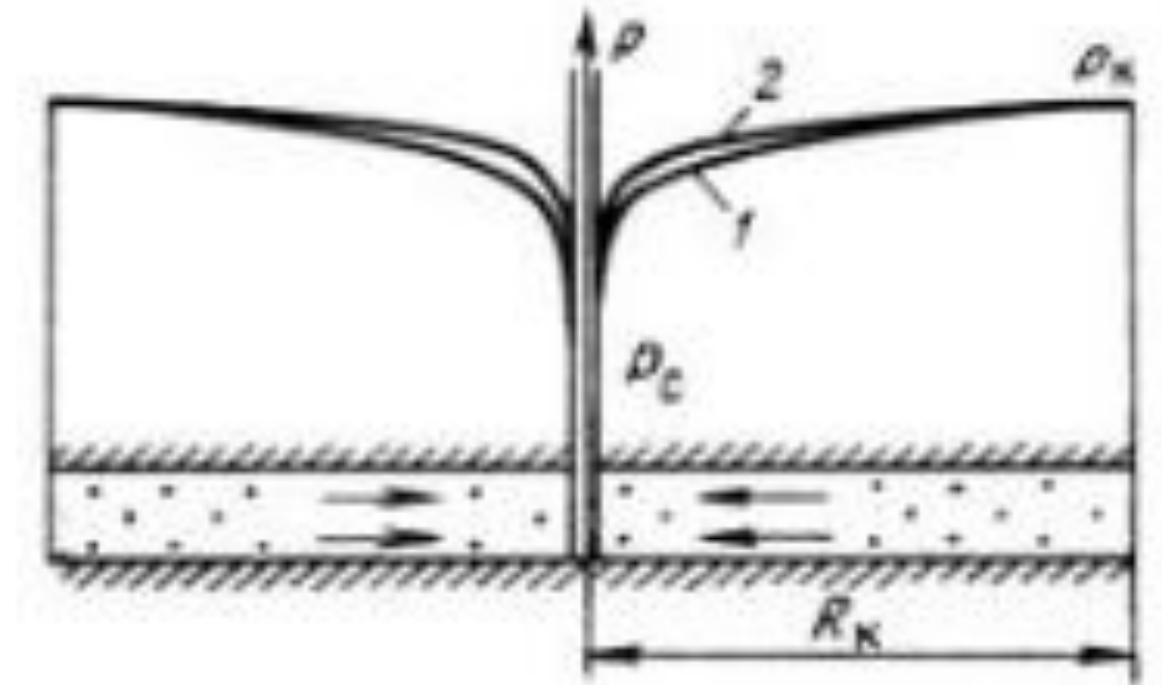
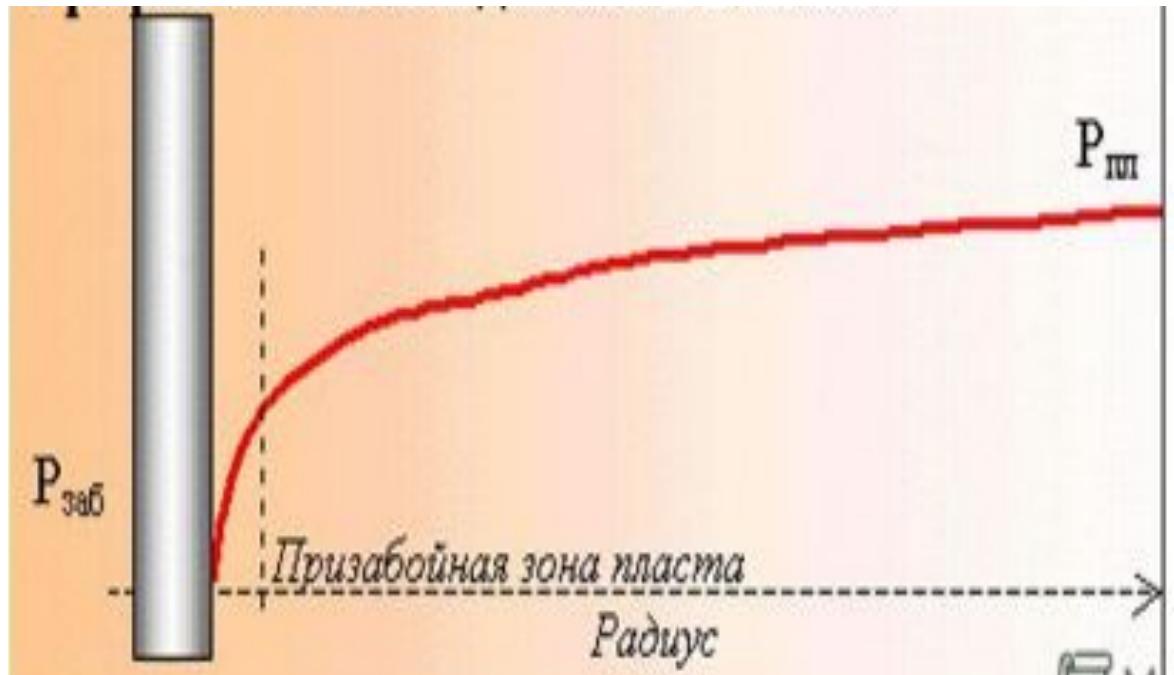






# Режимы разработки нефтегазовых пластов





## Режимы разработки нефтегазовых пластов

Под **режимом работы** нефтяных залежей понимают характер проявления движущих сил, обеспечивающих продвижение нефти в пластах к забоям эксплуатационных скважин. Знать режим работы необходимо для проектирования рациональной системы разработки месторождения и эффективного использования пластовой энергии с целью максимального извлечения нефти и газа из недр.

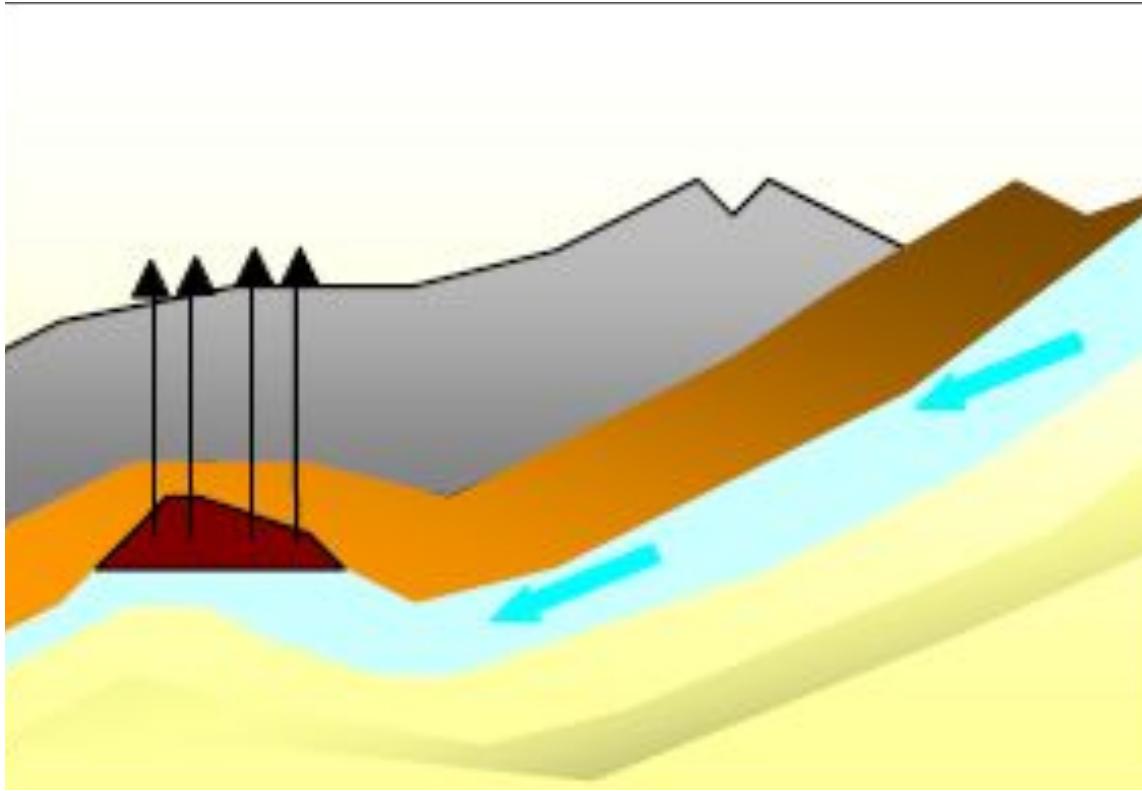
Показателем эффективности разработки залежи является **коэффициент нефтеотдачи** ( $K_{но}$ ) – отношение количества извлеченной из залежи нефти к общим (балансовым) запасам ее в пласте.

### Различают следующие режимы

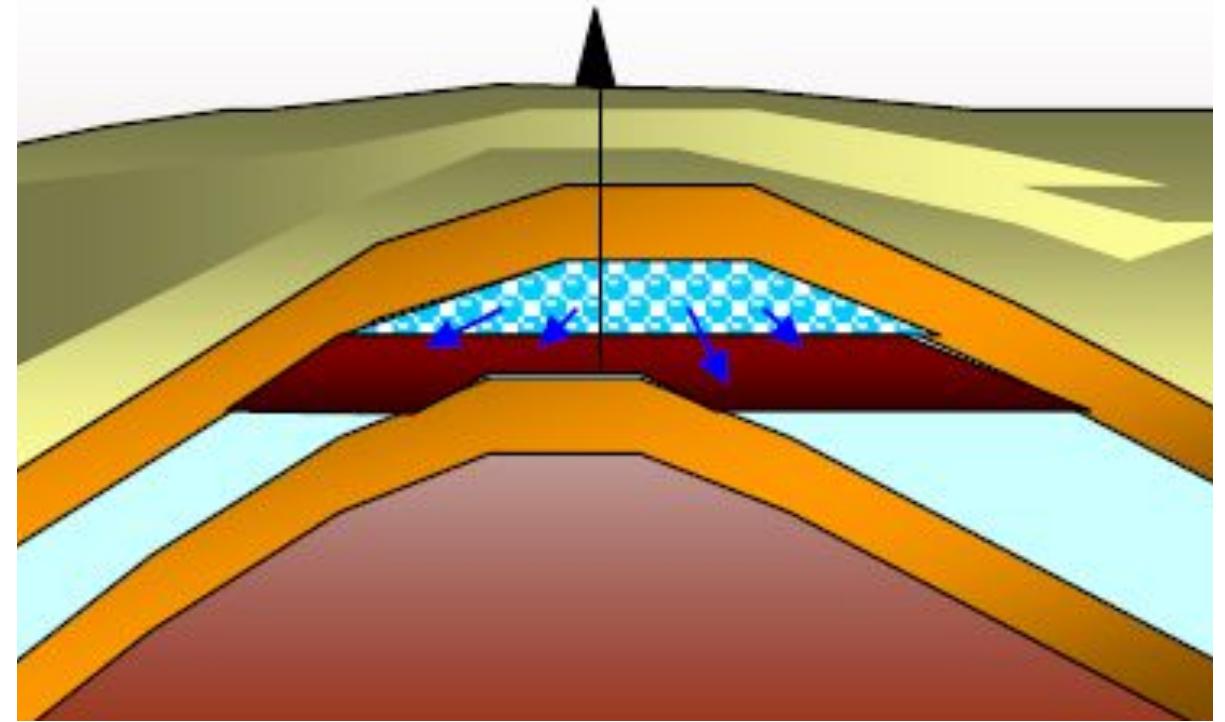
- Водонапорный: при котором нефть движется в пласте к скважинам под напором краевых (или подошвенных) вод,  $K_{но} – 0.5-0.7$  .
- Упругий и упруговодонапорный: при котором пластовая энергия при снижении давления в пласте проявляется в виде упругого расширения пластовой жидкости и породы,  $K_{но} – 0.5-0.6$  .
- Газонапорный или режим газовой шапки: при котором нефть вытесняется под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии в повышенной части пласта,  $K_{но} – 0.5-0.6$  .
- Газовый или режим растворенного газа: при котором нефть продавливается по пласту к забоям скважин под действием энергии пузырьков расширяющегося газа при выделении его из нефти. ,  $K_{но} – 0.2-0.4$  .
- Гравитационный: при котором движение нефти по пласту к забоям скважин происходит за счет силы тяжести нефти,  $K_{но} – 0.1-0.2$ .
- Смешанный: когда при эксплуатации одновременное действие двух или более различных источников энергии.



