

**ПАКЕРЫ И ЯКОРИ**

Пакеры предназначены для уплотнения кольцевого пространства и разобщения отдельных горизонтов нефтяных и газовых скважин. Они работают в условиях воздействия высоких перепадов давлений (от 7 до 70 МПа), больших механических нагрузок (десятки кН) и в различных термических (от 40 до 100<sup>0</sup>С, а при тепловом воздействии на пласт до 400<sup>0</sup>С) и коррозионных средах. Поэтому конструкции пакеров должны обеспечивать эффективную и надежную работу в условиях эксплуатации.

# Пакеры применяются:

- при освоении скважины для облегчения и ускорения очистки забоя путем продувки и промывки через фонтанные трубы;
- при всех технологических процессах на скважине и при ее эксплуатации для защиты обсадной колонны от химической коррозии и действия чрезмерно высокого давления жидкости и газа;
- при необходимости центровки колонны насосно-компрессорных труб и передачи части веса труб на обсадную колонну при подземных ремонтах скважин.
- Совершенно необходим пакер в скважине, одновременно-раздельно эксплуатирующей два продуктивных горизонта.

# Функциональное назначение пакера и его элементов

- разобшение ствола скважины;
- восприятие осевых усилий;
- управление элементами пакера при его спуске в скважину и при установке или съеме пакера;
- выполнение некоторых технологических функций, например, у пакеров-отсекателей.

Все это обуславливает структурную схему пакера, которая включает следующие составные части:

- уплотняющие элементы,
- опору пакера,
- систему управления пакером,
- технологические устройства

# Классификация

В основу классификации положено два вида признаков.

- первый из них раскрывает конструктивные особенности, принцип действия пакеров, показывает их потенциальные возможности,
- второй признак характеризует внешние особенности, общие для многих пакеров (таблица 1).

По конструктивным схемам пакеры разделены на следующие типы:

- СВ - пакеры, в которых сжатие уплотнительных элементов происходит под действием внешних сил;
- СУ - пакеры сжатия, работающие под действием упругих сил;
- НД - надувные пакеры.

К типу СВ отнесены пакеры, герметизация кольцевого зазора которых осуществляется вследствие осевого сжатия уплотнительного элемента, представляющего собой набор втулок Элемент (см. рисунок 1, а), выполненный из резины, иногда с армировкой тканевым или металлическим кордом, рассчитан на работу при температуре до 100 °С. Элемент (см. рисунок 1, б) изготовлен из прорезиненного или прографиченного асбеста и предназначен для работы в среде с температурой до 300 – 400 °С.

Отличительной особенностью пакеров СУ является то, что диаметр их уплотнительного элемента в свободном состоянии не превышает диаметр перекрываемой скважины. Прижатие к трубам происходит после смещения предохранительного кожуха (при закрытом варианте спуска).

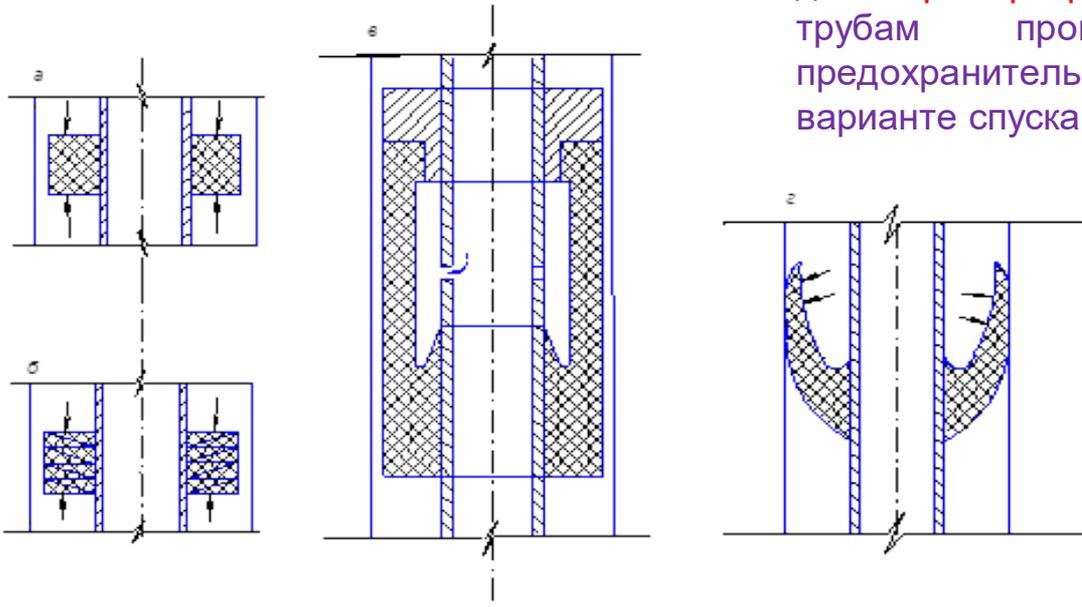
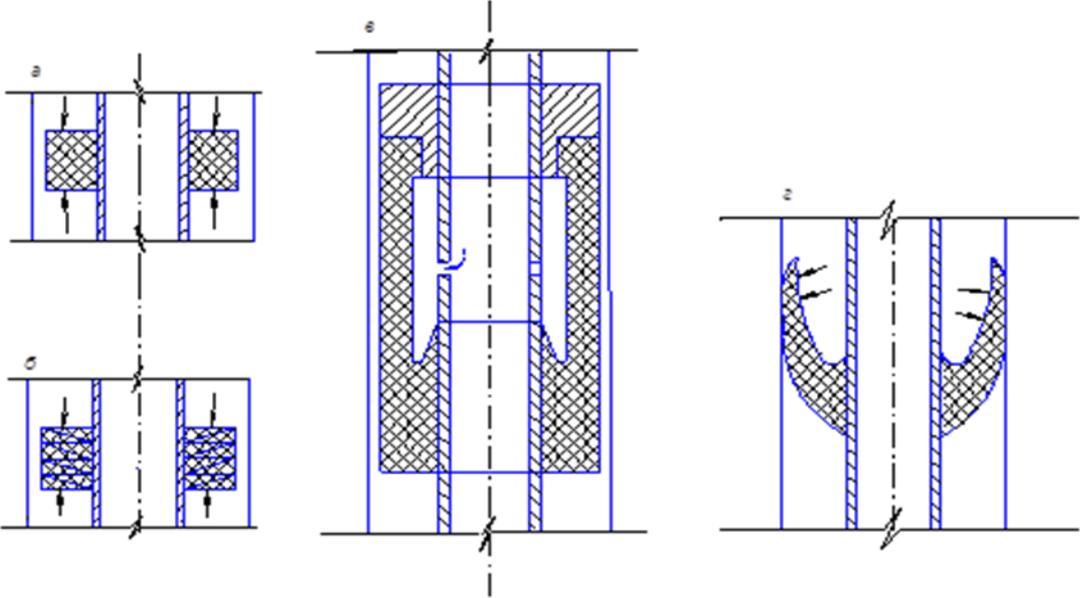


Рисунок 1 - Схемы уплотняющих элементов пакеров

К надувным пакерам **НД** отнесены те, герметизирующий элемент которых представляет собой оболочку, закрепленную на корпусе или выполненную заодно с ним и прижимаемую к стенкам скважины за счет действия избыточного давления закачиваемой или находящейся в скважине жидкости, а также давления газов, образующихся при взрыве заряда взрывчатых веществ.



