



## Презентация технологии и оборудование ТКРС.

ОТКРС, УСТ<sub>Г</sub>С

## РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ КЛАССИФИКАТОР РЕМОНТНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ

РАЗРАБОТАН ОАО "Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности "ВНИИОЭНГ"  
ВНЕСЕН Департаментом нефтяной промышленности Министерства энергетики Российской Федерации.

УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом Минэнерго России  
от 22 октября 2001 г. № 297

Видами ремонтных работ являются:

- капитальный ремонт скважин;
- текущий ремонт скважин;

**Капитальным ремонтом скважин является комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин и продуктивного пласта различными технологическими операциями, а именно:**

- восстановление технических характеристик обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, интервала перфорации; (РИР)
- ликвидация аварий; (ЛАР)
- спуск и подъем оборудования для раздельной эксплуатации и закачки различных агентов в пласт;
- воздействие на продуктивный пласт физическими, химическими, биохимическими и другими методами; (ОПЗ)
- изоляция одних и приобщение других горизонтов;
- исследование скважины;
- консервация и ликвидация скважины.

**Текущим ремонтом скважин** - является комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности внутрискважинного оборудования и работ по изменению режима и способа эксплуатации скважины.

### ПОЛОЖЕНИЕ

## О ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ,СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ОБЩЕСТВА И СЕРВИСНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ПО РЕМОНТУ СКВАЖИН

№ ПЗ-05.01 Р-0017 ЮЛ-099

- ЦЕЛИ:**
- упорядочивания взаимоотношения между Сервисными (подрядными) предприятиями и структурными подразделениями ООО «РН-Юганскнефтегаз»;
  - повышения организации работ Сервисных (подрядных) предприятий;
  - обеспечения условий для стабильной работы Сервисных (подрядных) предприятий.
- ЗАДАЧИ** Задачами Положения являются:
- повышение компетентности подразделений ООО «РН-Юганскнефтегаз»;
  - повышение ответственности структурных подразделений ООО «РН-Юганскнефтегаз» за принимаемые решения;
  - повышение требований к Сервисным (подрядным) предприятиям;
  - определения порядка взаимодействия между структурными подразделениями ООО «РН-Юганскнефтегаз» и Сервисными (подрядными) предприятиями.
- ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ** Настоящее Положение обязательно для исполнения всеми структурными подразделениями ООО «РН-Юганскнефтегаз», участвующими в процессе ремонта, восстановления и освоения скважин.

**РАЗГРАНИЧЕНИЕ ОБЯЗАННОСТЕЙ СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ С СЕРВИСНЫМИ (ПОДРЯДНЫМИ) ОРГАНИЗАЦИЯМИ ПО ТКРС**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»	ЗАКЛЮЧЕНИЕ ДОГОВОРОВ, ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ	ТЕКУЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ, ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА	ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА, РЕГЛАМЕНТНАЯ БАЗА	ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЯ	ПРИЁМКА ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ
2.	Региональный сектор ОТКРС ГУДНГ		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Составление оперативного движения бригад (звеньев ЛГПП).</li> <li>▪ Координация взаимодействия Подрядных организаций по ТКРС с организациями и службами региона Заказчика, участвующими в процессе ремонта скважин.</li> <li>▪ Консолидация и передача заявок на выполнение демонтажно-монтажных работ с УЭЦН, выполнение геофизических работ и исследований</li> <li>▪ Корректировка очередности и контроль выполнения текущих заявок</li> <li>▪ Определение приоритетов при глушении скважин с применением ИНЭР и тяжелых растворов.</li> <li>▪ Оперативная работа по исключению случаев и сокращению времени, продолжительности простоев бригад ТКРС</li> <li>▪ Согласование отнесения простоев по третьим лицам (предприятиям-виновникам) или по вине Заказчика</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Контроль за выполнением Инструкций, Положений и Стандартов, закрепленных за отделом</li> <li>▪ Внесение изменений и дополнений в действующие регламентные документы (Инструкции, Положения, Стандарты)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Выполнение, разработка внесение изменений и дополнений в действующие регламентные документы по промышленной, пожарной безопасности и экологии при ремонте скважин</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Проверка и согласование объемов выполненных работ по текущему, капитальному ремонту скважин</li> </ul>
3.	УСТиС	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Участие в подготовке договоров</li> <li>▪ Внесение в договора предложений по штрафным санкциям и бонусам</li> <li>▪ Участие в выборе и аудите Подрядчиков по ТКРС и ГНКТ</li> <li>▪ Выбор и согласование перспективных технологий ремонта и ЛАР при текущем и капитальном ремонте скважин</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Согласование планов работ на капитальный ремонт скважин</li> <li>▪ Координация работ бригад ТКРС.</li> <li>▪ Внесение оперативных изменений в планы - работ</li> <li>▪ Выбор технологий ЛАР при ремонте скважин</li> <li>▪ Организация работ расследованию аварий и осложнений</li> <li>▪ Составление рейтинга бригад ТКРС</li> <li>▪ Подготовка предложений по внедрению новых технологий по ТКРС и контроль внедрения новых технологий.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Осуществление технологического контроля и контроля качества услуг, предоставляемых Подрядчиками по ТКРС</li> <li>▪ Контроль за выполнением Подрядчиками по ТКРС Инструкций, Положений и Стандартов Общества и Компании</li> <li>▪ Контроль за выполнением Инструкций, Положений и Стандартов</li> <li>▪ Внесение изменений и дополнений в действующие регламентные документы (Инструкции, Положения, Стандарты)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Выполнение, разработка внесение изменений и дополнений в действующие регламентные документы по промышленной, пожарной безопасности и экологии при ремонте скважин</li> <li>▪ Проведение контрольных проверок бригад ТКРС на предмет выполнения и соблюдения промышленной и пожарной безопасности и экологии при ремонте скважин</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Проверка и согласование объемов выполненных работ по текущему, капитальному ремонту скважин</li> </ul>