# Режимы разработки нефтегазовых пластов



Упруговодонапорный режим



Газонапорный режим (режим газовой шапки).

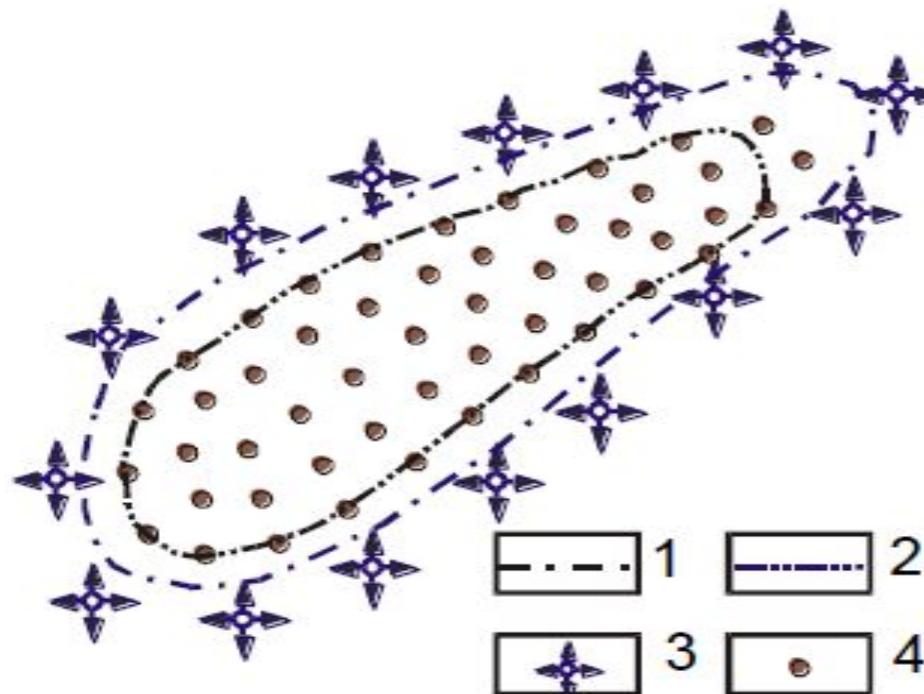


### Законтурное заводнение

Воздействие на пласт осуществляется закачкой рабочего агента через нагнетательные скважины, расположенные за пределами нефтеносной части продуктивного пласта в зоне, занятой водой (за внешним контуром нефтеносности)

*Данный метод заводнения целесообразен:*

- При хорошей гидродинамической связи нефтеносного пласта с областью размещения нагнетательных скважин;
- При сравнительно малых размерах залежи нефти, когда отношение площади залежи к периметру контура нефтеносности составляет 1.5-1.7 км;
- При однородном пласте с хорошими коллекторскими свойствами как по толщине пласта, так и по площади.



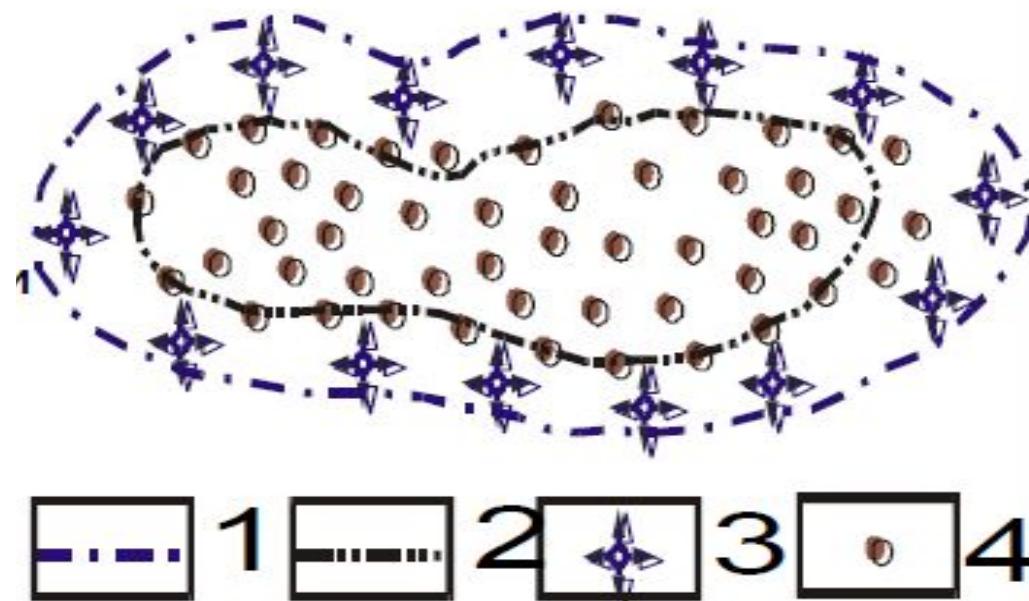


### Приконтурное заводнение

Применяется для пластов с сильно пониженной проницаемостью в законтурной части. При данном методе нагнетательные скважины бурятся в водонефтяной зоне пласта между внутренним и внешним контурами нефтеносности.

*Данный метод целесообразен*

- При ухудшенной гидродинамической связью пласта с внешней областью;
- При сравнительно малых размерах залежи нефти, когда отношение площади залежи к периметру контура нефтеносности составляет 1.5-1.7 км;
- Для интенсификации процесса эксплуатации, так как фильтрационные сопротивления между линиями нагнетания и отбора уменьшаются за счёт их сближения.





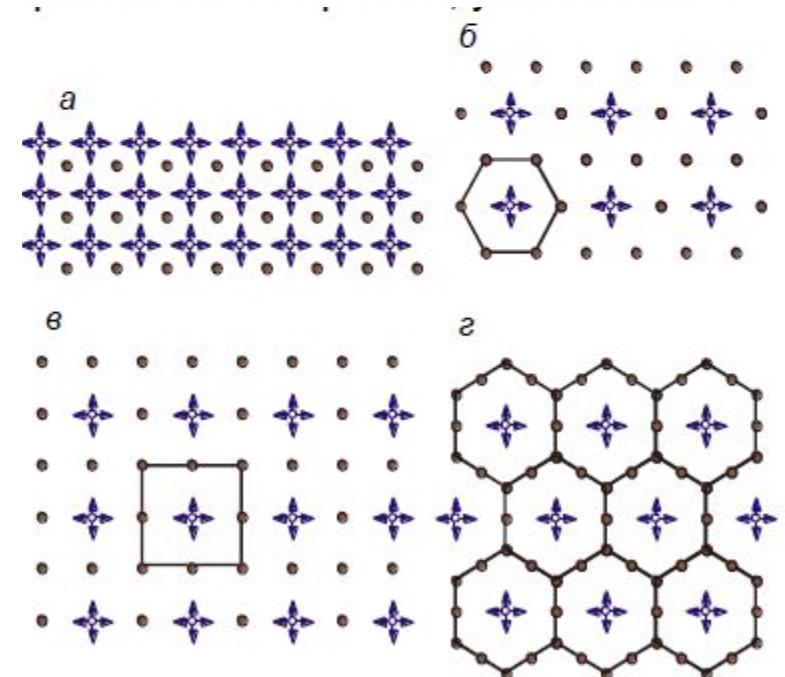
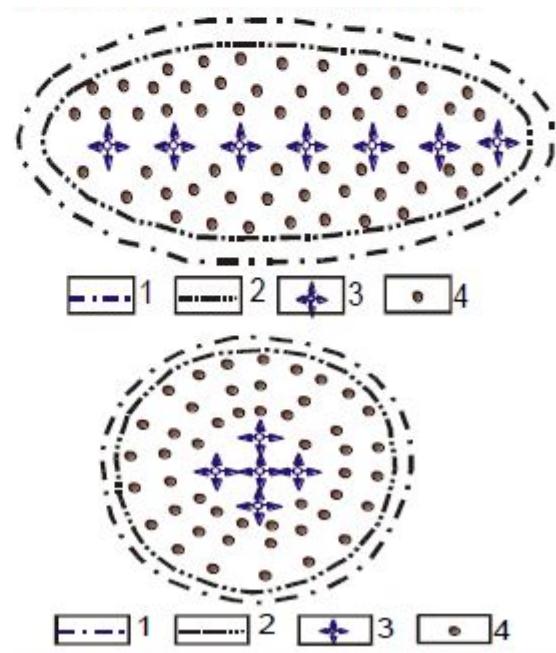
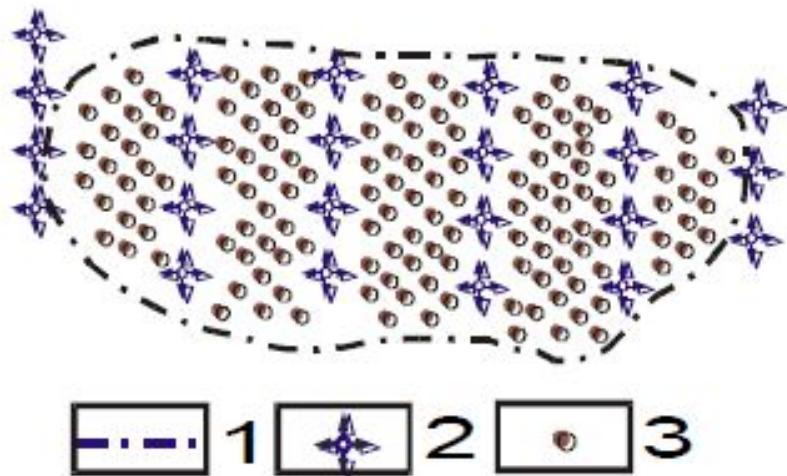
## Поддержание пластового давления

### Внутриконтурное заводнение

Поддержание или восстановление баланса пластовой энергии осуществляется закачкой воды непосредственно в нефтенасыщенную часть пласта

*Виды закачки*

- Разрезание залежи рядами нагнетательных скважин;
- Площадное заводнение;
- Очаговое заводнение;
- Избирательное заводнение;
- Барьерное заводнение.