В зависимости от того, из какого материала изготовлен уплотнительный элемент, каждый тип пакера разделен на классы:

- Р - резиновые;
- М - металлические;
- Ф - фторопластовые.

При классификации учтены следующие внешние признаки:

**способ спуска в скважину:**

Т - на трубах;

К - на кабеле (тросе);

**способ снятия с места установки:**

И - извлекаемые,

С - съемные;

Р - разбуриваемые;

**способ создания нагрузки на уплотнительный элемент, который отражается в названии пакера.**

- При этом сначала учитывается способ образования опоры,
- затем способ деформации уплотнительного элемента.

По способу создания нагрузки на уплотнительные элементы пакеры подразделяются на следующие типы:

М – механические пакеры, у которых деформация уплотнительного элемента осуществляется за счет механической нагрузки;

ГМ – гидромеханические пакеры, у которых шлипсовый узел, обеспечивающий опору пакера на стенку скважины, приводится в рабочее положение путем повышения давления жидкости в колонне труб, а деформация уплотнительного элемента происходит под действием механической нагрузки, например, веса труб;

МГ - механико-гидравлические пакеры, у которых шлипсовый узел занимает рабочее положение под действием механической нагрузки, а деформация уплотнительного элемента осуществляется под действием гидравлических сил в трубах;

Г – гидравлические пакеры, характерной особенностью которых является то, что давление жидкости используется для прижатия уплотнительного элемента к стенкам скважины, а иногда и для приведения в рабочее положение упора на стенку скважины;

Х – химические пакеры, у которых прижатие уплотнительного элемента к стенкам скважины осуществляется за счет энергии, выделяющейся в результате химической реакции;

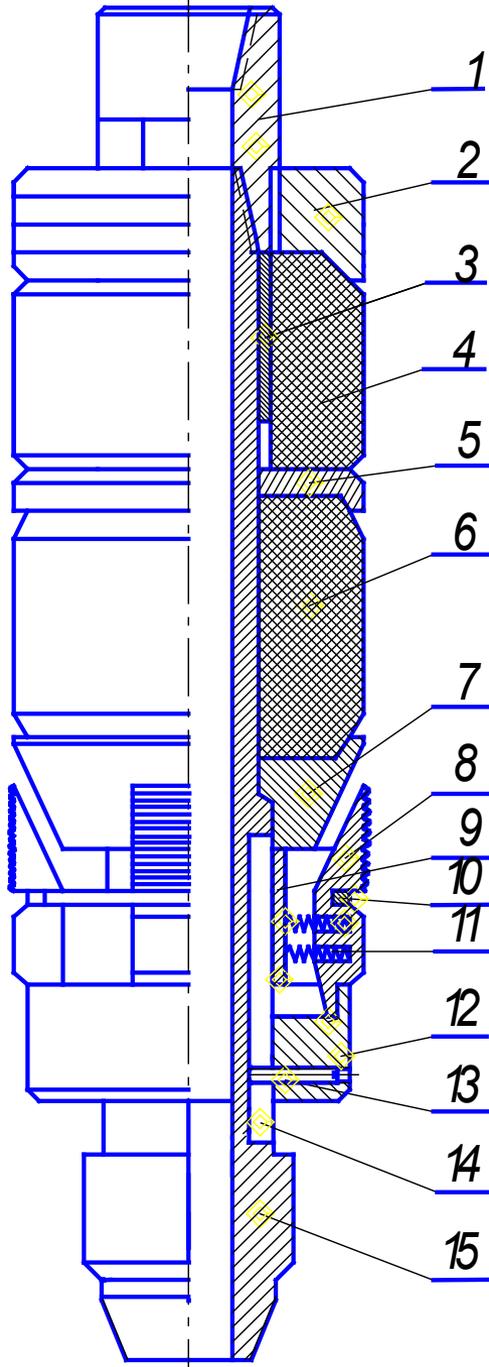
П – пневматические пакеры, у которых уплотнительный элемент к стенкам скважины прижимается в результате использования энергии сжатого воздуха.

***По типу упора пакеры подразделяются на:***

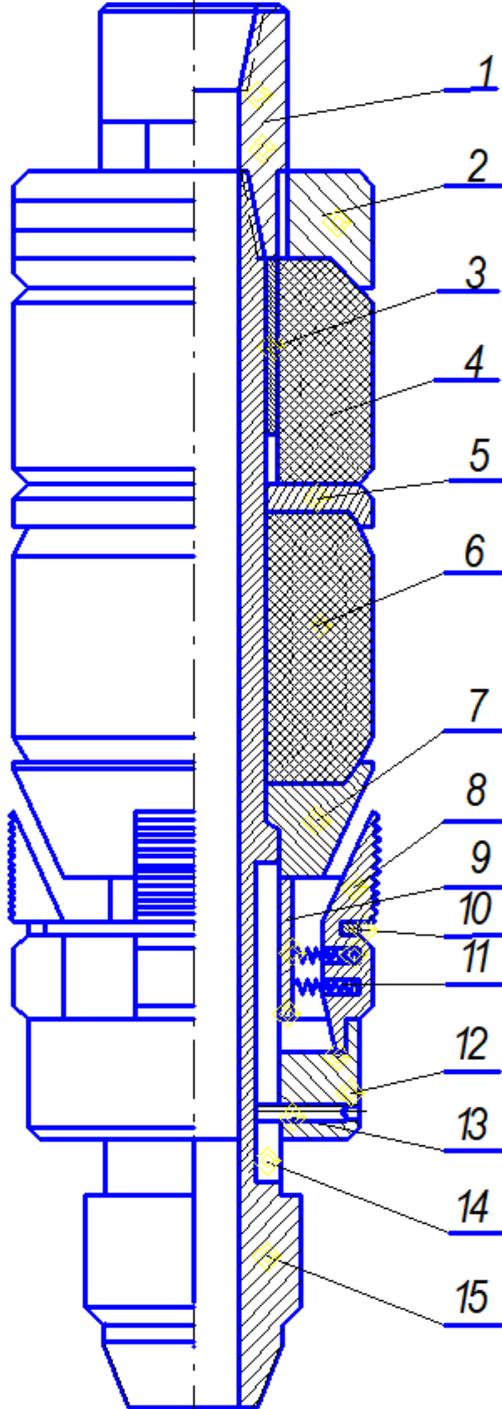
- 1 - пакеры с опорой на забой через хвостовик;
- 2 - пакеры с опорой на стенку скважины посредством шлипсового узла;
- 3 - пакеры без опоры на забой и стенку скважины.