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»	ЗАКЛЮЧЕНИЕ ДОГОВОРОВ, ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ	ТЕКУЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ, ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА	ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА, РЕГЛАМЕНТНАЯ БАЗА	ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЯ	ПРИЁМКА ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ
9.	ЦДНГ ГУДНГ		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Подготовка, согласование передача Подрядчику план - заказа на ремонт скважины</li> <li>▪ Расчет спускаемого погружного оборудования (УЭЦН, ШГН), НКТ, штанг и т.д.</li> <li>▪ Согласование Плана - работ на ремонт скважины</li> <li>▪ Подготовка и сдача/приём объекта (скважина) в ремонт и из ремонта</li> <li>▪ Обеспечение Подрядчика по ремонту скважин всей необходимой документацией (схемы, лист глушения, карта СПО и т.д.)</li> <li>▪ Обеспечение запуска скважины после ремонта</li> <li>▪ Организация и участие в комиссионных разборах погружного оборудования с малой наработкой на устье скважины</li> <li>▪ Разрядка скважин ППД до начала переезда бригады.</li> <li>▪ Согласование дополнительных ГИС, ГДИС, ГФР с УпоРМ.</li> <li>▪ Подготовка и выдача подрядчику конструкции скважин, материалов ГИС и т.д.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Контроль за выполнением Инструкций, Положений и Стандартов</li> <li>▪ Внесение изменений и дополнений в действующие регламентные документы (Инструкции, Положения, Стандарты)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Выполнение, разработка внесение изменений и дополнений в действующие регламентные документы по промышленной, пожарной безопасности и экологии</li> <li>▪ Контроль за работой подрядных организаций на объектах ЦДНГ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Прием/передача объектов (скважина, кустовая площадка) в ремонт и из ремонта</li> <li>▪ Подтверждение объемов выполненных работ (соответствие выполненных работ выданному плану-заказу на ремонт скважины)</li> </ul>

## ЭТАПЫ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ПРОЦЕССАМ ПРОИЗВОДСТВА ТЕКУЩЕГО И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