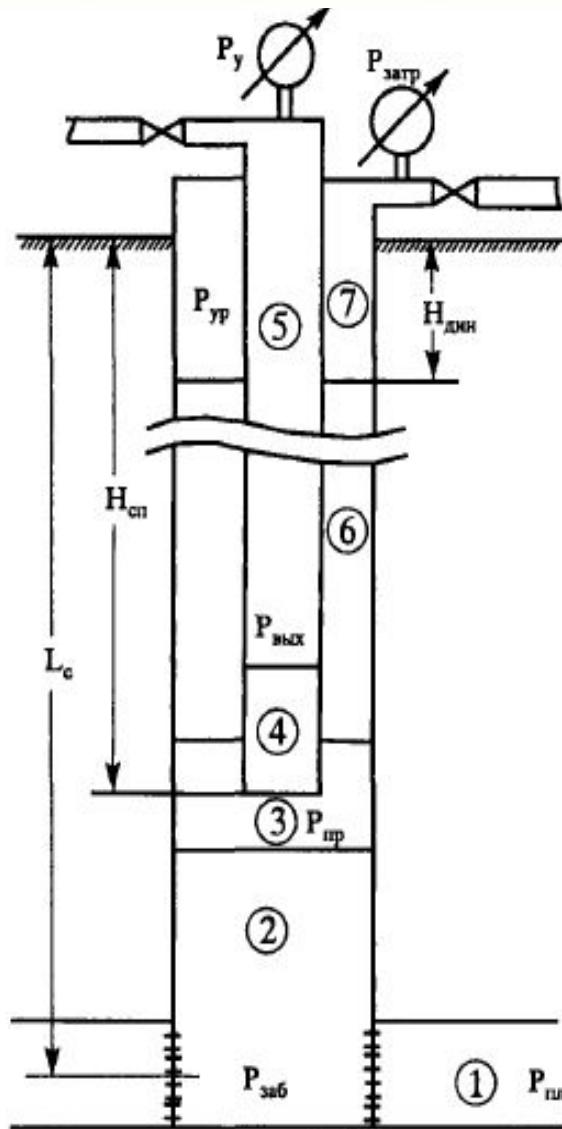


Рис. 2. Схема добывающей системы:

$P_{пл}$ ,  $P_{заб}$  — соответственно пластовое и забойное давления;  $P_{пр}$  — давление на приеме погружного оборудования;  $P_{вых}$  — давление на выходе из погружного оборудования;  $P_{ур}$  — давление на динамическом уровне в затрубном пространстве;  $P_u$  — давление на устье скважины в НКТ;  $P_{загр}$  — давление на устье скважины в затрубном пространстве;  $L_c$  — длина (глубина) скважины;  $H_{сп}$  — глубина спуска погружного оборудования;  $H_{дин}$  — динамический уровень; 1 — пласт (призабойная зона); 2 — скважина; 3 — область приема погружного оборудования; 4 — погружное оборудование (насос); 5 — подъемник; 6 — затрубное пространство, заполненное газожидкостной смесью; 7 — затрубное пространство, заполненное газом

## Условия фонтанирования

$$P_{пл} \gg P_{заб}$$

$$P_{заб} = \rho g H_{ст}$$

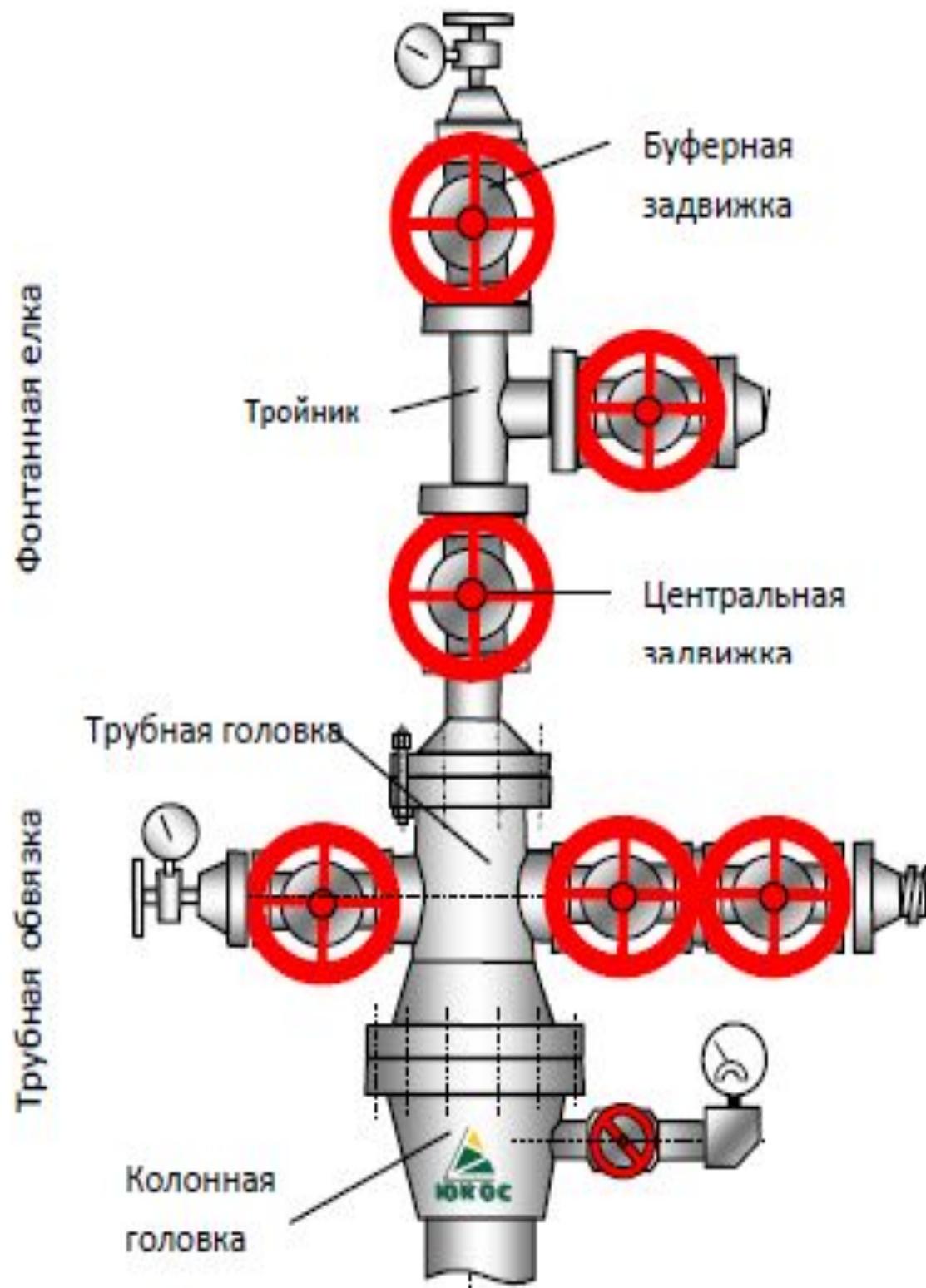
Приток жидкости к забоям скважин происходит под воздействием разности между пластовым и забойным давлением.

Если давление столба жидкости, заполняющей скважину до устья, меньше пластового, то скважина будет переливать на поверхность, т.е. будет фонтанировать. В зависимости от режима работы залежи фонтанирование скважины может происходить:

- За счёт энергии гидростатического напора;
- За счёт энергии расширения газа, растворенного в нефти;
- За счёт той и другой энергии.



## Фонтанная эксплуатация скважин



### Фонтанная арматура служит для:

- Герметизации устья скважины;
- Направления движения газожидкостной смеси в выкидную линию;
- Регулирования и контроля режима работы скважины созданием противодавление на забое.

### ФА состоит:

**Трубная головка** – устанавливается на колонную головку. Предназначена для подвески фонтанных труб и герметизации кольцевого пространства между НКТ и ЭК. А так же для проведения различных технологических процессов связанных с освоением и промывкой скважины.

**Фонтанная ёлка** – устанавливается на трубную обвязку. Она предназначена для направления продукции скважин в выкидные линии, регулирования отбора жидкости и газа, проведения различных исследовательских и ремонтных работ, а так же при необходимости для закрытия скважины.



## Фонтанная эксплуатация скважин

$X_1 X_2 X_3 X_4 - X_5 X_6 X_7 X_8 X_9 - X_{10}$

$X_1$  - **АФ** или **АН**

Способ подвешивания

$X_2$  - В трубной головке – **не обозначается**, В переводнике к трубной головке – **К**

$X_3$  - Обозначается типовая схема елки: с двумя трубными головками – «**а**»;

$X_4$  – Обозначение системы управления запорными устройствами : с ручным управление – не обозначается; с дистанционным – «**Д**»; с автоматическим – «**А**»; с дистанционным и автоматическим - «**В**»

$X_5$  - условный проход ствола елки , мм.

$X_6$  - Условный проход боковых отводов елки, мм. (при совпадении с условным проходом ствола не указывается).

$X_7$  - Рабочее давление, МПа (кгс/см<sup>2</sup>)

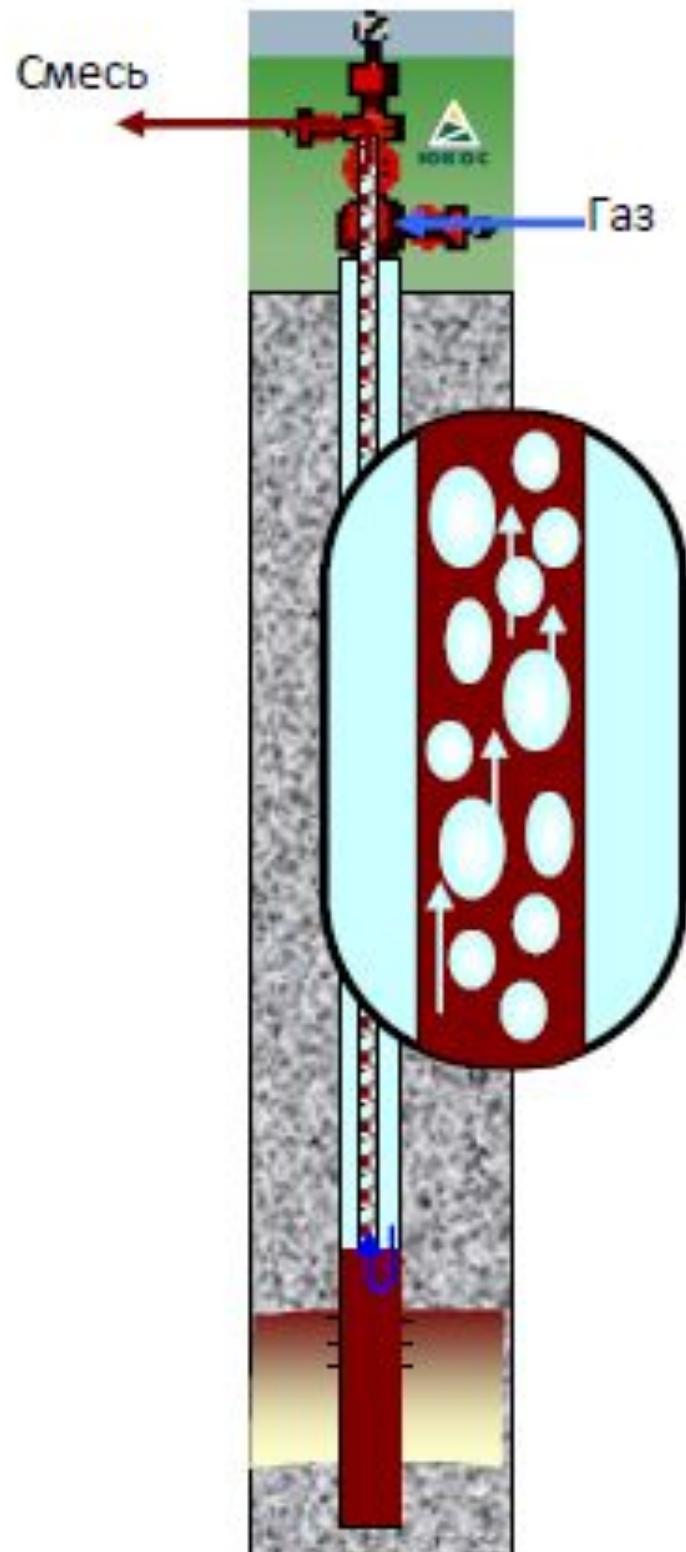
$X_8$  - Климатическое исполнение, для умеренного климата – **не обозначается**, для холодного макроклиматического климата – **ХЛ**

$X_9$  - Исполнение по составу скважинной среды:  $H_2S$  и  $CO_2$  до 0.003% не обозначается;  $CO_2$  до 6% - **К1**;  $H_2S$  и  $CO_2$  - **К2** и **К2И**.

$X_{10}$ - модификация арматуры или ёлки.



