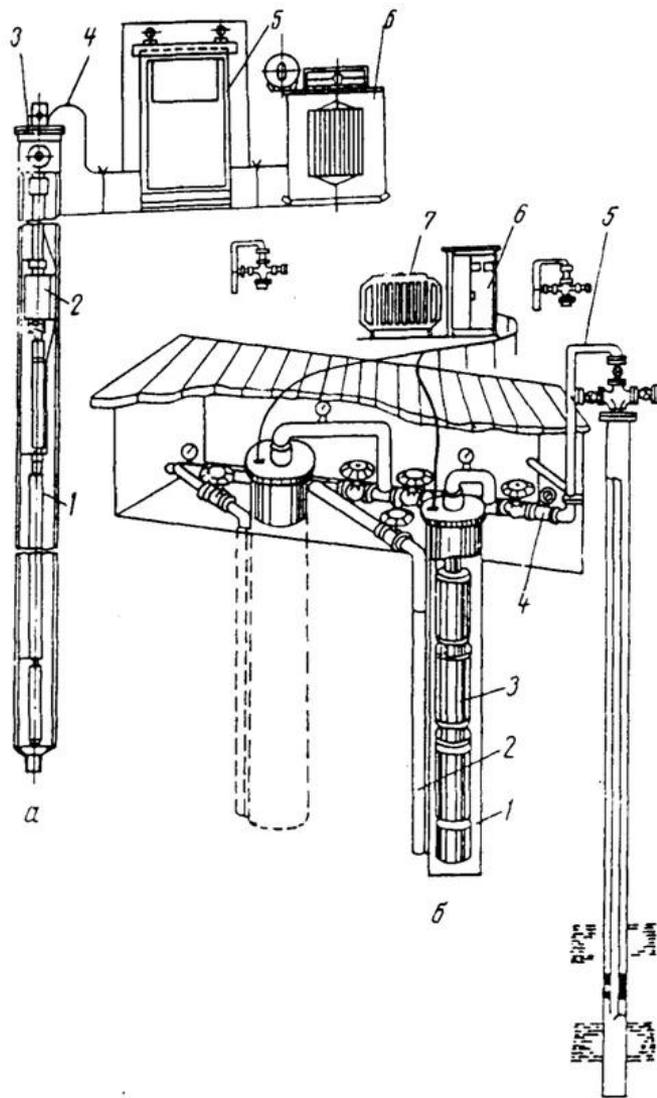
Оборудование для поддержания пластового давления



Насос трехплунжерный НП-3-160

1 - рама; 2 - электродвигатель; 3 - муфта; 4 - защитный кожух; 5 - приводная часть; 6 - гидравлическая часть; 7 - клапан предохранительный

Оборудование для поддержания пластового давления



Установки погружного центробежного электронасоса:

а - для добычи пластовых вод:

1 - погружной электродвигатель; 2 - погружной насос; 3 - оборудование устья скважины; 4 - силовой кабель; 5 - комплектное устройство; 6 - трансформатор

б - для закачки воды:

1 - шурф; 2 - разводящий водовод; 3 - электронасосный погружной агрегат; 4 - силовой кабель; 5 - нагнетательный водовод; 6 - комплектное устройство; 7 - трансформатор

Оборудование для проведения ремонтных работ на скважинах

Оборудование для подземного ремонта, освоения и обработки скважин предназначено

для поддержания в течение всего периода эксплуатации скважины работоспособного состояния собственно скважины и спущенного в нее эксплуатационного оборудования. В группу входят:



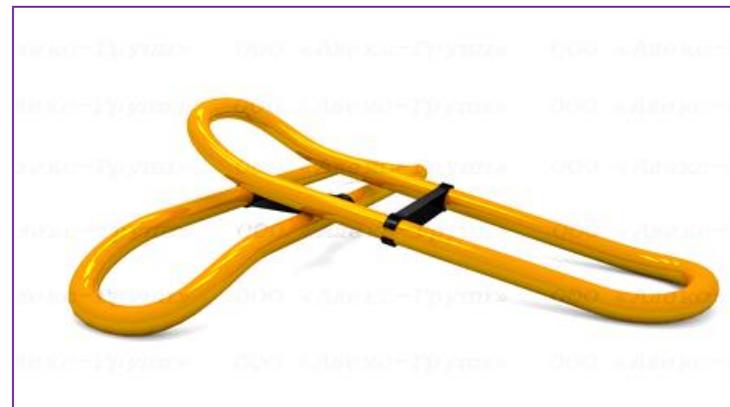
1. Подъемники для спуско-подъемных операций внутрискважинной части фонтанных и газлифтных лифтов, скважинных насосов всех типов, колонн труб, штанг, кабеля. В состав подъемников входят привод, лебедка, транспортная база, полиспастная система, которые используются в основном для текущего ремонта.