№ п/п	ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ / НАИМЕНОВАНИЕ ПРИНИМАЕМОГО РЕШЕНИЯ	ДОЛЖНОСТЬ СПЕЦИАЛИСТА, ИМЕЮЩЕГО ПРАВО ПРИНИМАТЬ ДАННОЕ РЕШЕНИЕ	ДОЛЖНОСТЬ СПЕЦИАЛИСТА, КОТОРОГО НЕОБХОДИМО ОПОВЕСТИТЬ О ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЯ	УРОВЕНЬ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ЗА ПРИНИМАЕМОЕ РЕШЕНИЕ	ДОЛЖНОСТЬ СПЕЦИАЛИСТА, ИМЕЮЩЕГО ПРАВО СОГЛАСОВЫВАТЬ ДАННОЕ РЕШЕНИЕ	ДОЛЖНОСТЬ СПЕЦИАЛИСТА, ИМЕЮЩЕГО ПРАВО ОТМЕНЯТЬ ДАННОЕ РЕШЕНИЕ
1	Спуск подземного оборудования с опрессовкой	Супервайзер	Технолог ЦДНГ	Начальник сектора УСТИС региона	Начальник сектора ОТКРС региона	Менеджер по добыче РИТУ региона
2	Дополнительные работы по глушению и промывке	Геолого-техническая служба ЦДНГ, супервайзер	Геолого-техническая служба ЦДНГ	Начальник сектора УСТИС региона	Начальник сектора ОТКРС региона	Менеджер по добыче РИТУ региона
3	Глушение скважин с ИНЭР (блок-пачкой)	Геолого-техническая служба ЦДНГ, супервайзер	Начальник сектора ОТКРС региона, Начальник сектора УСТИС региона	Заместитель начальника ЦДНГ по геологии	Менеджер по разработке месторождений РИТУ региона	Начальник ОТКРС ГУДНГ
4	Отбивка забоя промысловой партией и взятие проб на КВЧ	Геолого-технологическая служба ЦДНГ	Супервайзер	Ведущий технолог ЦДНГ	Начальник сектора ОРМФ региона	Менеджер по добыче РИТУ региона
5	Пригодность НКТ, штанг для использования в работе	Супервайзер	Технолог ЦДНГ, Технолог ЦПП	Начальник сектора УСТИС региона	Начальник сектора ОТКРС региона	Начальник УСТИС
6	Выбор технологии по нормализации забоя и восстановлению продуктивности ПЗП	Геолого-техническая служба ЦДНГ, супервайзер	Начальник сектора УСТИС региона	Начальник сектора УСТИС региона	Начальник сектора ОТКРС региона	Менеджер по добыче РИТУ региона
7	При ведении аварийных работ на скважине	Супервайзер	Начальник сектора ОТКРС региона	Начальник сектора УСТИС региона	Начальник ОТКРС ГУДНГ, Начальник УСТИС	Начальник УСТИС
8	Демонтаж подъемного агрегата и переезд бригады	Начальник сектора ОТКРС региона	Начальник ЦДНГ	Начальник ЦДНГ	Менеджер по добыче РИТУ региона, Начальник сектора ОТКРС региона	Главный инженер ГУДНГ
9	Дополнительные операции при вынужденных простоях	Технолог ЦДНГ	Супервайзер	Начальник ЦДНГ Заместитель начальника ЦДНГ по геологии	Начальник сектора ОТКРС региона Начальник сектора УСТИС региона	Менеджер по добыче РИТУ региона
10	Смена движения бригады ТКРС	Начальник сектора ОТКРС региона	Геолого-техническая служба ЦДНГ Начальник сектора УСТИС региона.	Менеджер по добыче РИТУ региона	Менеджер по добыче РИТУ региона Начальник сектора ОТКРС региона	Менеджер по добыче РИТУ региона
11	Изменение плана работ по капитальному ремонту скважины	Начальник сектора УСТИС региона	Начальник сектора ОТКРС региона	Менеджер по добыче РИТУ региона	Менеджер по разработке месторождений РИТУ региона	Главный инженер ГУДНГ
12	Остановка бригады ТКРС, запрет спуска оборудования	Супервайзер	Начальник РИТУ региона, Начальник сектора УСТИС региона, Начальник сектора ОТКРС региона	Начальник сектора УСТИС региона	Начальник сектора УСТИС региона	Начальник УСТИС
13	Отсутствие движения для бригад ТКРС	Начальник сектора ОТКРС региона	Менеджер по добыче РИТУ региона. Менеджер по разработке месторождений РИТУ региона	Начальник РИТУ	Начальник ОТКРС	Главный инженер ГУДНГ

# Важное по теме. (план-заказ)

Утверждаю:	
Начальник ЦДНГ:	
подпись	Ф.И.О.
" " 2013 г.	
Зам.начальника ЦДНГ - по геологии:	
подпись	Ф.И.О.
" " 2013 г.	



## ПЛАН-ЗАКАЗ на капитальный ремонт скважины.

### 1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СКВАЖИНЫ

Проект (вид ГТМ)		ПВЛГ	
Инвент.№	04-1363	Исполнитель	
Скважина №	1253Р	Месторождение	Южно-Сургутское
Куст №	7А	Тип скважины	Нефтяные
КОНДУКТОР		Н цементв отсустья скважины, м	
Глубина кондуктора, м		Кондуктор	Э Колонна
от	до	Наружный D, мм	макс. давление, атм
0	460	245	1
Опрессовка Э/К		Результат, дат.	
		60	150
		Герметично 01.05.1984	
ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ КОЛОННА			
Глубина Э/К колонны, м		Наружный D, мм	Толщина стенки, мм
от	до	Внутренний D, мм	Марка стали
0	2996	146	8,0
Глубина пласта по вертикали, м		Смещение, м	
2343		602,6	
Тип фонтанной арматуры, заводского изготовителя		Категория св.	
АФК 65*140 Юго-Камский МСЗ		2	
Обвязка обсадной колонны, тип колонной головки		Кривизна максим.	
ОКМ1-140		глубина угол. азимут	
		440 26,30 171,00	
Сведения о скважине		Макс. Р на Э/К, атм	
		90	
Перфорация		Ликвидация негерметичностей экс.кол.	
Интервал, м	Пласт	Тип перфоратор	Вид РИР
от до	Дата	Кол-во отв. на п.м.	Интервал, м
2422 2426	04.07.84	ПКС-80	20
2428 2437,6	04.07.84	ПКС-80	20
Искусственный забой, м		Р атм	
2943		2728	
Текущий забой, м		Дата замера	
2728		2728 01.04.2013	
Дата подержания текзб. (замГИС)		Буферное давление, атм / дат	
23.09.2012		ГИС 12,5 05.04.2013	
Альtitуда ротора, м		Удлинение	
47,7		79	
Альtitуда муфты, м		Н. м	
40,1			
Дебит (прим) жидкости м³/сут.		Уровень динамич.м	
122		Уровень /статич.) м	
3,221		1 05.04.2013	
Обводненность, %		Давление в межколонном пространстве	
97		0 05.04.2013	
МРП, сут.		Газовый фактор н/у/з	
1386		46	
Дата останова		Корректировка давления на устье скважины	
11.05.2010 14:00:00		29	
В скважину спущено оборудование:			
НКТ			
Тип (УЭЦН, Пакер, проч)	D, мм	H, м	Т.ст., мм
ФОН	73	988	5,5
Комплектация спущенного УЭЦН дополнит. ельным оборудованием.		Кол. СПО	М.стали
		3	К
Прот. ект. орв. (г. ил. инт. ерв. уст. внозв.)		Выс./лад	Кз.апроч.%
нет		нет	нет
Прот. ект. олайзеры. (г. ил)		нов.рем.	Кол.шт
нет		бу	116