Таким образом, приведенная классификация позволяет судить о принципе действия пакера, его конструктивных и технологических особенностях. Наибольшее применение в промышленности нашли механические пакеры. Они просты в конструкции и имеют высокую надежность в работе.

## Устройство и принцип действия пакера ПВМ-122-500



- 1-головка;
- 2-опорное кольцо;
- 3-ограничительная втулка;
- 4-вспомогательный уплотнительный элемент;
- 5-ограничительное кольцо;
- 6- основной уплотнительный элемент;
- 7- конус;
- Узел фонаря в свою очередь состоит из элементов:
- 8-шлипсы;
- 9-Упорная втулка;
- 10- ограничительный обруч;
- 11-пружины;
- 12-корпус фонаря;
- 13-штифт;
- 14-фигурный паз;
- 15-ствол.

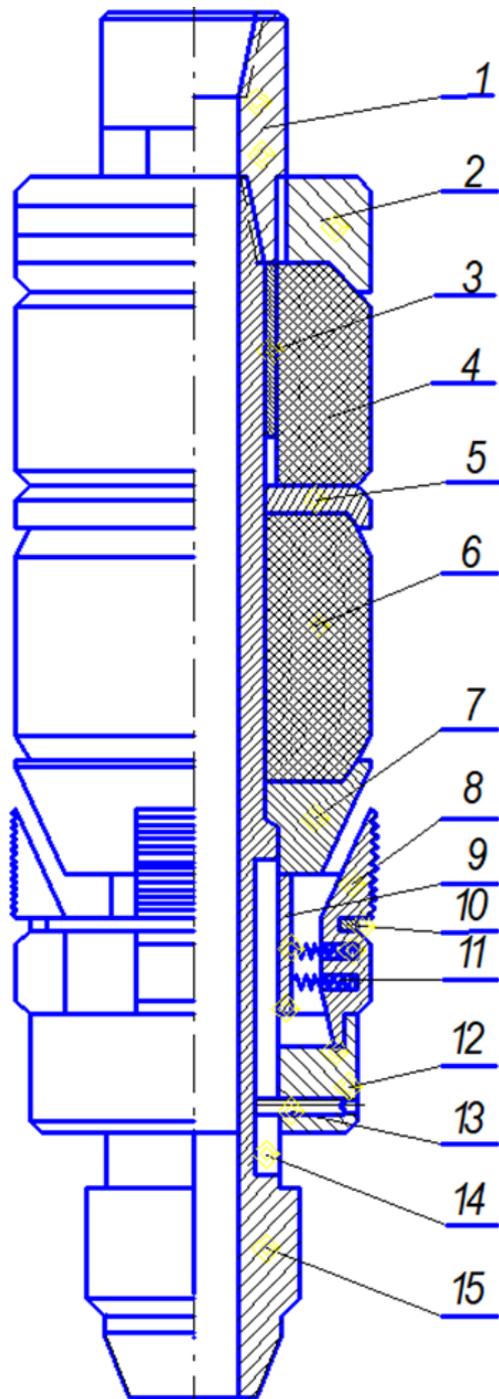


**Головка 1 пакера** предназначена для присоединения пакера с якорем. Она представляет трубу, имеющую в верхней части левую резьбу бурильных труб, служащую для соединения с якорем ЯПГ, в нижней части - муфтовую резьбу насосно-компрессорных труб для соединения со **стволом 15** и наружную метрическую резьбу - для навинчивания **опорного кольца 2**.

Наружная поверхность головки имеет кольцевые риски для извлечения пакера овершотом в случае прихвата его в скважине. Материал для изготовления применяется такой же, как и у бурильных труб.

**Опорное кольцо 2** служит для упора **уплотнительного элемента 4** и обеспечивает ее деформацию при посадке пакера.

**Ствол 15** представляет собой отрезок насосно-компрессорной трубы. На него последовательно надеваются **ограничительная втулка 3**, ограничительный **уплотнительный элемент 4**, **ограничительное кольцо 5**, **резиновый уплотнительный элемент 6**, **конус 7** и **узел фонаря со шлипсами**.



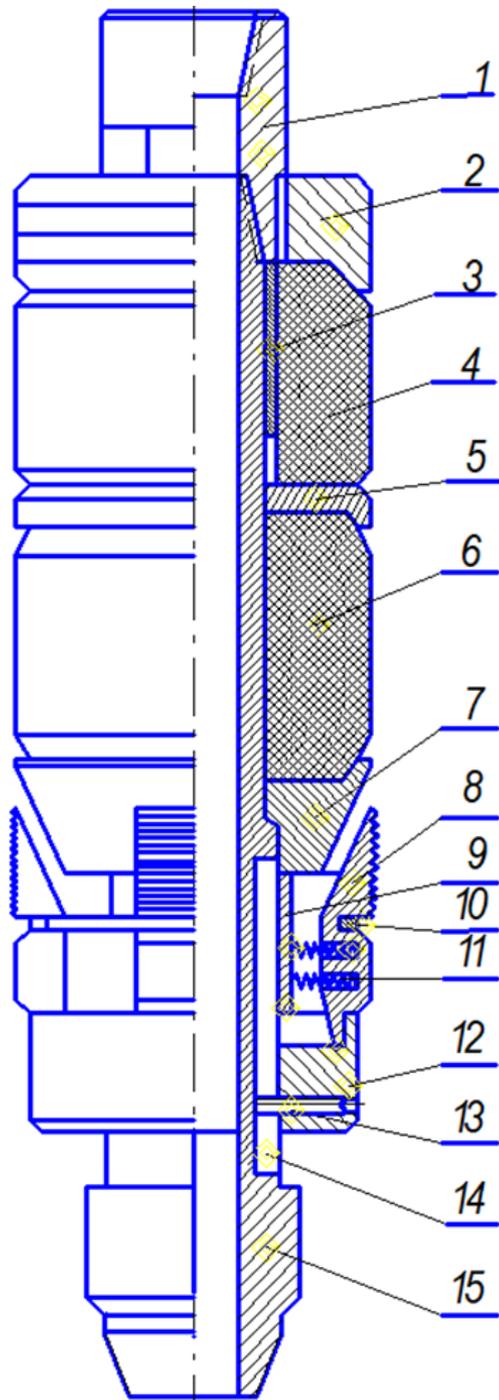
Узел ограничителя предназначен для предотвращения проникновения резины основного уплотняющего элемента в кольцевой зазор между скважиной и опорным кольцом 2 при высоких перепадах давления жидкости.