## Газлифтная эксплуатация скважин



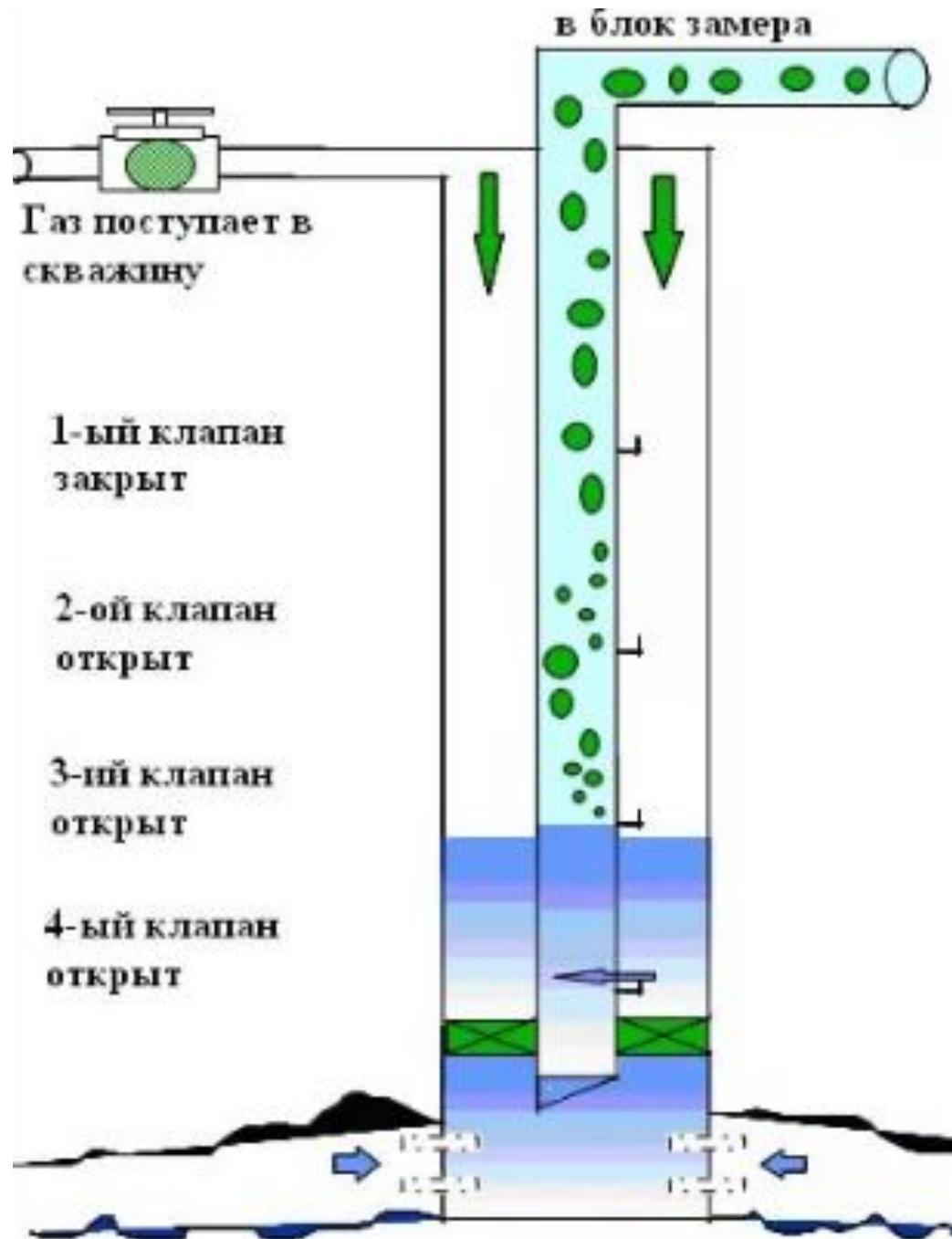
**Газлифтная добыча** – способ подъема жидкости из скважины за счёт энергии газа, находящегося под избыточным давлением.

**Рабочий агент** – сжатый компрессором попутный газ (компрессорный газ) или воздух (эрлифт), а так же природный газ под естественным давлением (бескомпрессорный газлифт). Может использоваться газ из продуктивного пласта, вскрытого той же скважиной (внутрискважинный бескомпрессорный газлифт).

**Сущность газлифта** – газирование жидкости. При этом плотность ГЖС с ростом газосодержания уменьшается, забойное давление скважины снижается. Приток продукции зависит от расхода газа.



## Газлифтная эксплуатация скважин



Комплекс газлифтного оборудования включает

Наземное

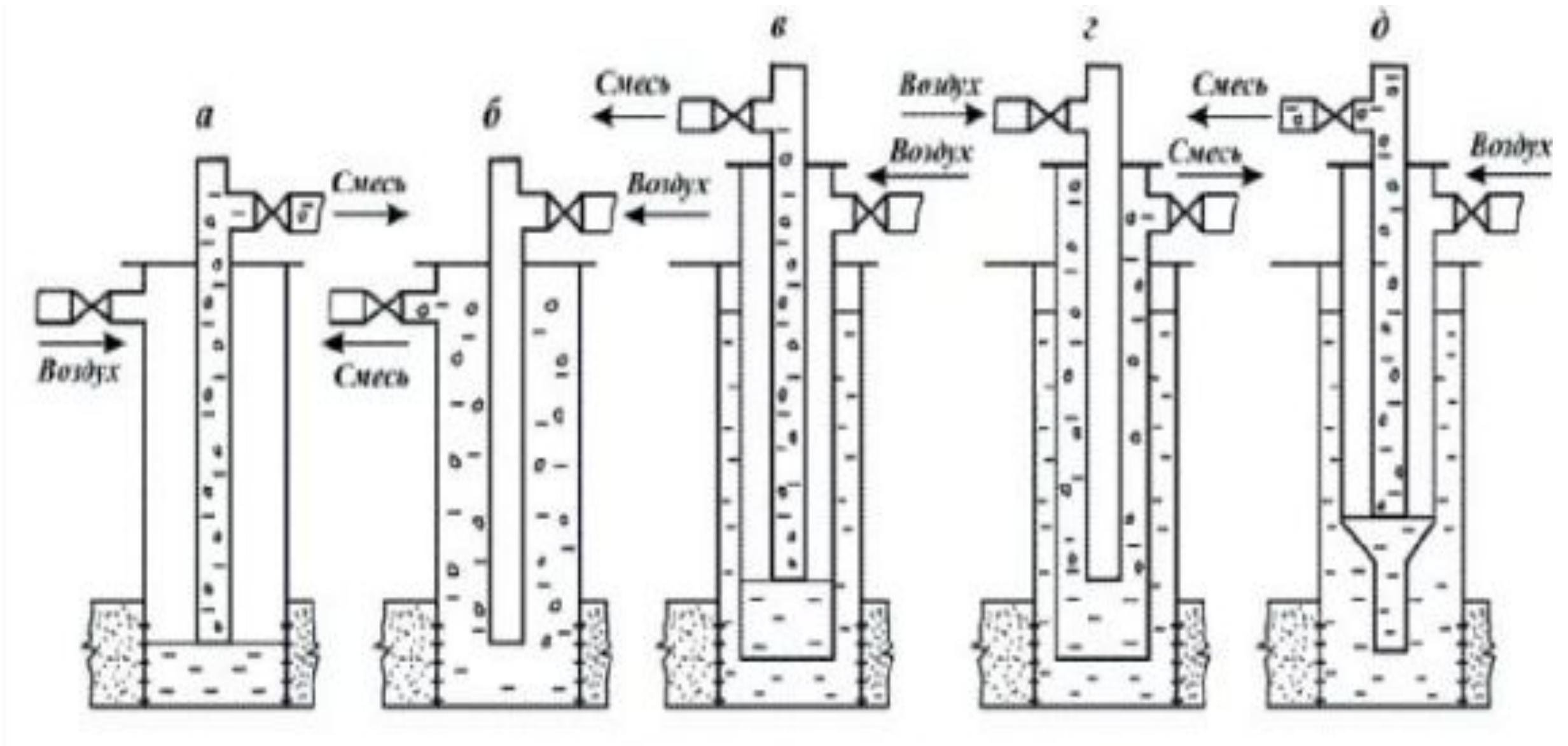
- Источник рабочего агента;
- Система трубопроводов;
- Газораспределительные батареи и устройствами регулирования расхода.

Скважинное

- НКТ
- Пакер (в зависимости от схемы закачки)
- Пусковые и рабочие клапана



# Газлифтная эксплуатация скважин





Эксплуатация скважин штанговыми глубинными насосами

-ШГН (ШСНУ)

Эксплуатация скважин бесштанговыми насосами

-УЭЦН (Установка Электроцентробежного Насоса)

-УСНП (Установка Струйного Насоса с Погружным приводом)

-УЭВН (Установка Электровинтовых Насосов с Погружным приводом)

-УЭДН (Установка Элетродифрагменного насоса)

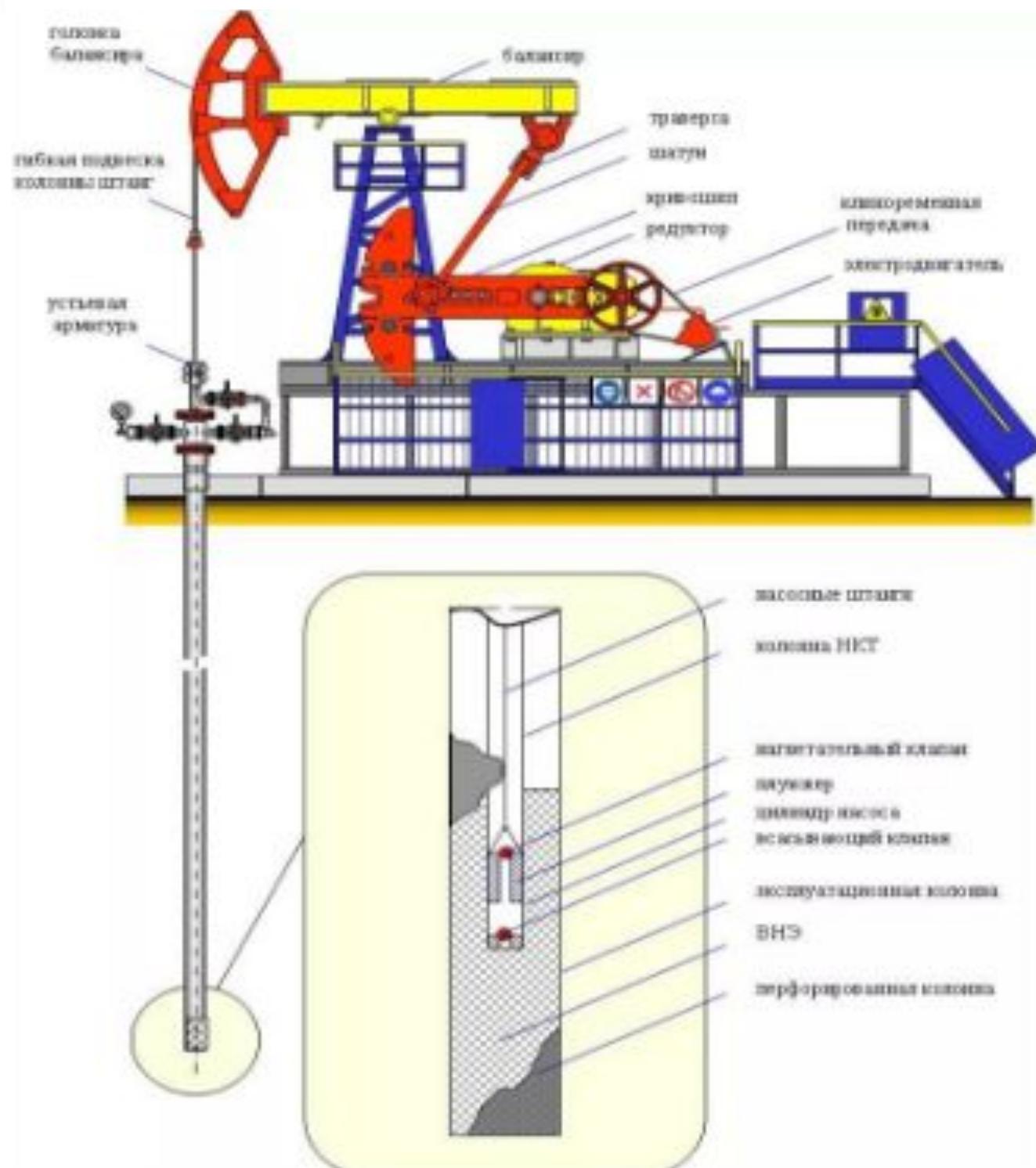
-УГСН (Установка Гидроструйного Насоса)