### Параметры глушения

Уд.вес (г/см3)	1,05	кол-во циклов	3	Время перем.(ч)	2,7	Безопасный стат. уровень при ремонте.(м)	устье
Вид глушения (прям.обр. на живую)	прям.	блок. пачка.(м3)	-	Объем плущ. (план расчет листа глушения)	38,56	Период определения без.ст. ат. уровня.(ч)	4ч.

Технологи подрядчиков по ТКРС вправе требовать полное и корректное заполнение план-заказа. Основания - условия договорных отношений.

! Давление опресовки зависит от возраста скважины

! Ответственность при присвоении категории. ! Важно заполнение для контролирующих служб (противофонтанная безопасность). Принимается во внимание комиссией при расследовании ГНВП и ОФ.

! Важно заполнение для контролирующих служб (противофонтанная безопасность). Принимается во внимание комиссией при расследовании ГНВП и ОФ

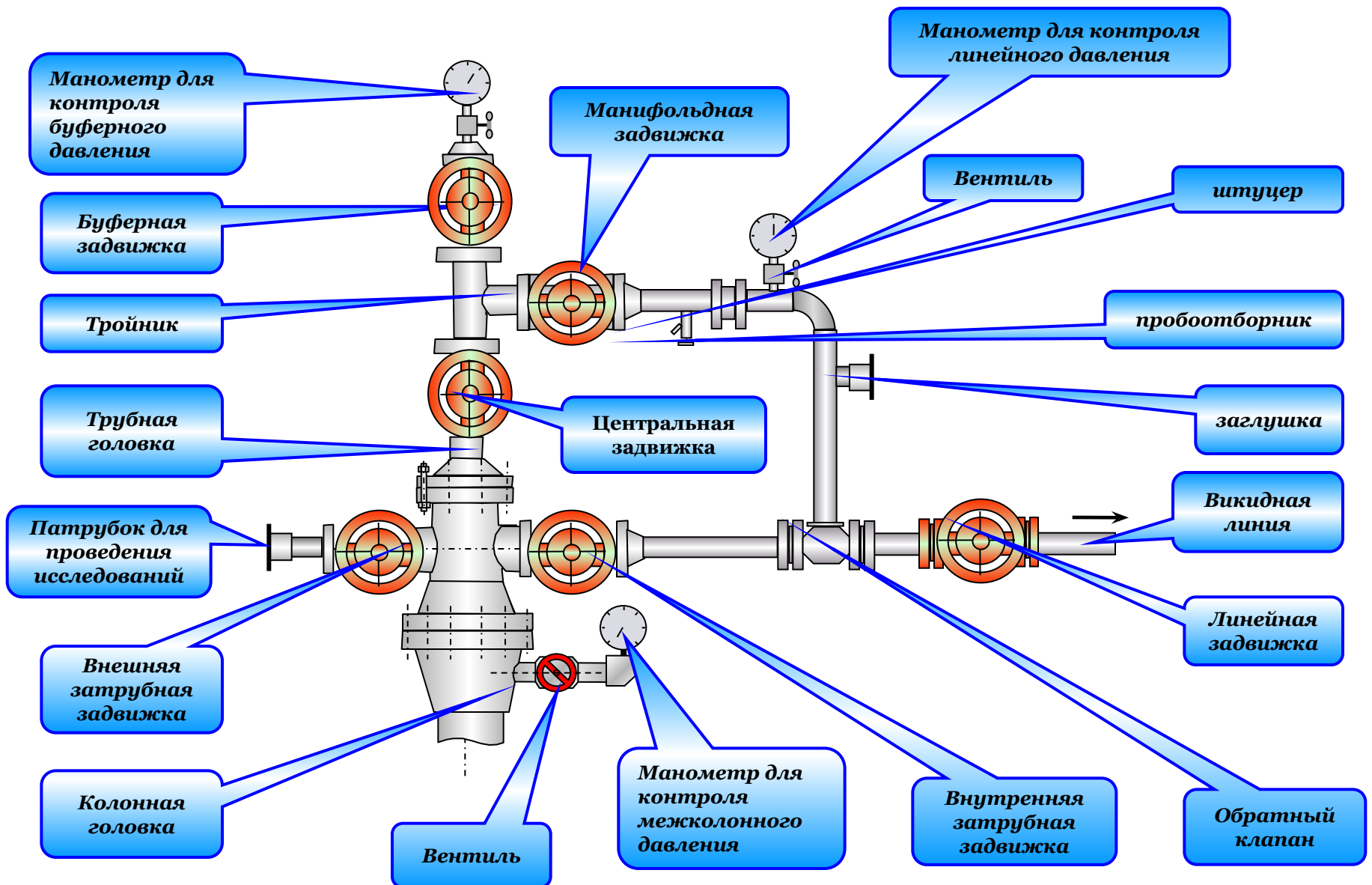
! Важно заполнение для контролирующих служб (противофонтанная безопасность). Принимается во внимание комиссией при расследовании ГНВП и ОФ