2. Стационарные грузоподъемные сооружения работают в сочетании с подъемниками. К этой подгруппе относятся вышки, мачты, стеллажи разных типов и параметров, они используются в основном для текущего ремонта.



4. Подгруппы спуско-подъемных инструментов для спуско-подъемных операций с трубами или штангами при подземных ремонтах с помощью подъемников и комплекса специальных устройств – трубных элеваторов и штропов, ключей, спайдеров.

Элеватор трубный



Штропы эксплуатационные



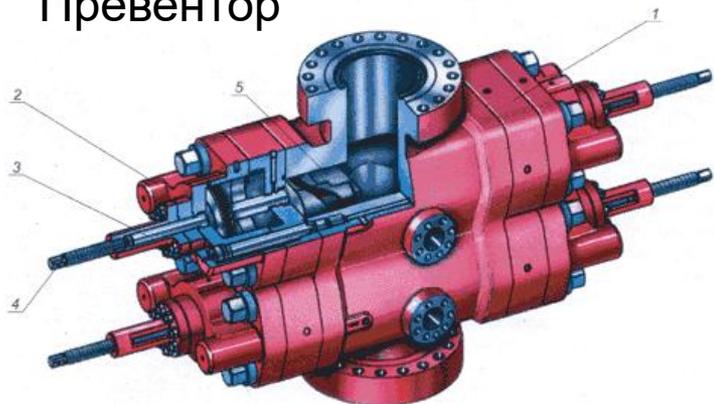
Спайдер



Ключ трубный (Халилова)

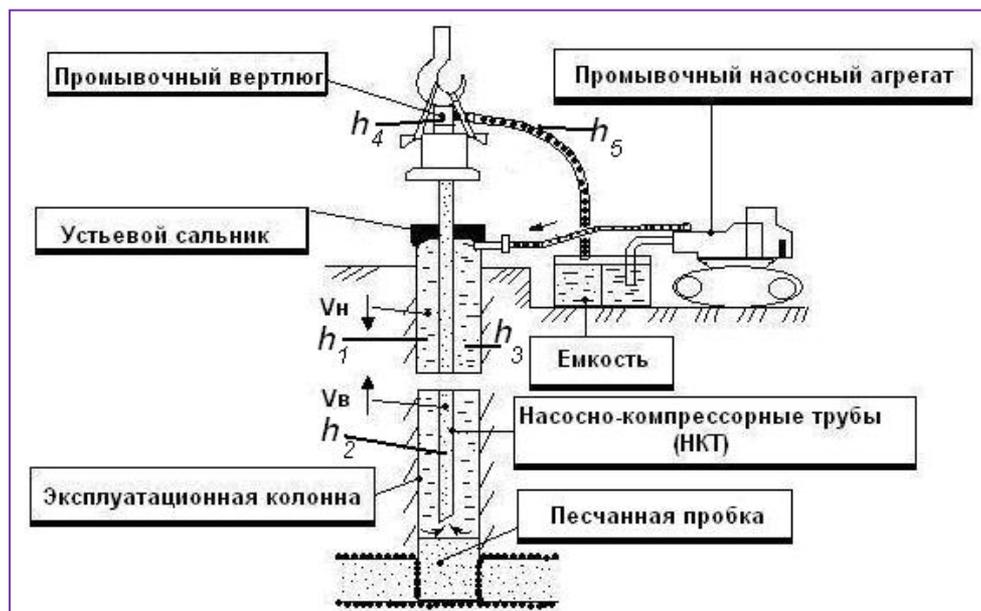
5. Оборудование для ремонта скважин под давлением (герметизирующее).

Превентор



6. Оборудование для ликвидации открытых фонтанов. Для ликвидации открытого фонтанирования, а иногда и горящего фонтана используется оборудование для ремонта скважин под давлением в сочетании со специальными манипуляторами и противопожарной дистанционно управляемой техникой.

7. Оборудование для промывки скважин. К этой группе оборудования относятся промывочные агрегаты, позволяющие удалить из скважины загрязняющие ее смолы, парафин, и продукты коррозии.



Контроль знаний

Контроль знаний

Заполните таблицу. Перечислите основное и вспомогательное оборудование при различных способах эксплуатации скважин

Оборудование для фонтанной эксплуатации скважин	
<i>Основное</i>	<i>Вспомогательное</i>
Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин	
<i>Основное</i>	<i>Вспомогательное</i>
Оборудование для насосной эксплуатации скважин	
<i>Основное</i>	<i>Вспомогательное</i>