-УСВН (Устанвока Скважинных Вибрационных насоса)

-УГПН (Установка Гидравлического Поршневого насоса)

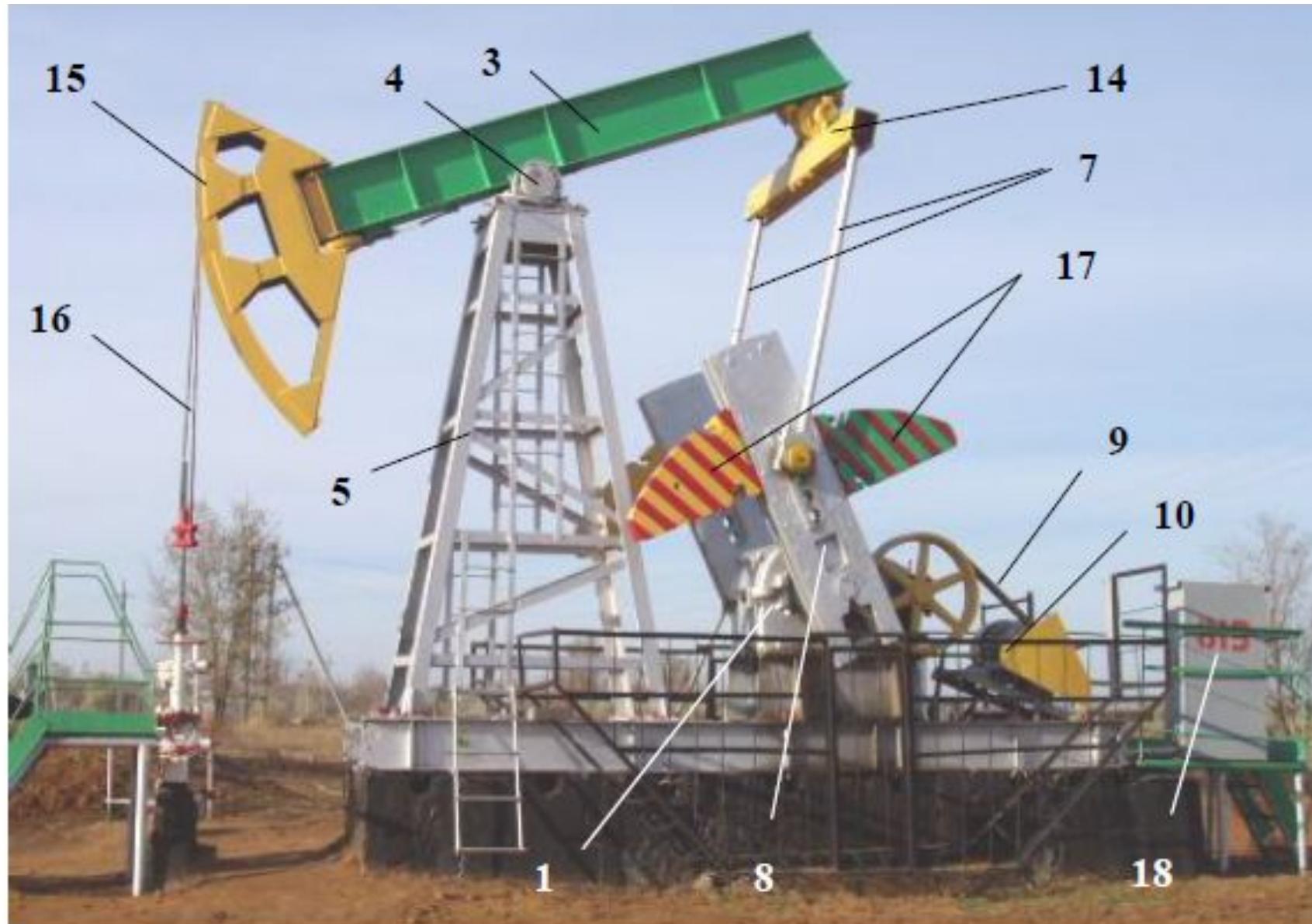


# Эксплуатация скважин штанговыми глубинными насосами





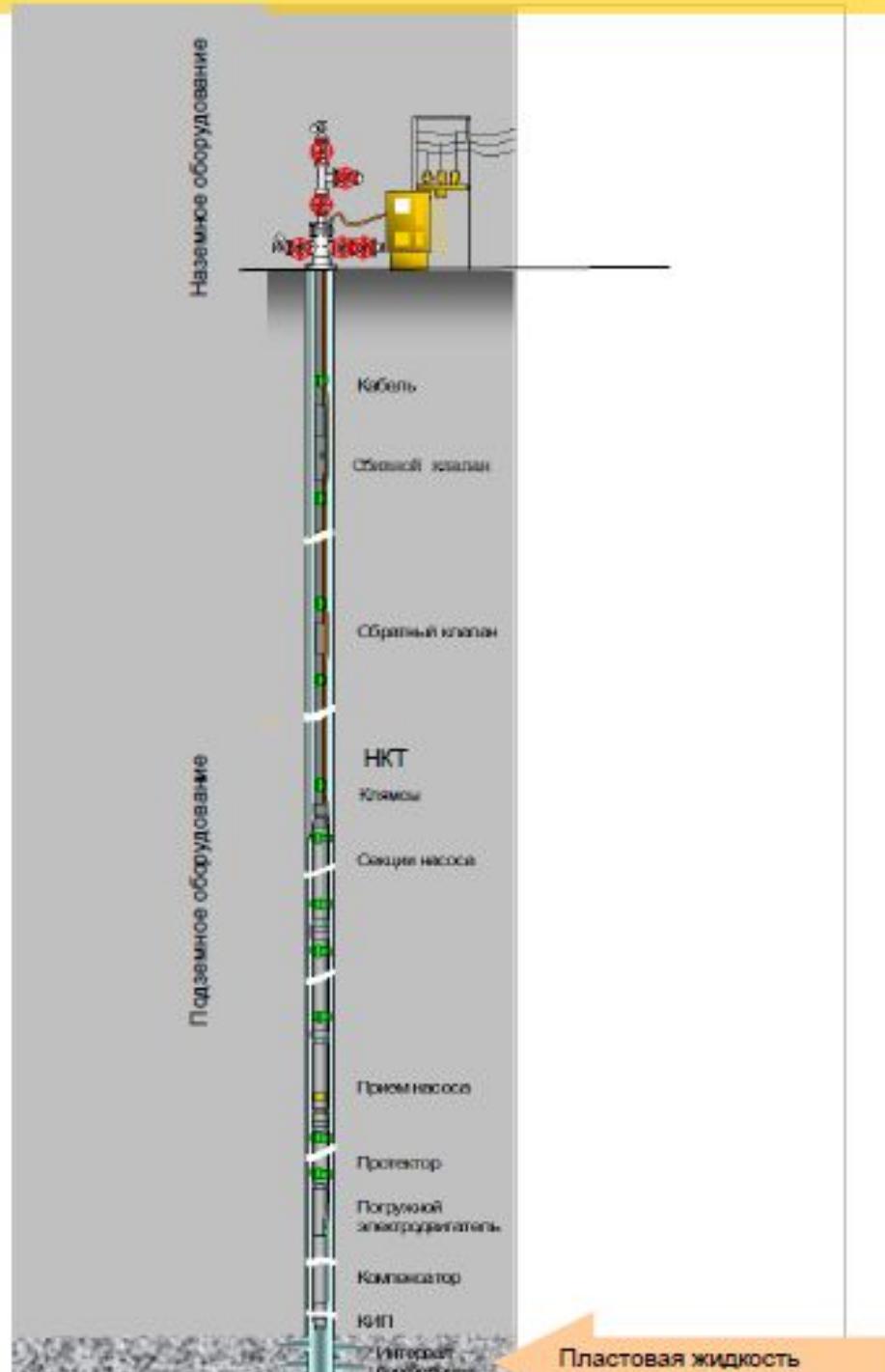
## Эксплуатация скважин штанговыми глубинными насосами



Крутящий момент от электродвигателя 10 через клиноремённую передачу 9 передаётся на ведущий вал редуктора 1, а затем и на ведомый вал. На ведомом валу укрепляется кривошип 8 с противовесами 17. Кривошип с помощью шатунов 7 и траверсы 14 связан с балансиром 3, качающимся на опоре 4, укреплённой на стойке 5. Балансир снабжён откидной головкой 15, на которой монтируется канатная подвеска 16. Управление электрооборудованием станка-качалки осуществляется с помощью станции управления 18.



## СОСТАВ УЭЦН



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

В наземное оборудование входит: фонтанная арматура, оборудованная кабельным вводом, сборные манифольды, замерная установка, а также наземное электрооборудование, включающее в себя станцию управления, трансформатор, клеммную коробку, кабельные линии.

Наземное электрооборудование служит для электроснабжения, управления и защиты электронасосов

Фонтанная арматура позволяет контролировать, регулировать и направлять поток скважинной жидкости через манифольды в замерную установку, где производится определение объема добываемой продукции.

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

Колонна насосно-компрессорных труб обеспечивает подъем скважинной жидкости на поверхность

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

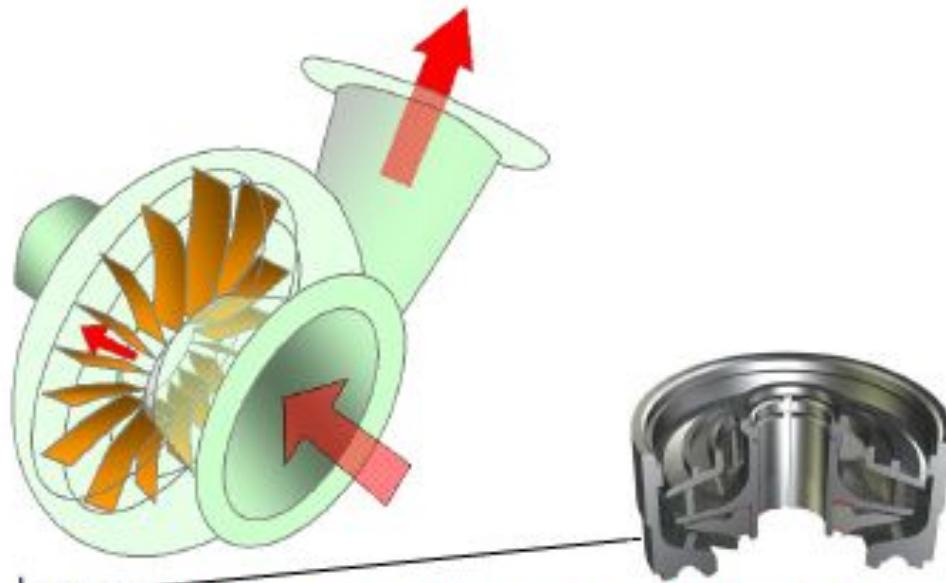
В состав погружного электродвигателя входит ПЭД и гидрозащита, состоящая из протектора и компенсатора. Электроэнергия с поверхности передается через бронированный трехжильный кабель, который крепится к телу труб при помощи поясов.