! Данные по давлению срок не менее 3 месяцев. ! Важно заполнение для контролирующих служб (противофонтанная безопасность). Принимается во внимание комиссией при расследовании ГНВП и ОФ

! Влияет на давление опресовки ПВО. ! Важно заполнение для контролирующих служб (противофонтанная безопасность). Принимается во внимание комиссией при расследовании ГНВП и ОФ

! Важно заполнение для контролирующих служб (противофонтанная безопасность). Принимается во внимание комиссией при расследовании ГНВП и ОФ

# Обвязка устьевого арматуры





## Важно знать!

### Нарушение технологии глушения скважины может:

- привести к возникновению газонефтеводопроявлений при ремонте скважины;
- отрицательно повлиять на процесс вывода скважины на режим после проведения ремонта;

Каждое глушение ухудшает работу скважины в среднем на 15 %.

При нарушении технологии глушения этот показатель может быть выше!

Глушение скважин производят на скважинах, где:

- Пластовое давлением выше гидростатического;
- Пластовое давлением ниже гидростатического, но сохраняются условия фонтанирования или газонефтеводопроявлений.

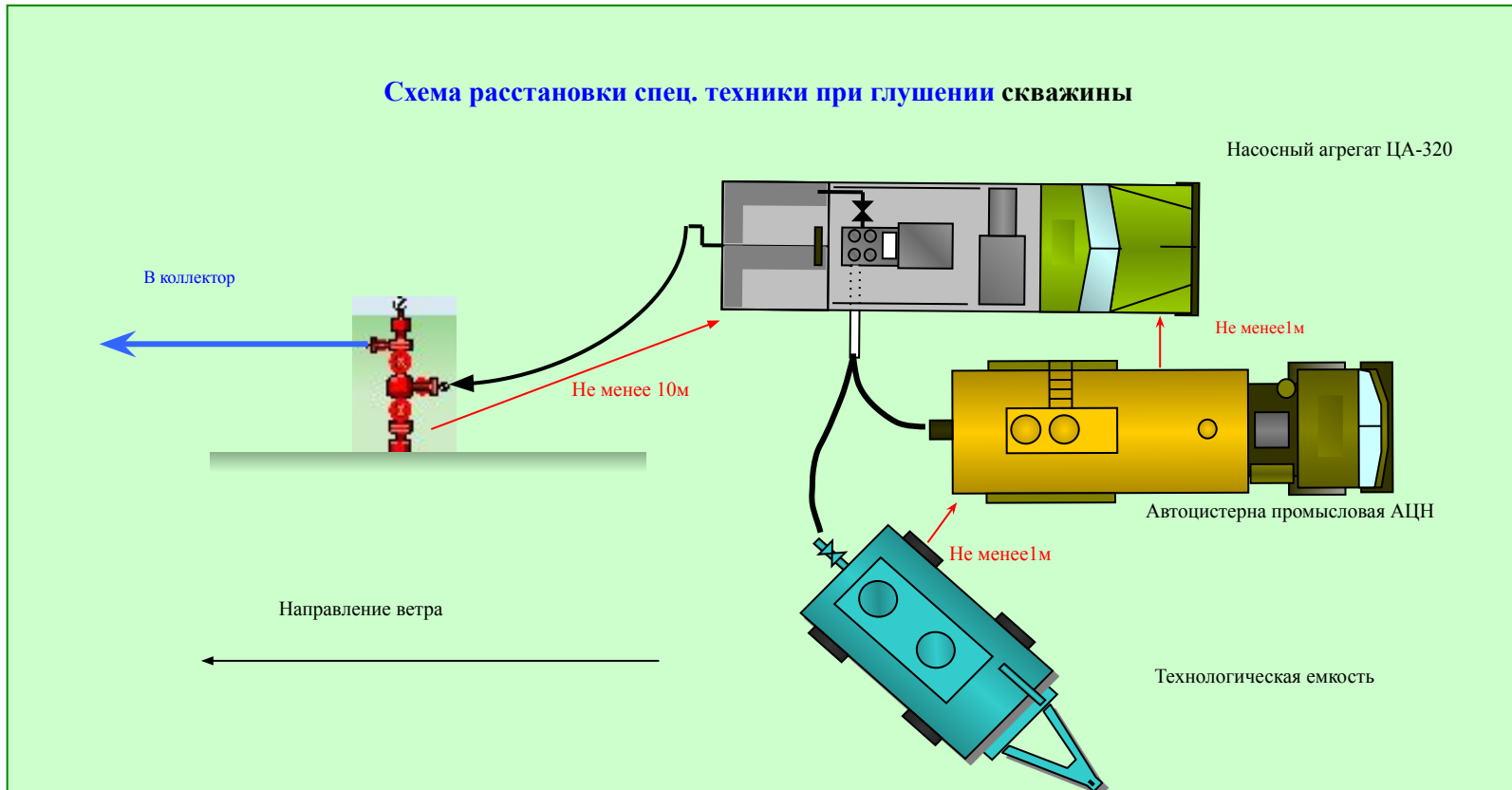
$$P_{\text{пл}} > P_{\text{г}}$$

$$P_{\text{пл}} < P_{\text{г}}, \text{ но}$$

# Подготовительные работы к глушению скважины.

Глушение это процесс создания противодавления на эксплуатируемый или вскрываемый пласт с помощью задавочной жидкости в целях предупреждения газонефтеводопроявлений и открытого фонтанирования.

