

Комплекс защиты пласта для скважин с пластовым давлением ниже гидростатического.

Назначение.

Область применения.

Комплектация.

Эффективность внедрения.

Краткая характеристика элементов.

Порядок выполнения работ на скважинах, оснащенных КЗП.

## Назначение комплекса защиты пласта.

**Комплекс защиты пласта (КЗП) предназначен для защиты пласта от воздействия жидкости глушения при подземном и капитальном ремонте скважин.**

**Внедрение КЗП позволяет:**

- 1. Сохранять продуктивность скважины, что особенно важно для скважин с искусственно увеличенной площадью фильтрации (горизонтальные скважины и скважины после ГРП) и скважин с пластовым давлением ниже гидростатического;**
- 2. Уменьшить количество химических обработок пласта с целью восстановления продуктивности пласта.**
- 3. Сократить время выхода скважины на режим.**
- 4. Увеличить межремонтный период ГНО, за счёт сокращения выхода скважины на режим.**

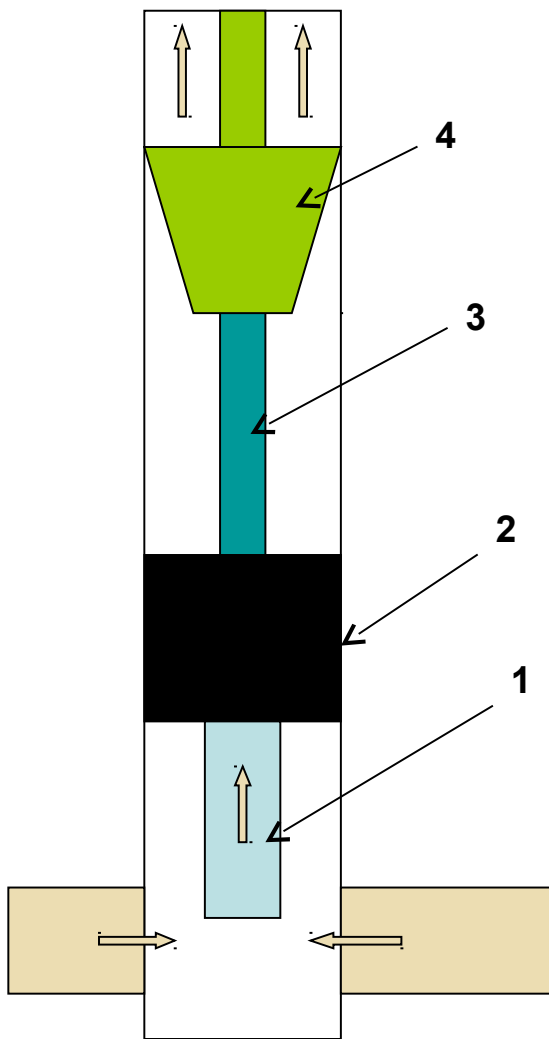
## Область применения.

**Комплекс защиты пласта (КЗП-2) может применяться на скважинах с пластовым давлением ниже гидростатического. КЗП может применяться на всех скважинах, но экономическая эффективность будет разной. Распределим очередность внедрения КЗП по мере уменьшения эффекта от внедрения.**

- 1. Скважины с горизонтальной частью ствола в продуктивном пласте.**
- 2. Скважины после ГРП.**
- 3. Скважины I категории.**
- 4. Скважины II и III категории.**

## Комплектация КЗП и назначение элементов.

Размещение в скважине.



1. Клапан – отсекающий – предназначен для разобщения надпакерной и подпакерной зоны скважины.
2. Пакер- предназначен для герметизации кольцевого пространства и установки клапана – отсекающего в заданном интервале.
3. Расцеп и ловильная головка предназначены для доставки КЗП в интервал установки и извлечения его на поверхность.
4. Протектор (МШУ) - предназначен для улавливания посторонних предметов, попадающих в скважину.