Скважинные КИП представляют собой датчики температуры и давления, которые генерируют сигналы, передаваемые по силовому кабелю на установленное на поверхности считывающее устройство



## Центробежный насос

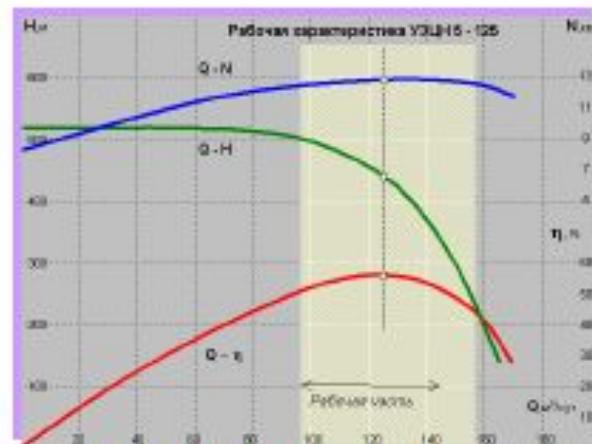
**Центробежный насос – динамический насос, в котором движение жидкости происходит за счет центробежной силы.**



В условиях скважины радиус рабочего колеса ограничен, частота вращения 3000 об/мин. Поэтому для определенной подачи применяются рабочие колеса определенной геометрии



Установленные последовательно ступени насоса позволяют достичь необходимого напора



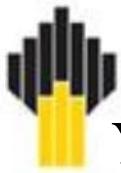
Максимальный КПД достигается в узкой зоне, так называемой рабочей зоне

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

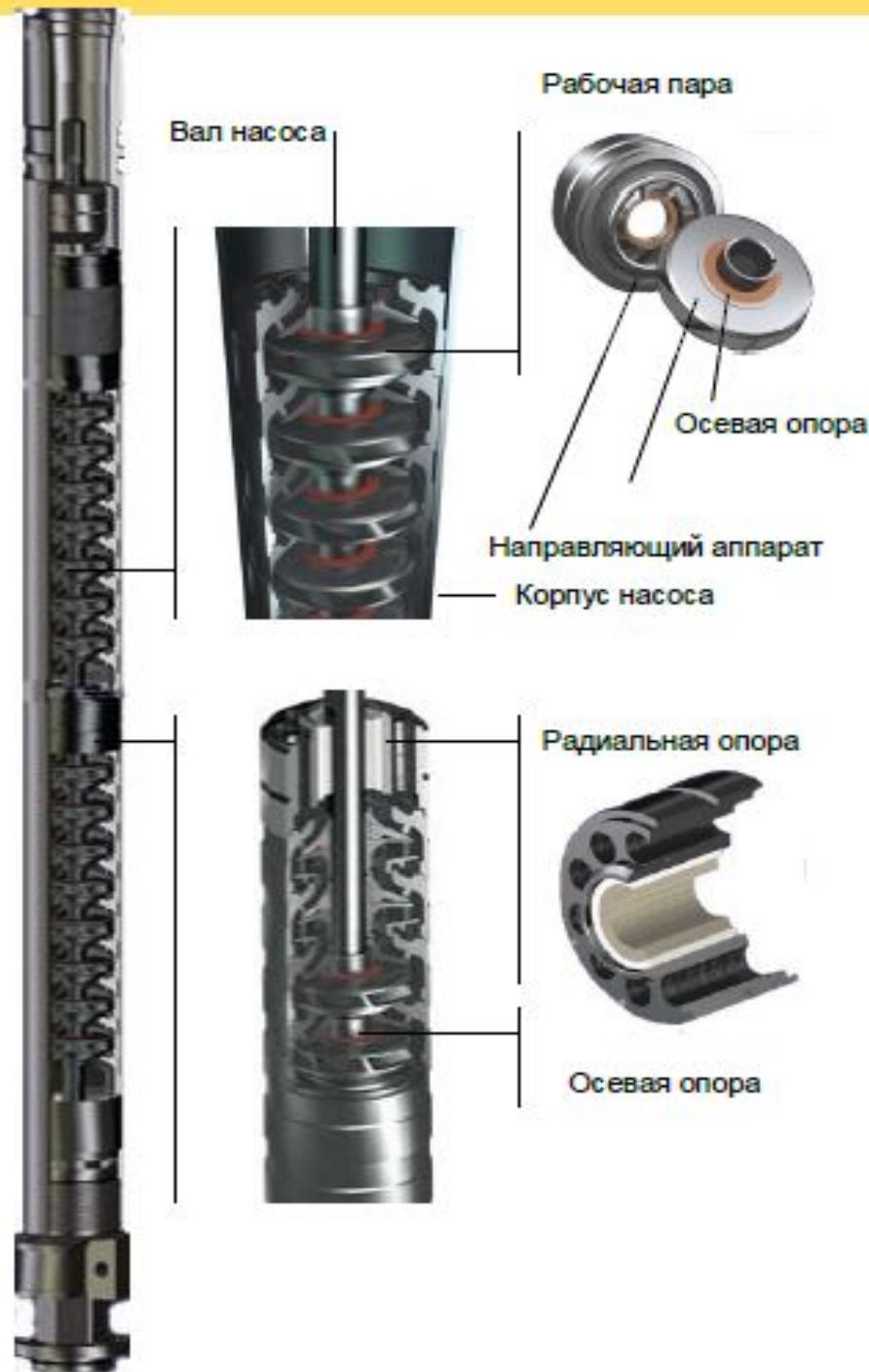
Крыльчатка, установленная на валу в корпусе и приводящаяся во вращение электрическим двигателем разгоняет жидкость по спирали, что обеспечивает подачу насоса. **Подача насоса** зависит от частоты вращения, радиуса крыльчатки, количества лопастей и их формы и наклона, т.е. от ее **геометрических параметров**. Это вторая особенность центробежного насоса. Под действием центробежной силы жидкость выходит через выходной патрубок. Патрубок имеет расширяющуюся форму; скорость потока в нем падает, и часть кинетической энергии жидкости, приобретенной в рабочем колесе насоса, преобразуется в потенциальную энергию давления (**напора**). Устанавливая последовательно ряд аппаратов можно достичь необходимого напора.

При заданной частоте вращения центробежный насос, показанный на рисунке, 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 третье отличительное свойство центробежного насоса.

Четвертая 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.



## Погружной центробежный насос



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 м<sup>3</sup> в сутки, напор – до 3000м

*Пример условного обозначения установки: УЭЦНМ5-125-1200*

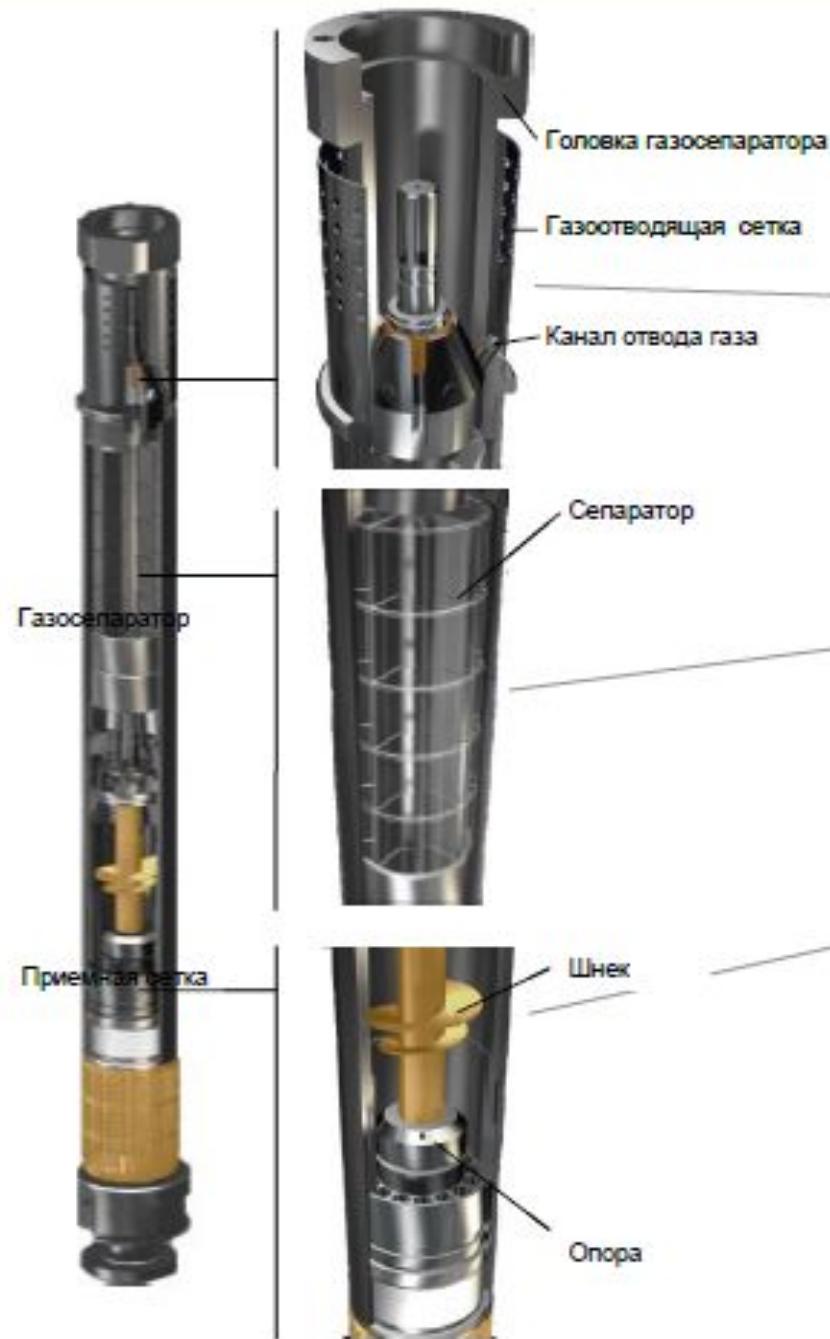
*где У - установка; Э - привод от погружного электродвигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - габарит насоса; 125 - подача, м<sup>3</sup>/сут; 1200 - напор, м;*

*Для установок коррозионностойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».*

Вращательное движение от двигателя через вал и установленные на него рабочие колеса разгоняет жидкость. Кинетическая энергия потока в направляющем аппарате преобразуется в потенциальную энергию напора. Каждая рабочая пара (ступень) развивает около 5 метров напора. Набор последовательно установленных ступеней позволяет нам развить необходимый напор.

Осевая и радиальная нагрузка распределяются на осевые и радиальные опоры. Радиальные опоры установлены в верхней, средней и нижней части корпуса насоса. Осевые опоры представляют собой текстолитовые подшипники скольжения и установлены на рабочих колесах