1. Останавливается скважина, производится ее разрядка, проверяется исправность запорной арматуры.
2. Определяется величина текущего пластового давления.
3. Производится расчет необходимой плотности жидкости глушения и материалов для ее приготовления.
4. Готовится требуемый объем жидкости глушения соответствующей плотности с учетом аварийного запаса.



## Расчет удельного веса жидкости глушения:

При полной замене скважинной жидкости жидкостью глушения в 1 цикл удельный вес рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{ж}} = P_{\text{пл}} * (1+\Pi) / H * 9,8 * 10^{-6}$$

где:

$\rho_{\text{ж}}$  - плотность жидкости глушения, кг/м<sup>3</sup>

$P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, МПа.

$H$  – расстояние от устья скважины до верхних отверстий перфорации по вертикали, м.  $\Pi$  – коэффициент безопасности работ, зависящий от глубины скважины, коэффициента продуктивности и газосодержания, принятый для ООО «РН-Юганскнефтегаз» равным 0,05 (5%). В особых условиях коэффициент безопасности может быть изменен.

## Расчет объема жидкости глушения:

Требуемый объем ЖГ определяется как разность между внутренним объемом скважины и объемом НКТ по телу трубы.

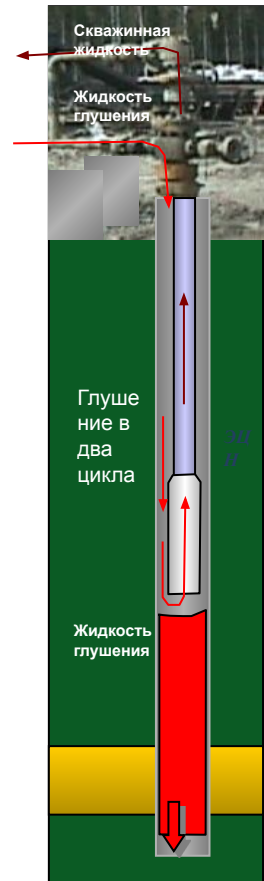
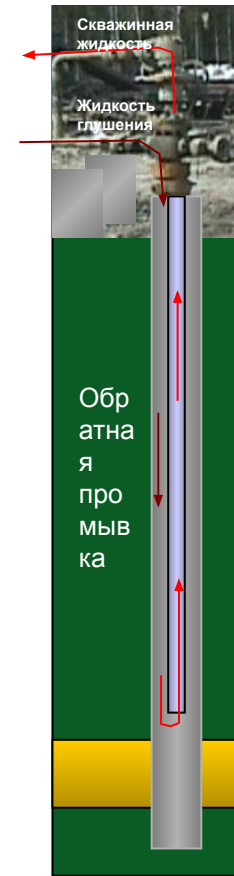
$$V_{\text{жг}} = (V_{\text{эк}} - V_{\text{нкТ}} - V_{\text{шт}}) * 1,1$$