Между торцами *ограничительной втулки 3* и *ограничительного кольца 5* остается зазор, достаточный для заполнения кольцевого зазора при сжатии уплотнительного элемента и в то же время для предупреждения его заклинивания.

Под действием веса колонны насосно-компрессорных труб **резиновый элемент 6** сжимается между неподвижным *ограничителем 5* и подвижным **конусом 7**.

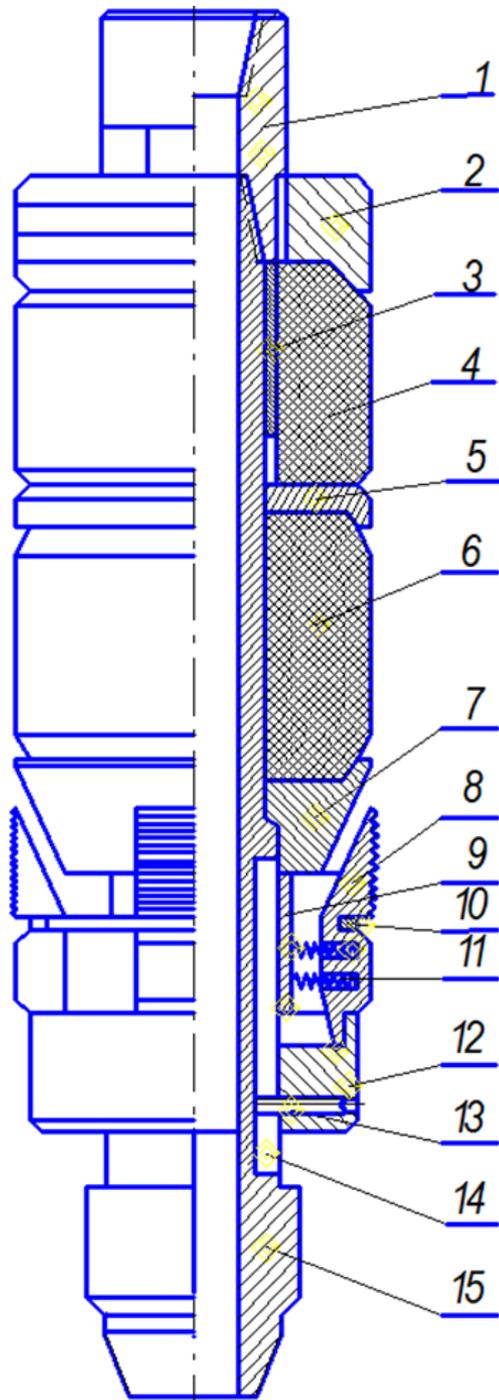
Происходящее при этом увеличение диаметра резинового элемента создает уплотнение кольцевого пространства между обсадной колонной и подъемными трубами.

Диаметр резиновой манжеты при свободном состоянии должен быть меньше внутреннего диаметра обсадной колонны примерно **на 10-20 мм** и не должен быть больше диаметра шаблона.

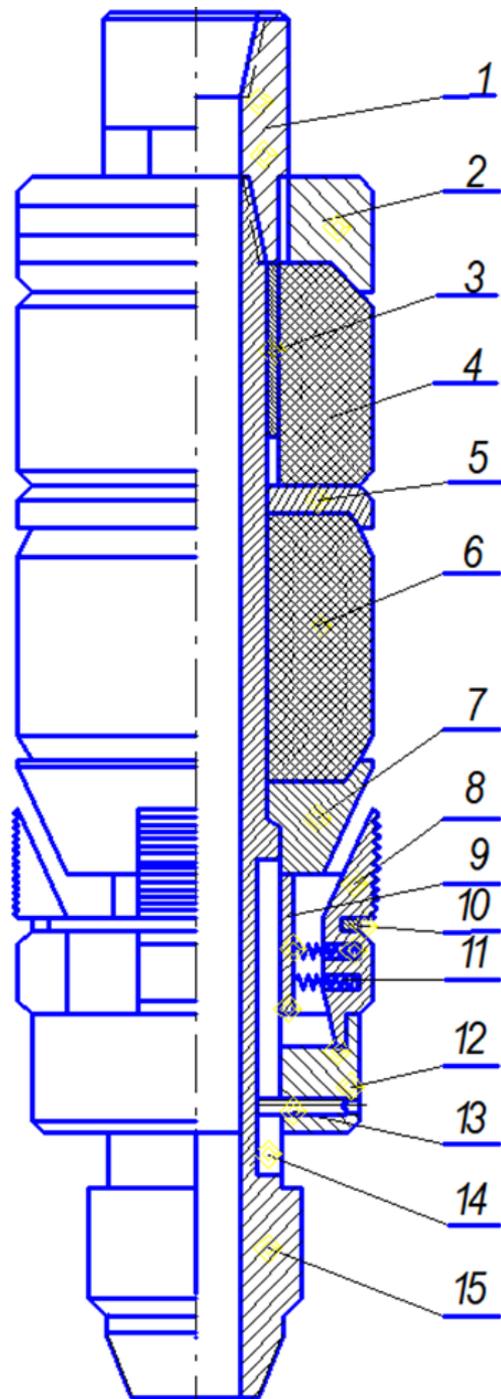


Основной уплотнительный элемент, как и ограничительный, изготавливается из резины марок 4004, 3826-С, которые допускают большую деформацию. Они рассчитаны на работу при температуре до 100 °С, стойкие против разъедания агрессивными веществами, находящимися в скважине.

**Подвижный конус 7** является промежуточным элементом, предназначенным передавать сжимающие усилия **от шлицов 8** на уплотнительные манжеты. Конусная форма этого элемента обеспечивает посадку пакера на определенной глубине ствола скважины при перемещении ствола вниз относительно **неподвижного фонаря**, конус 7 надвигается на неподвижные **шлицы 8**, раздвигает их до соприкосновения с *обсадной колонной*, и заклинивает.