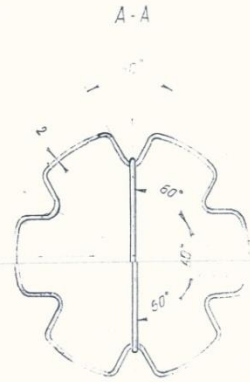
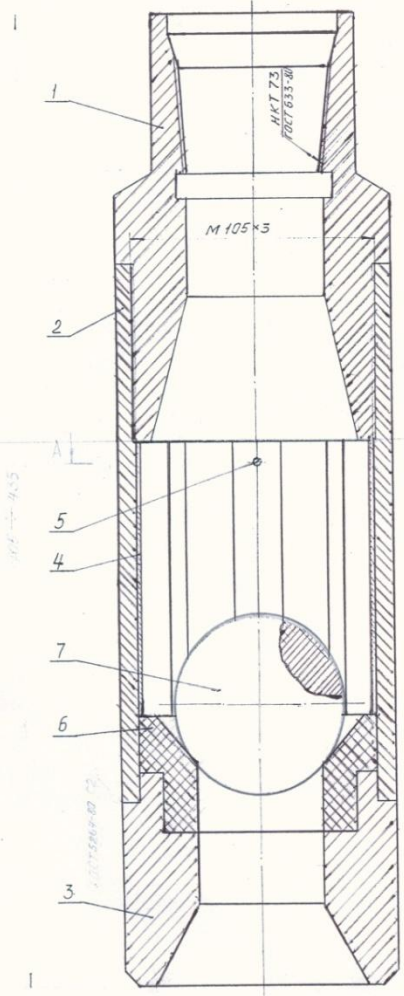
# Сборка КЗП.



# Клапан КД-114



№ 4: 050 (50) 130.05



Размеры для справки.

**Позиция**

**Наименование**

- 1                   Верхний переводник
- 2                   Корпус
- 3                   Нижний переводник
- 4                   Направляющая
- 5                   Ограничитель
- 6                   Седло
- 7                   Шар







## Краткая техническая характеристика КД - 114.

<b>№№ п/п</b>	<b>Показатель</b>	<b>Единица измерения</b>	<b>Величина</b>
1.	Рабочее давление	МПа	15,0
2.	Диаметр проходного отверстия	мм.	60,0
3.	Максимальное давление в закрытия и открытия клапана	МПа	0,02
4.	Рабочая среда	Нефть, пластовая вода, газ.	
5.	Температура рабочей среды	°С	+10-120
6.	Диаметр муфты	мм.	89,0
7.	Диаметр корпуса	мм.	114,0
8.	Длина КД -114	мм.	520
9.	Присоединительные резьбы по ГОСТ 633-80		НКТ-73
10.	Масса	кг.	20,1

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по производству  
ЗАО "Нефтемашвндрение"

А.Судаков  
12 октября 2010 г.



АКТ

Проверки работоспособности и гидравлических испытаний.

г. Ноябрьск

Изделие дифференциальный клапан КД-114  
(наименование изделия)

№ 0007  
(заводской номер)

Произведена проверка на срабатывание (закрытие) клапана КД-114 в горизонтальном положении.

Результаты испытания: при расходе жидкости (воды) 1,8 литра/секунду произошло закрытие клапана в течение - менее секунды.

Испытано в ЗАО "Нефтемашвндрение" на герметичность давлением 10 МПа.

с выдержкой при установившемся давлении в течение 15 мин.

Пропусков жидкости или каплеобразования через уплотнители соединения не обнаружено.

Изделие дифференциальный клапан КД-114  
(наименование изделия)

№ 0007  
(заводской номер)

Считать выдержавшим испытания.

Испытатель

  
(подпись)

Шевнин Л.Е.  
(Ф.И.О.)

Мастер

  
(подпись)

Белашов В.Н.  
(Ф.И.О.)

Контролёр ОТК:

  
(подпись) ОТК-7

Копелюк О.В.  
(Ф.И.О.)

# Пакер 4ПМС 122-60-35 ЯМ



# Основные технические характеристики пакера 4ПМС122-60-35ЯМ.

<b>Наименование параметров</b>	
<b>Диаметр обсадных труб, мм.</b>	<b>146</b>
<b>Толщина стенок, мм.</b>	<b>7...8,5</b>
<b>Максимальная рабочая температура, °С</b>	<b>120</b>
<b>Перепад давления на пакер, МПа</b>	<b>35</b>
<b>Габаритные размеры:</b>	
<b>Диаметр наружный по корпусу, мм.</b>	<b>122</b>
<b>Диаметр проходного канала, мм.</b>	<b>60</b>
<b>Длина, мм.</b>	<b>2000</b>
<b>Масса, кг.</b>	<b>65</b>
<b>Нагрузка при пакеровки, тс.</b>	<b>8...12</b>
<b>Присоединительные резьбы ГОСТ 633-80</b>	
<b>Верх</b>	<b>НКТ 89</b>
<b>Низ</b>	<b>НКТ 73</b>



# Расцеп РГ-73





# Извлекаемая часть расцепа.



# Корпус расцепа РГ-73.



# Техническая характеристика расцепа РГ-73.

<b>Давление расстыковки, МПа</b>	<b>2-5</b>
<b>Присоединительная резьба, ГОСТ 633-80</b>	<b>НКТ 60</b>
<b>Габаритные размеры, мм.</b>	
<b>Длина, мм.</b>	<b>311</b>
<b>Диаметр корпуса, мм.</b>	<b>73</b>
<b>Масса, кг.</b>	<b>9,9</b>