$$V_{\text{нкТ}} = (\pi * (d^2 - d_1^2) / 4) * H_{\text{сп}}$$

# Проведение процесса глушения.

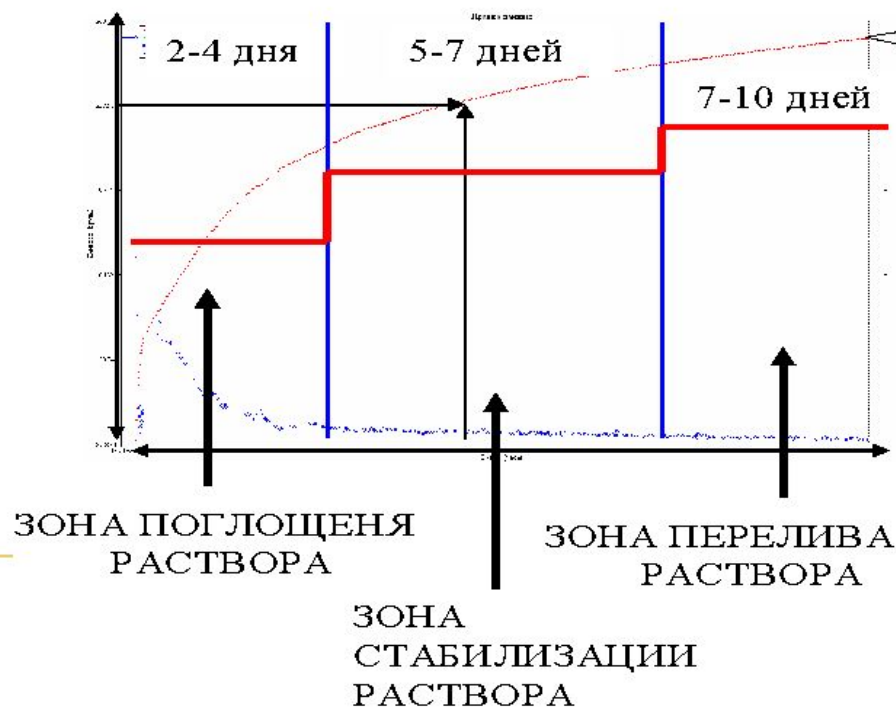
Глушение скважины осуществляется заменой скважинной жидкости на жидкость глушения. Глушение скважины допускается при полной или частичной замене скважинной жидкости с восстановлением или без восстановления циркуляции. Если частичная замена скважинной жидкости не допустима, заполнение колонны жидкостью глушения осуществляют при ее прокачивании на поглощение.

- Глушение фонтанных (газлифтных) и нагнетательных скважин производят закачиванием жидкости глушения методом прямой или обратной промывки эксплуатационной колонны до выхода циркуляционной жидкости на поверхность и выравнивания плотностей входящего и выходящего потоков для обеспечения необходимого противодавления на пласт. По истечении 1-2 ч при отсутствии переливов и выхода газа скважина считается заглушенной.
- Глушение скважин, оборудованных ЭЦН и ШГН, при необходимости производят в два и более приемов после остановки скважинного насоса и сбивания циркуляционного клапана. Жидкость глушения закачивают через НКТ и межтрубное пространство до появления ее на поверхности. Закрывают задвижку и закачивают в пласт расчетный объем жидкости, равный объему эксплуатационной колонны от уровня подвески насоса до забоя.
- В скважинах с низкой приемистостью пластов глушение производят в два этапа. Вначале жидкость глушения замещают до глубины установки насоса, а затем через расчетное время повторяют глушение. Расчетное время  $T$  определяют по формуле  $T = H/v$ , где  $H$  - расстояние от приема насоса до забоя скважины, м;  $v$  - скорость замещения жидкостей, м/с (ориентировочно можно принять 0,04 м/с).



В настоящее время на месторождениях ООО «РН-Юганснефтегаз», эксплуатация добывающих скважин происходит на глубоких депрессиях, с понижением забойного давления до 50 атмосфер и меньше, это приводит к созданию депрессионной воронки от забоя скважины к контуру питания скважины. По результатам множества проведенных ГДИ на скважинах с низко проницаемыми коллекторами выявлено, что период восстановления пластовое давление длится от 15 до 20 суток, а по ряду скважин этот период достигает 30 суток. Характерный пример восстановления давления представлен на рисунке.

### ОСОБЕННОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН РАБОТАЮЩИХ НА ГЛУБОКИХ ДИПРЕССИЯХ В НИЗКО ПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ



В план-заказе на ремонт скважины выдается пластовое давление на контуре питания скважины.



Агрегат цементирувочный ЦА-320- предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.

Автоцистерна АЦН-10С и АЦН-12С предназначена для транспортирования неагрессивных технологических жидкостей температурой до плюс 80<sup>0</sup>С, плотностью от 0,85 г/см<sup>3</sup> до 1,4 г/см<sup>3</sup>, и подачи их к передвижным насосным и смесительным установкам при технологических операциях в нефтяных и газовых скважинах (ГРП, цементирование и другие промывочно-продавочные работы).