Узел фонаря устроен следующим образом: **в корпусе 12**, представляющем цилиндрическую втулку, под углом  $120^\circ$  расположены глухие отверстия, в которых помещены **цилиндрические пружины 11**. Внизу корпуса размещена **упорная втулка 9**, вверху-ограничительный обруч 10, удерживающие от выпадения **шлипсы 8**. Наружный диаметр фонаря должен быть больше всех остальных деталей. **Штифт 13**, ввернутый в корпус фонаря **12**, при спуске пакера в скважину находится в **фигурных пазах ствола 15** и, связывая ствол со **шлипсами 8**, предотвращает самопроизвольную пакеровку.



Спуск пакера в скважину до требуемой глубины производится на колонне бурильных или насосно-компрессорных труб. При вводе пакера в обсадную колонну, благодаря трению фонарь стремится отстать от общего движения спускаемой колонны, но этому препятствуют штифты, удерживающие фонарь за его корпус. При достижении пакером нужной глубины небольшим подъёмом колонны вверх (0,3 - 0,5 м) и поворотом труб на 1 - 1,5 оборота вправо штифт выводятся из фигурного паза. Фонарь при этом не вращается из-за трения шлицов об обсадную колонну. При дальнейшем спуске колонны труб конус надвигается на штипсы, которые продолжают оставаться с фонарем на месте, раздвигает их. При этом штипсы своими насечками врезаются в стенку обсадной колонны и препятствуют дальнейшему движению конуса вниз. Под действием веса колонны труб резиновый уплотнительный элемент 6 сжимается между неподвижным ограничителем 5 и подвижным конусом 7. Происходит деформация резинового элемента пакера и уплотнение кольцевого пространства между обсадной колонной и подъемными трубами.

Пакер извлекаемый механический шлипсовый применяется при добыче нефти и газа, при текущем и капитальном ремонте скважин, при всех технологических процессах, проводимых на скважинах, в том числе при гидравлическом разрыве пласта.

Конструкция пакера разработана ОКБ по бесштанговым насосам и имеет техническую характеристику, приведенную в таблице 2.

Изготовление, приемка и поставка пакера производится по ТУ26-02-283-80 Сарапульским машиностроительным заводом (респ. Удмуртия).

## Таблица 2 - Техническая характеристика пакера ПВМ-122-500

Основные параметры	Значения
1. Наибольший диаметр пакера, мм	122
2. Максимальное осевое усилие, кН -при посадке пакера -при освобождении пакера	150 80
3. Перепад давления, воспринимаемый пакером, МПа, не более	50
4. Диаметр проходного отверстия, мм, не менее	48
5. Внутренний диаметр обсадной колонны, мм .	130
5. Длина, мм, не более	870
6. Масса, кг, не более	27
7. Установленная безотказная наработка, ч, не менее	12 000
8. Полный средний срок службы, год, не менее	3,5
9. Полный установленный срок службы год, не менее	2,1
10. Объемная доля содержания механических примесей, %, не более	0,5
11. Содержание сероводорода в свободном газе по объему,%, не более.	0,1

# РАСЧЕТ ПАКЕРА МЕХАНИЧЕСКОГО ПРИНЦИПА ДЕЙСТВИЯ

Механические пакеры уплотняют межтрубное пространство упругими элементами посредством передачи нагрузки на них от массы сжатой части колонны НКТ.

При расчете уплотнений пакера необходимо прежде всего определить систему сил, действующих на них (см. рисунок).

На пакер действует следующая система сил:

- 1) нагрузка со стороны веса НКТ  $G$ , которая используется для деформирования уплотнительных элементов при установке пакера;
- 2) силы трения потока закачиваемой жидкости в колонну НКТ  $T_k$ ;
- 3) силы, обусловленные забойными давлениями жидкости, закачиваемой по колонне НКТ  $P_3$ ;
- 4) сила трения уплотнений об эксплуатационную колонну  $F_t$ .

## **Расчет оптимальной величины нагрузки на уплотнительные элементы пакеров с механическим управлением**

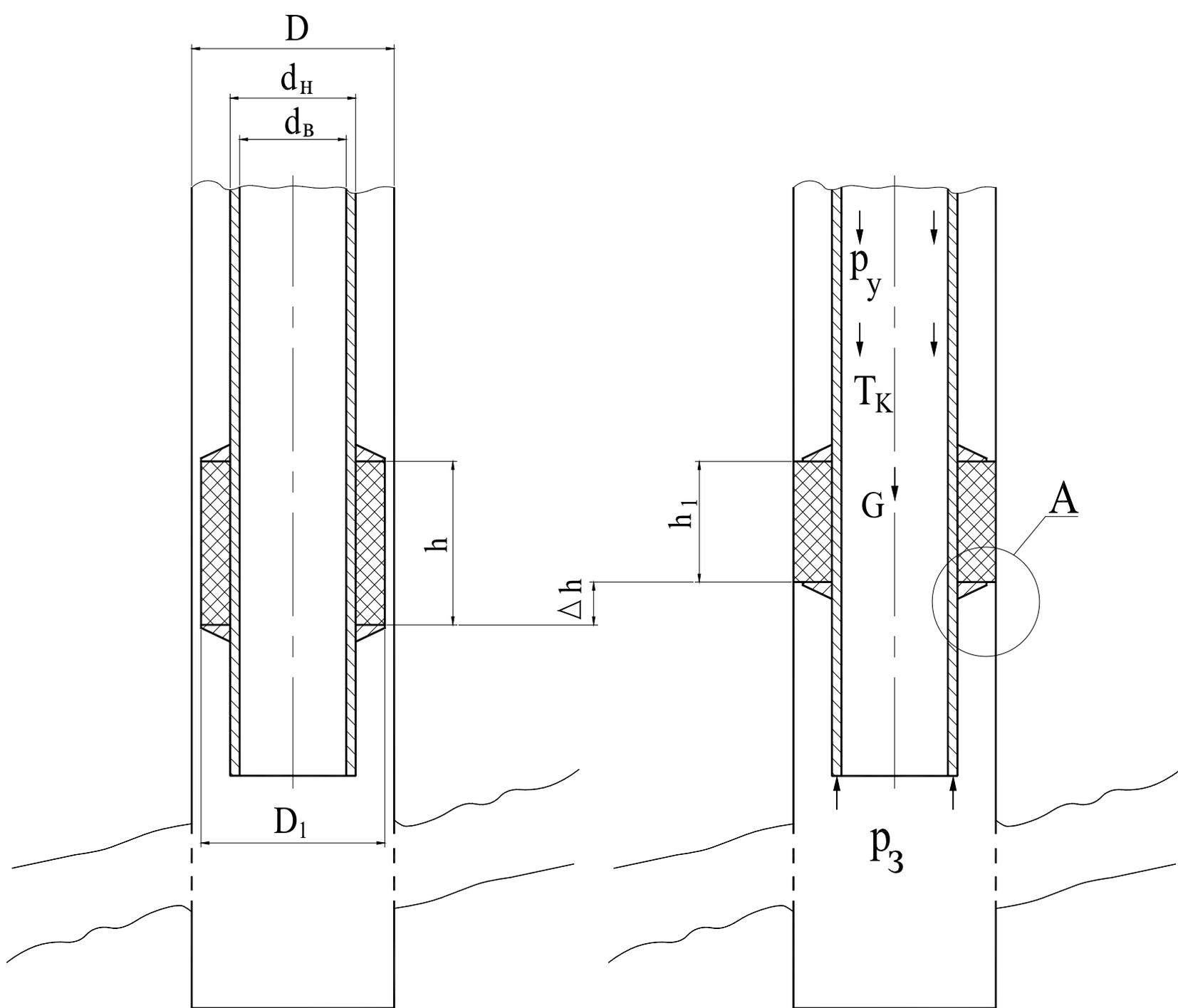
Оптимальной нагрузкой является та минимальная нагрузка на пакер, которая достаточна для уплотнения межтрубного зазора. Эта нагрузка одновременно должна предотвращать срыв пакера от перепада давления жидкости.