# Головка ловильная ЛГ-73



# Техническая характеристика ЛОВИЛЬНОЙ ГОЛОВКИ.

<b>Наружный диаметр, мм.</b>	<b>73</b>
<b>Внутренний диаметр, мм.</b>	<b>55</b>
<b>Длина, мм.</b>	<b>720</b>
<b>Масса, кг.</b>	<b>8,2</b>



# Протектор (МШУ-122)





Доставка протектора (МШУ) на голову КЗП,  
путём сброса с устья.



# Техническая характеристика протектора-шламоуловителя.

<b>Общая длина протектора - шламоуловителя, мм.</b>	<b>1500</b>
<b>Длина кожуха протектора - шламоуловителя, мм.</b>	<b>800</b>
<b>Длина ловильной головки, мм.</b>	<b>700</b>
<b>Наружный диаметр кожуха (верх), мм.</b>	<b>122</b>
<b>Диаметр проходного канала, мм.</b>	<b>50</b>
<b>Наружный диаметр ловильного штока, мм.</b>	<b>60</b>
<b>Масса, кг.</b>	<b>32,5</b>

## **Подготовка скважины.**

- **Для успешного внедрения КЗП необходимо:**
- **1. Произвести обработку колонны в интервале установки КЗП механическим скрепером.**
- **2. Определить с помощью ПГИ приток из пласта и его состав (при необходимости добиться максимальной продуктивности с помощью обработки призабойной зоны скважины).**

# **Порядок проведения работ по установке КЗП в скважине.**

- **1. Произвести сборку компоновки КЗП на устье скважины.**
- **2. Спустить компоновку в интервал установки КЗП.**
- **3. Произвести привязку глубины спуска компоновки с помощью локатора муфт НКТ.**
- **4. Произвести посадку пакера.**
- **5. Опрессовать пакер через затрубное пространство.**
- **6. Произвести расстыковку расцепа.**
- **7. Поднять лифт НКТ на длину двух труб.**
- **8. Произвести опрессовку КД.**
- **9. Поднять лифт НКТ из скважины.**
- **10. Спустить в скважину ГНО.**
- **11. Произвести запуск ГНО.**

# **Дополнительные возможности КЗП.**

- **1. Возможность установки фильтров под клапаном, то есть использование КЗП на скважинах после проведения ГРП. Установка фильтра позволит защитить как сам КЗП, так и насосное оборудование от проппанта.**
- **2. Спуск хвостовика под клапаном ниже интервала перфорации позволит создать обратную воронку депрессии и повысит нефтеотдачу пласта без применения химических реагентов.**

# КЗП после подъёма из скважины (Бузулук).







## Справка по работе КЗП ООО «Комплекс» по состоянию на 20.02.2012г.

Клапана-отсекатели ООО «Комплекс», установленные на скважинах ОАО «Оренбургнефть» в 2009 году находятся в следующем состоянии:

- - скважина № 193 Курманаевского месторождения, дата установки клапана-отсекателя 15.11.2009г. По состоянию на 20.02.2012г на скважине было произведено 2 подземных ремонта скважины, связанных со сменой подземного оборудования. При проведении глушения и технологических операций при ТРС циркуляция жидкости в скважине была полная. После проведения ремонтов скважина вышла на режим в установленные сроки без потери продуктивности. Общая наработка на КЗП составляет 827 суток.
- - скважина № 2050 Бобровского месторождения, дата установки клапана-отсекателя 06.07.2009г. По состоянию на 20.02.2012г было произведено 2 подземных ремонта скважины, связанных со сменой подземного оборудования, скважина вышла на режим в установленные сроки без потери продуктивности. 15.08.11 перед запуском скважины КЗП был опрессован  $P=70$  атм. и признан герметичным. Скважина выведена на режим без потери продуктивности. Общая наработка на КЗП составляет 959 суток.
- - скважина № 2088 Бобровского месторождения, дата установки клапана-отсекателя 18.07.2009г. По состоянию на 20.02.2012г был произведен 1 подземный ремонт скважины, связанный со сменой подземного оборудования. Скважина запущена в работу после смены ПО без потери продуктивности. Общая наработка на КЗП составляет 947 суток.
- Ранее, 26.05.2010г клапана-отсекатели на скважинах № 2050 и № 2088 Бобровского месторождения были опрессованы давлением 70 атм. и признаны герметичными.