## Приемный модуль и газосепаратор



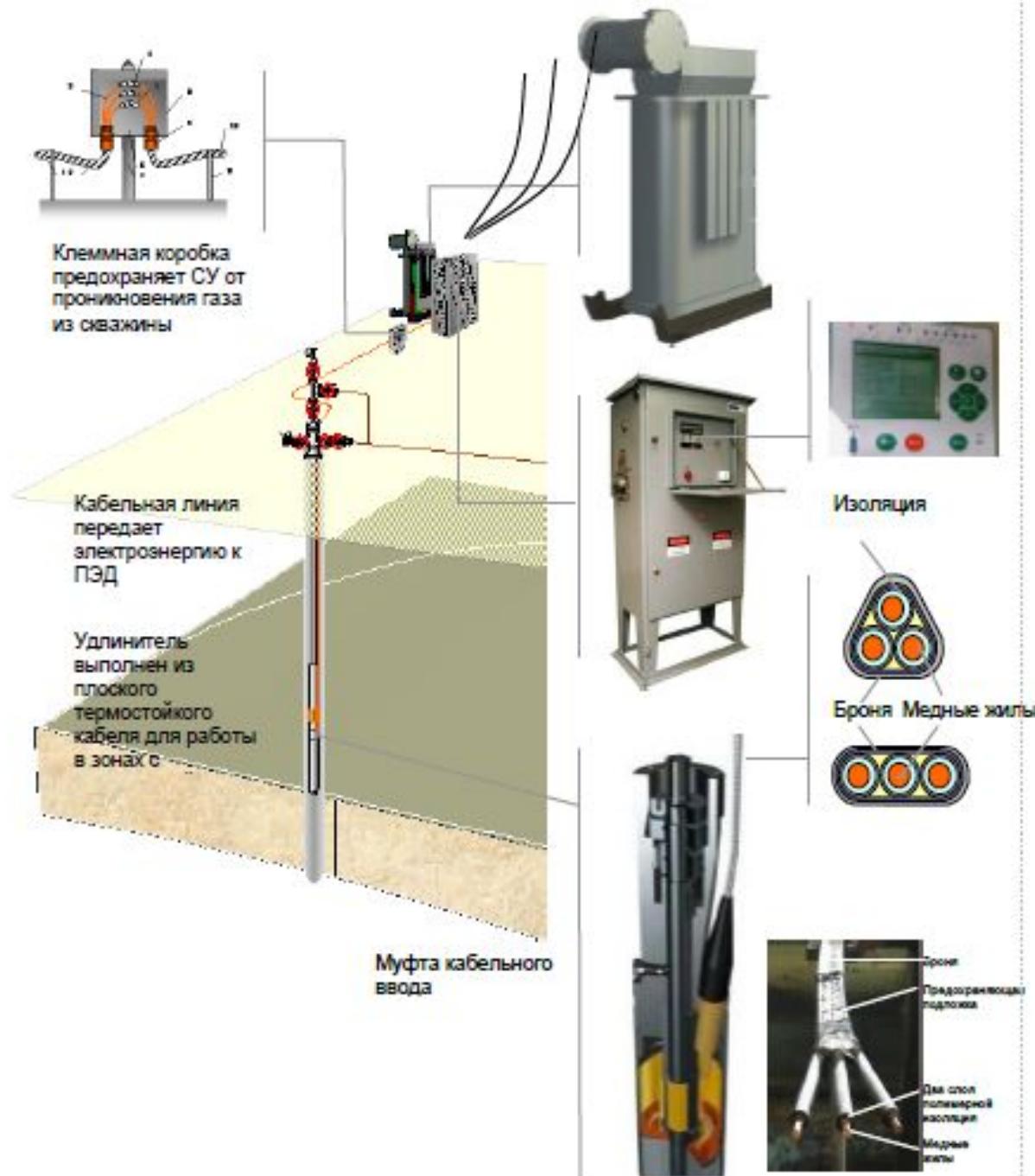
Пластовая жидкость через приемный модуль попадает в насос. Свободный газ до 25 -27% существенного влияния на работу насоса не оказывает. Однако при больших значениях необходимо устанавливать газосепаратор или газодиспергатор, который разбивает пузыри, делая их более мелкими.

Жидкость продолжает движение на рабочие аппараты насоса, а газ удаляется в затрубное пространство

Газожидкостная смесь попадает в камеру вращающихся сепараторов. Здесь под действием центробежных сил жидкость отделяется от газа. Жидкость, как более тяжелая, движется по внешней стороне сепаратора, а газ собирается и движется внутри пазов сепаратора.

Через сетку приемного модуля скважинная жидкость поступает в на ступени насоса, при повышенном газовом факторе приемный модуль совмещается с газосепаратором, в котором шнек придает флюиду центробежную силу

## Система энергообеспечения УЭЦН

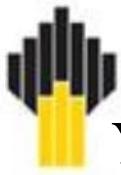


Для обеспечения электроэнергией погружного электродвигателя, приводящего в действие насос, применяется система энергообеспечения, которая включает в себя: трансформатор, станцию управления, кабельную линию, муфта кабельного ввода

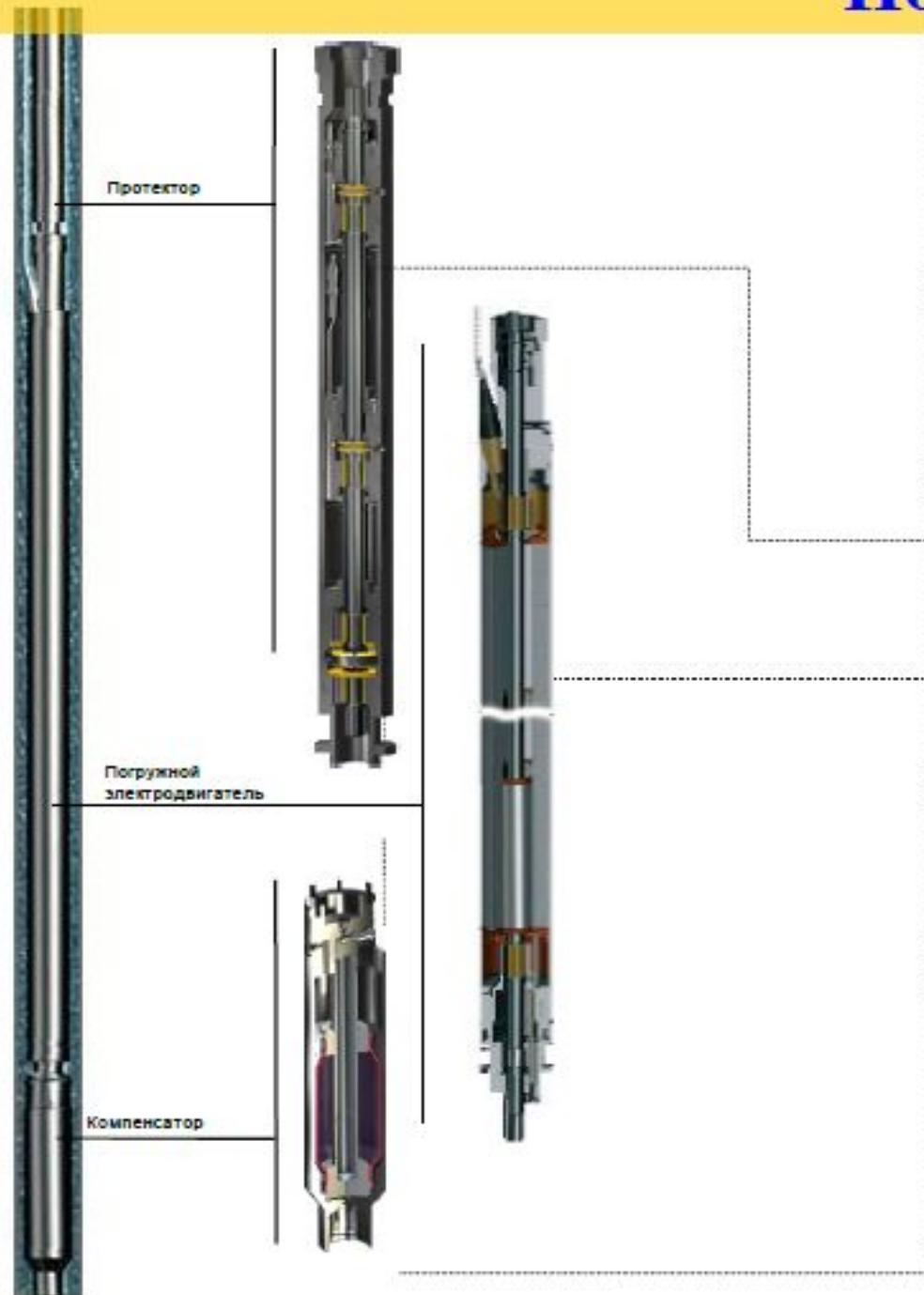
Трансформатор служит для повышения напряжения до величины рабочего напряжения ПЭД с учётом потерь в кабеле. Станция управления предназначена для пуска и остановки насоса, контроля за работой установки, а также для защиты от аварийных режимов.

Для предотвращения прохода газа по кабелю в помещение станции управления в состав установки входит специальная соединительная вентиляционная (клеммная) коробка. Газ, проникший по кабелю, выходит наружу через трубку отвода газа.

Для подачи переменного тока к погружному электродвигателю служит кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля (круглого или плоского) и плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. Соединение основного кабеля с кабелем-удлинителем обеспечивается неразъёмной соединительной сработкой. Для крепления кабеля к телу трубы применяются крепежные пояса (клямсы)



## Погружной электродвигатель

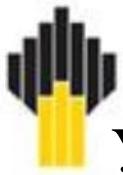


Погружные асинхронные двигатели (ПЭД) в зависимости от мощности изготавливаются одно- и двухсекционными. Для различных типоразмеров питание электродвигателя осуществляется напряжением от 380 до 2300 В. Рабочая частота переменного тока составляет 50 Гц. При использовании регулятора частоты допускается работа двигателя при частоте тока от 40 до 60 Гц. В состав погружного электродвигателя (ПЭД) входят: двигатель и гидрозащита, состоящая из протектора и компенсатора

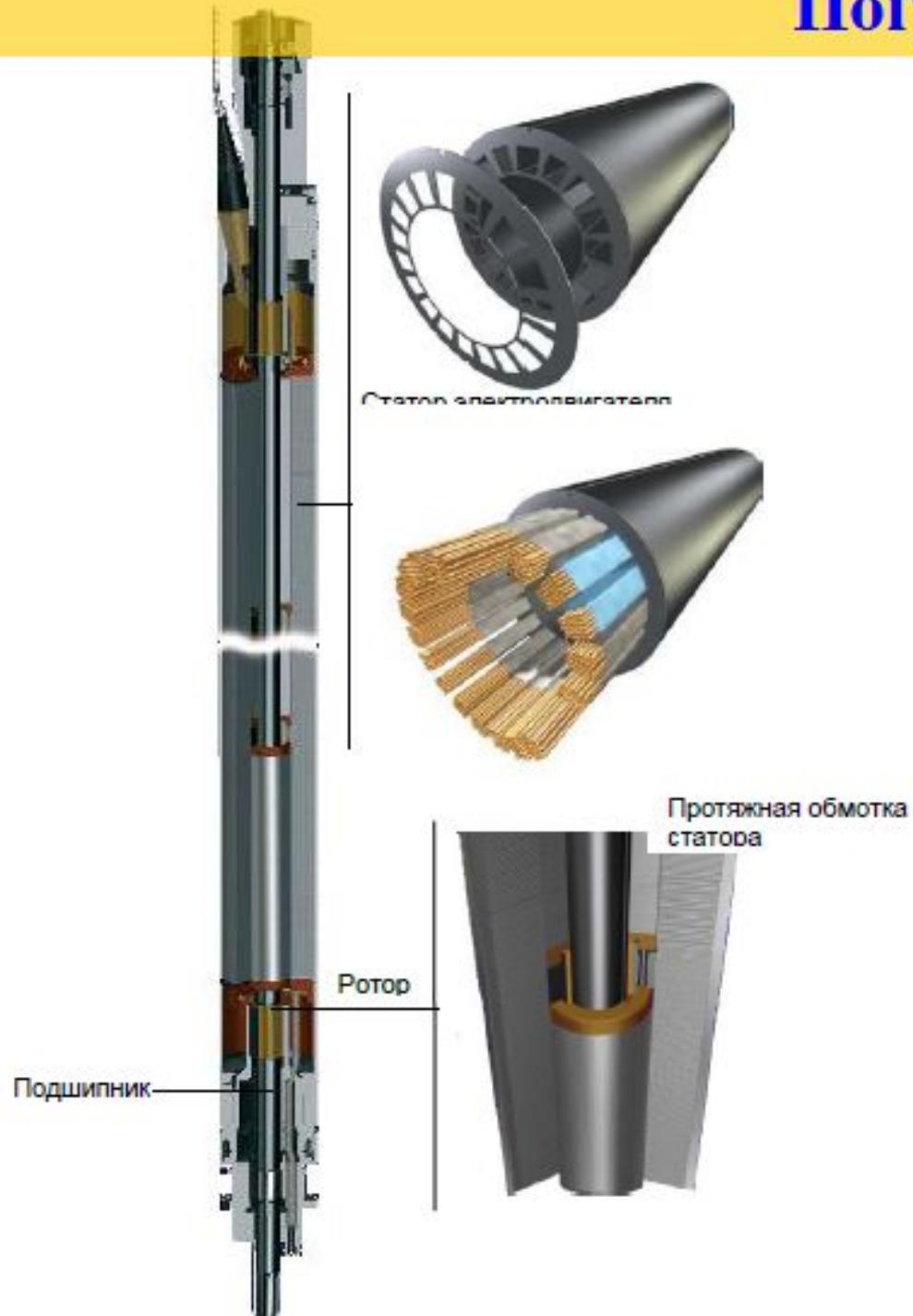
**Протектор** предназначен для защиты от попадания пластовой жидкости в маслonaполненный электродвигатель и предотвращает утечки масла при передаче вращения от электродвигателя к насосу

**Погружной электродвигатель (ПЭД)** – трёхфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором, маслoзаполненный и герметичный. Электроэнергия на двигатель подается через специальный бронированный кабель

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



## Погружной электродвигатель ПЭД



Работа асинхронного электродвигателя основана на том, что при подаче переменного трехфазного тока на протяжную обмотку статора возникает магнитное поле, под воздействием которого, ротор начинает вращаться вокруг своей оси.