Условие пакеровки запишется

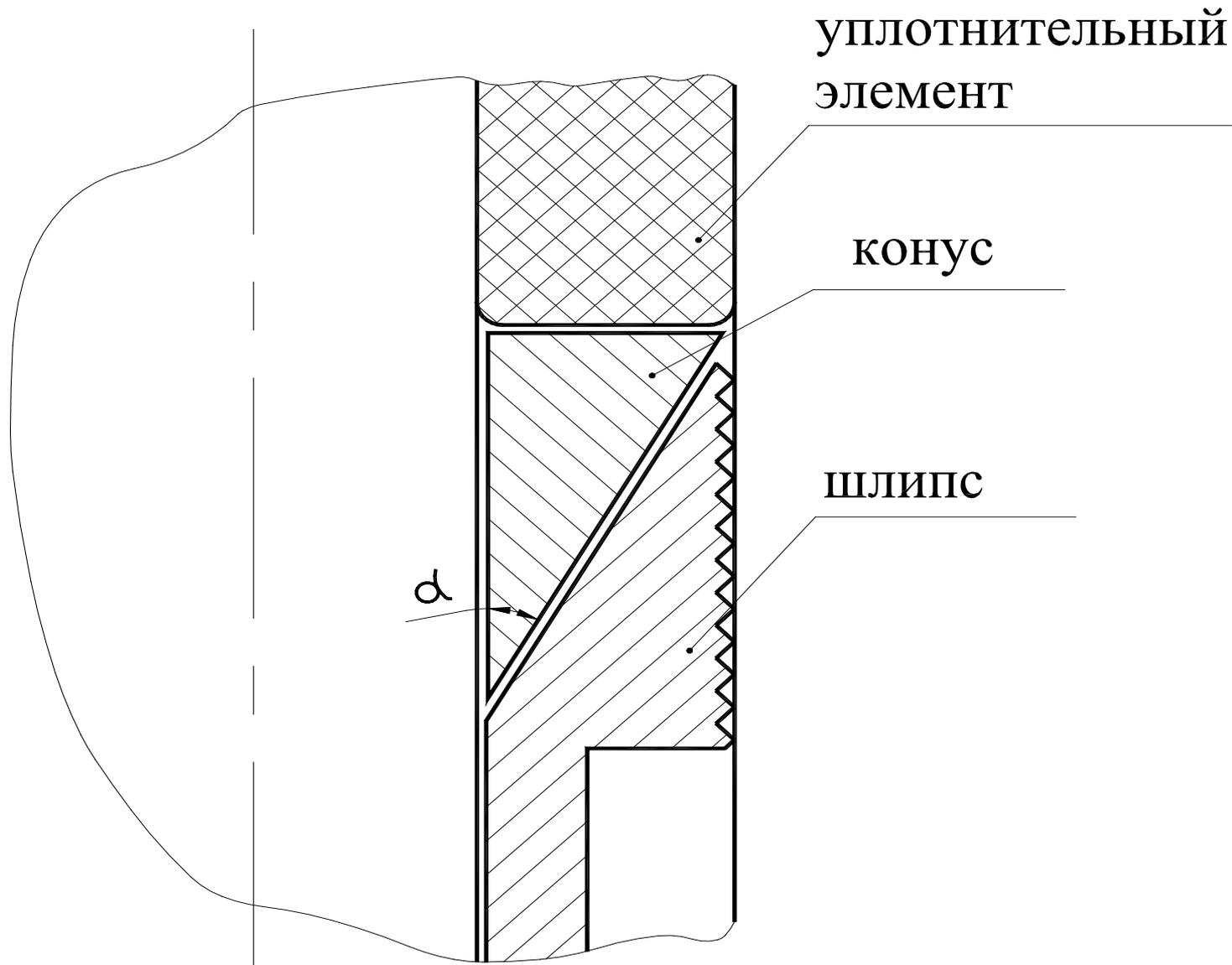
$$P_3 \cdot k \leq R;$$

где  $R$  – усилие на пакер от сжатой части колонны НКТ;

$k$  – коэффициент устойчивости пакера.



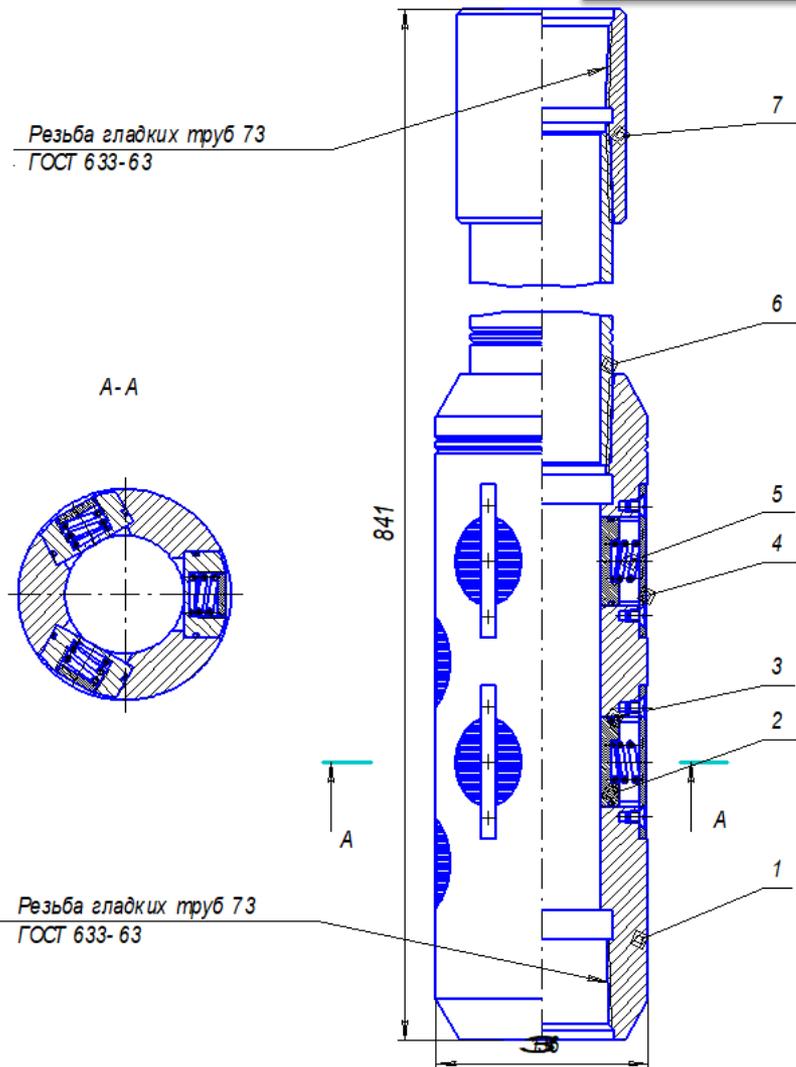
A



Условие уплотнения  
межтрубного зазора запишется

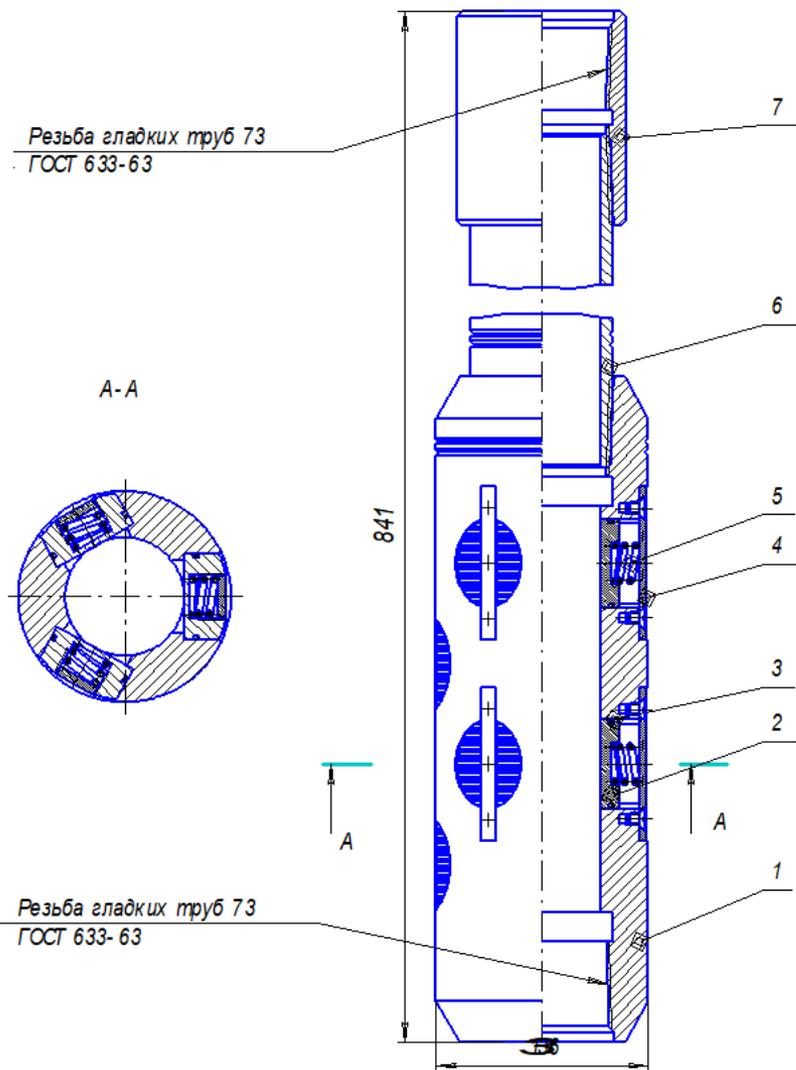
$$\Delta d \geq D - D_1$$

## Конструкция якоря ЯПГ - 146 - 500



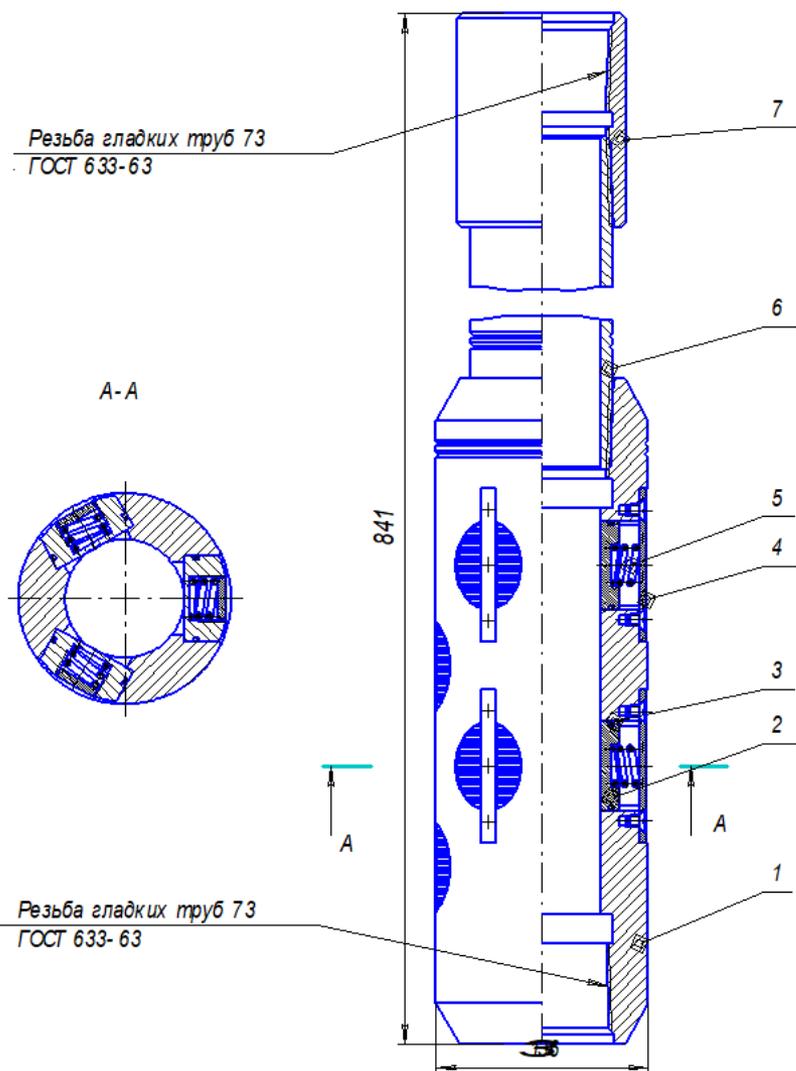
Якорь предназначен для восприятия осевого усилия, возникающего при нагнетании в скважину жидкости под давлением при производстве гидравлического разрыва нефтяного пласта и других работах. Якорь дублирует работу плашкового (шлицевого) захвата и повышает надежность осевого закрепления пакера.