Статор выполнен из трубы, в которую запрессован магнитопровод, изготовленный из листовой электротехнической стали. Статор магнитомягкий по всей длине. В пазы статора уложена трехфазная протяжная обмотка из специального обмоточного провода. Фазы обмотки соединены в звезду.

Внутри статора размещается ротор, представляющий из себя набор пакетов, разделенных между собой промежуточными подшипниками и последовательно надетыми на вал. Вал ротора выполнен пустотелым для обеспечения циркуляции масла. Пакеты ротора набраны из листовой электротехнической стали. В пазы пакетов вставлены медные стержни, сваренные по торцам с короткозамкнутыми медными кольцами.

## Гидрозащита электродвигателя



Применение электродвигателя в скважине возможно при обеспечении герметичности маслонаполненного электродвигателя. Для предохранения от попадания во внутреннюю полость ПЭД пластовой жидкости служит гидрозащита. Гидрозащита состоит из компенсатора и протектора

**Протектор** устанавливается над двигателем и служит для обеспечения герметичности электродвигателя при передаче вращательного движения от двигателя к насосу.

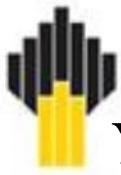
Верхнее торцевое уплотнение предназначено для герметизации внутреннего пространства электродвигателя.

Нижний конец вала соединяется с валом электродвигателя, верхний конец - с валом насоса при монтаже на скважине.

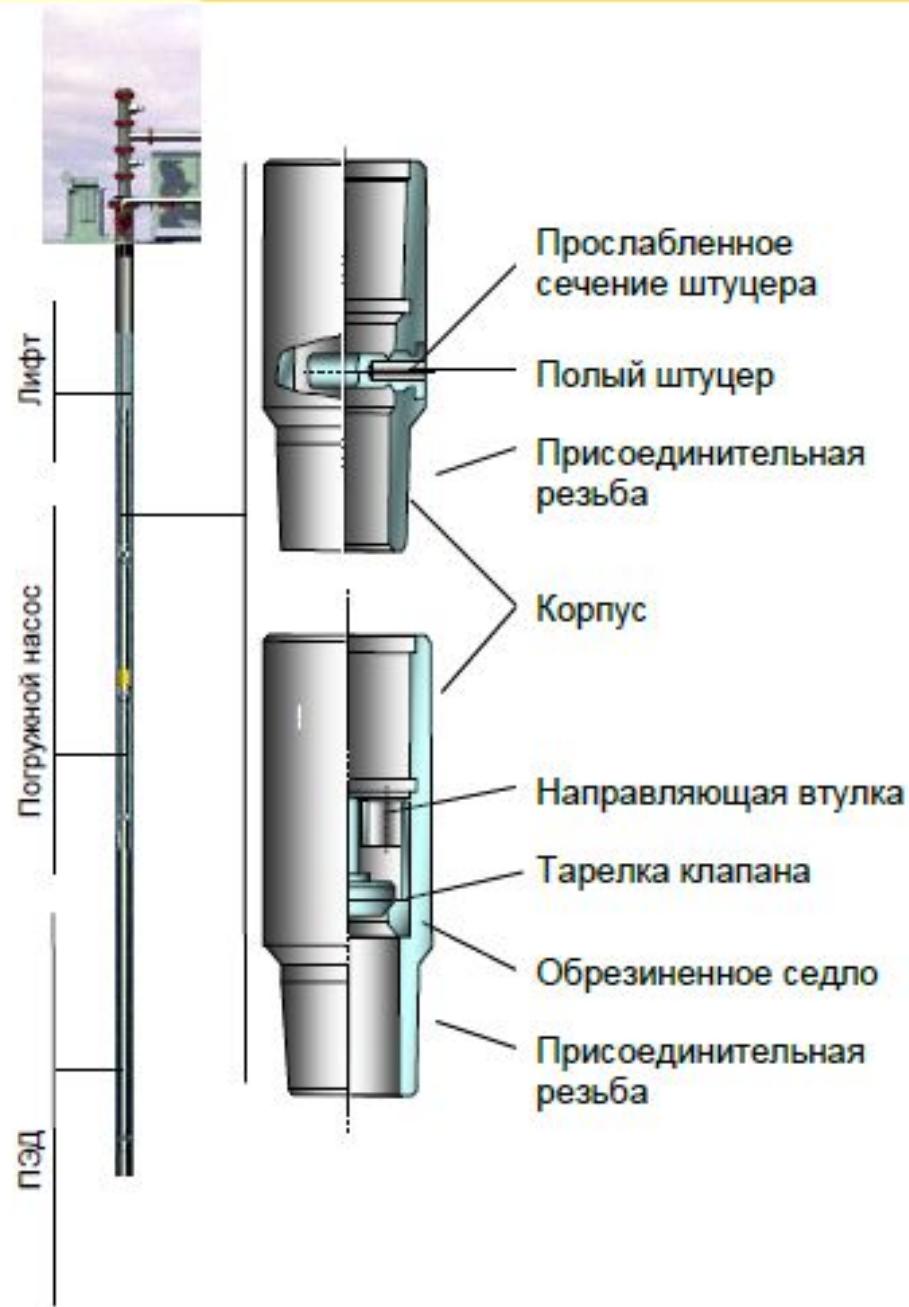
В протекторе расположен узел пяты, который воспринимает осевые нагрузки, действующие на вал при работе насоса. Он расположен в нижней части протектора, что исключает работу без масла и его перегрев

**Компенсатор** обеспечивает передачу и уравнивание давления пластовой жидкости в зоне подвески двигателя с давлением масла в двигателе, а также изменением своего объема компенсирует тепловые изменения объема масла в двигателе в процессе его работы

Внутренняя полость диафрагмы сообщается с внутренней полостью электродвигателя и заполняется маслом при монтаже двигателя. Это масло служит запасом для компенсации его естественного расхода через нижнее торцевое уплотнение, герметизирующее вращающийся вал.



## Обратный и сливной клапаны



Спускной (сбивной, сливной) клапан предназначен для слива жидкости из лифта (колонны насосно-компрессорных труб) при подъеме насоса из скважины.

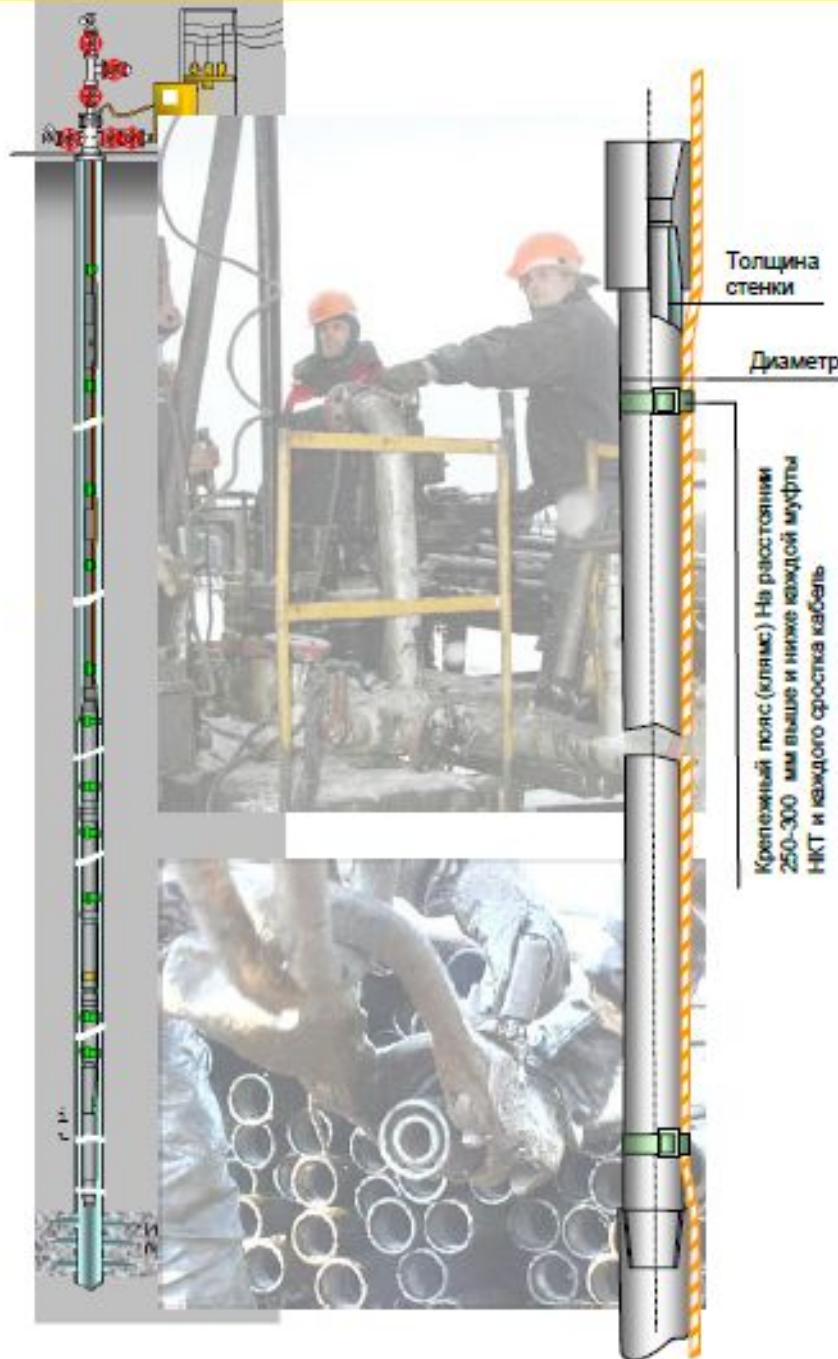
В корпус спускного клапана ввернут штуцер. Перед подъемом насоса из скважины конец штуцера сбивается (обламывается) специальным инструментом (например, ломом, сбрасываемым в НКТ), и жидкость из колонны НКТ вытекает через отверстие в штуцере в затрубное пространство

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения рабочих колес насоса под воздействием выравнивания столба жидкости в НКТ и затрубном пространстве при остановках насоса и облегчения повторного запуска насоса

Под воздействием потока перекачиваемой жидкости тарелка поднимается, открывая клапан. При остановке насоса тарелка опускается на седло под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе, т.е. клапан закрывается



## Насосно-компрессорные трубы



Для обеспечения подъема пластовой жидкости и газа на поверхность при эксплуатации скважин УЭЦН применяются насосно-компрессорные трубы. Как правило, на промыслах России используются трубы диаметром 60, 73, 89 мм (соответственно 2", 2,5" и 3"). Трубы последовательно соединяются на резьбе, составляя колонну НКТ (лифт).

Условное обозначение труб включает: тип трубы (кроме гладких труб), условный диаметр трубы, толщину стенки, группу прочности, например: **НКТ 73 – 5.5 Д**

Для крепления кабельной линии при спуске УЭЦН в скважину применяют пояса крепления, а в скважинах с осложненной траекторией спуска (высокая степень искривленности ствола скважины) для защиты кабеля от повреждений применяют протекторы.

На скважину завозится НКТ необходимой проектной длины. В качестве запаса предусматривается 5% от общей длины труб. Длина одной НКТ примерно 9 метров.