Якорь ЯПГ - 146 - 500 - плашковый гидравлический, спускается в обсадную колонну с условным диаметром 146 мм, рассчитан на перепад давлений 50 МПа.



## Устройство якоря

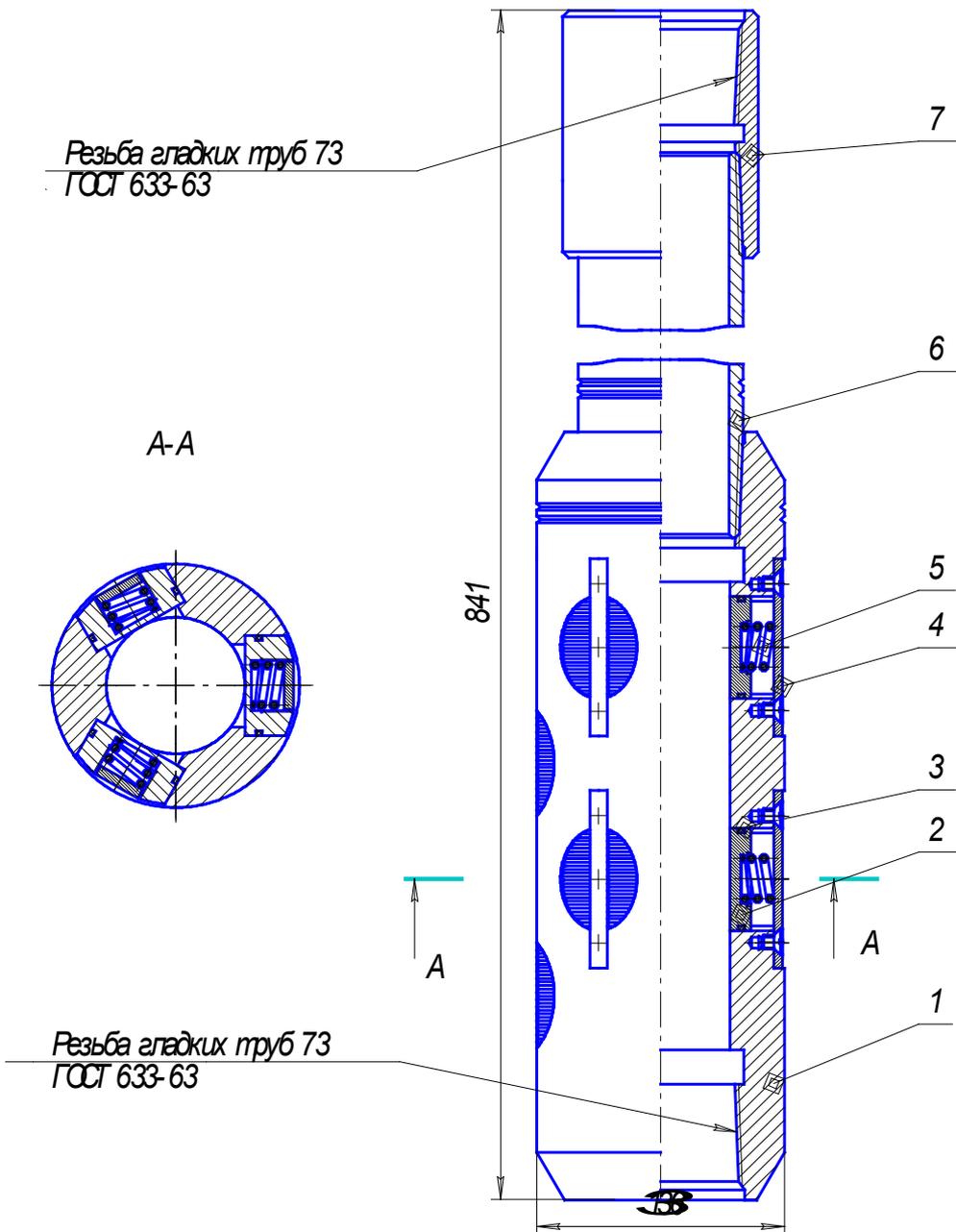
Якорь состоит (рисунок) из корпуса 1, плашек 2, уплотнительных колец 3, планок 4, пружин 5, патрубка 6 с соединительной муфтой 7. Корпус имеет сквозные отверстия - гнезда под плашки. Плашки от выпадения удерживаются с наружной стороны утопленными планками (шпонками), которые в свою очередь прихватываются винтами к корпусу. С внутренней стороны плашки удерживаются буртом корпуса.



## Принцип работы якоря

Якорь плашковый гидравлического типа применяется только в сборе с пакером. После спуска оборудования на необходимую глубину для сжатия уплотнителей пакера и упора их в стенку, как известно, подается под давлением жидкость. Давление жидкости через отверстия в корпусе одновременно передается на плашки. Плашки, перемещаясь до соприкосновения с внутренней стенкой осадной колонны, при дальнейшем увеличении давления своими зубьями врезаются в обсадную колонну и удерживают всю систему от перемещения вверх.

Разборка якоря начинается с отсоединения от корпуса присоединительных патрубков. После чего снимаются утопленные планки (плашки), предварительно отвернув винты, удерживающие плашки. Затем вынимаются плашки. Сборка якоря производится в обратном порядке.



- 1 – корпус;
  - 2 – плашки;
  - 3 – уплотнительное кольцо;
  - 4 – утопленные планки;
  - 5 - пружина;
  - 6 - патрубок ;
  - 7 – муфта гладких насосно-компрессорных труб
- Рисунок - Якорь гидравлический ЯПГ-146-500