Агрегат АНЦ-32/50 предназначен для транспортирования ингибированной соляной кислоты и нагнетания в скважины жидких сред при соляно-кислотной обработке ПЗП.

Агрегат предназначен для работы в умеренной и холодной макроклиматических зонах

## ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Противовыбросовое оборудование предназначено для: управления скважиной при газонефтеводопроявлениях и выполнении технологически необходимых операций по их ликвидации; нормального осуществления процесса бурения скважины с применением газообразных агентов; герметизации затрубного пространства при цементировании обсадных колонн; осуществления обратной циркуляции, обратного цементирования и других операций.

## Оборудование ТКРС



**Превентор «GRIFFITS» с гидроприводом**



**ПМТ-2 156x21 производства ООО «Сиббурмаш»  
г.Тюмень**

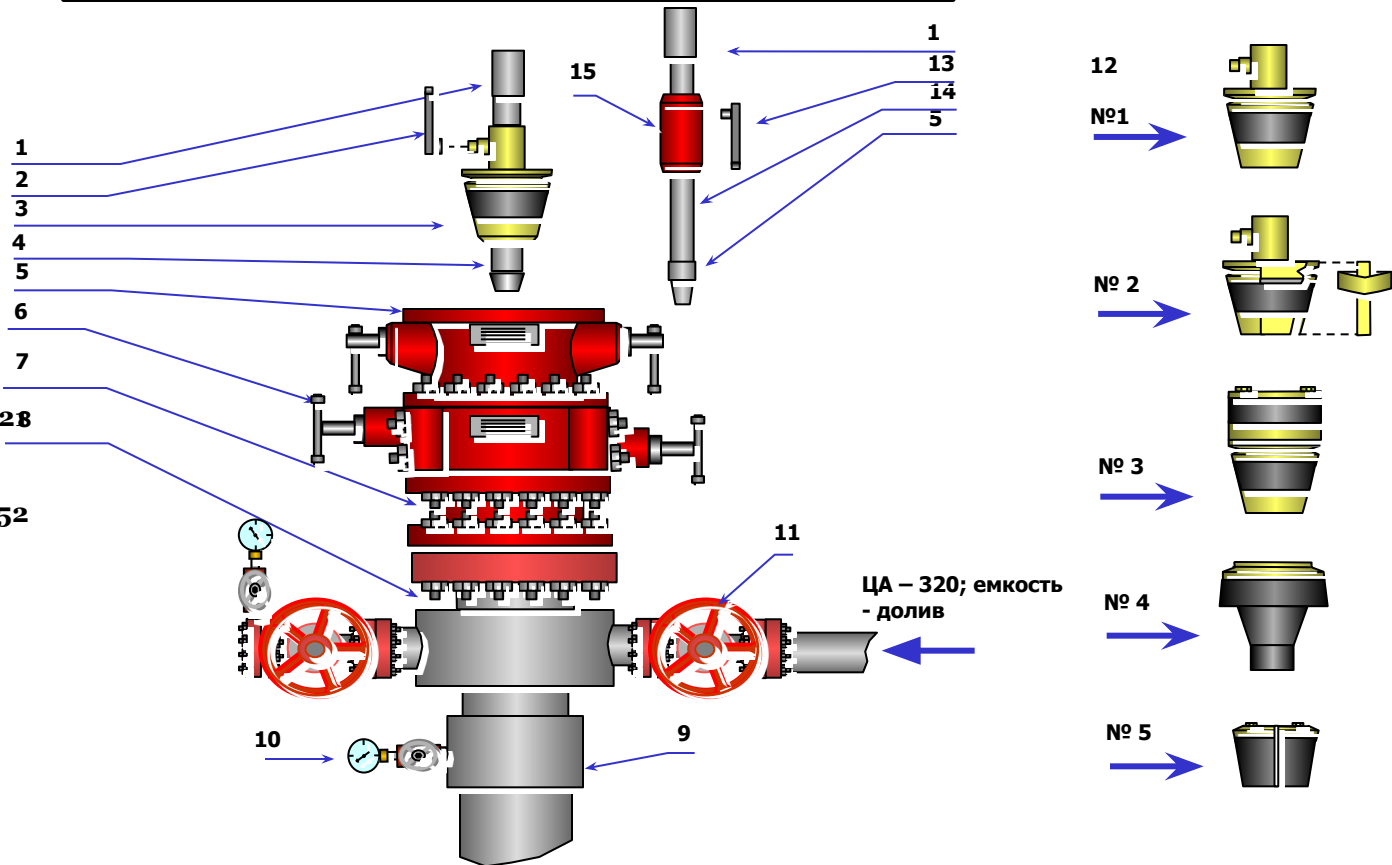


## С Х Е М А №1

установки и обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при ремонте и реконструкции скважин с ППШ – 152 x 21 МПа и КГОМ – 2 150 x 21 МПа.

### Условные обозначения:

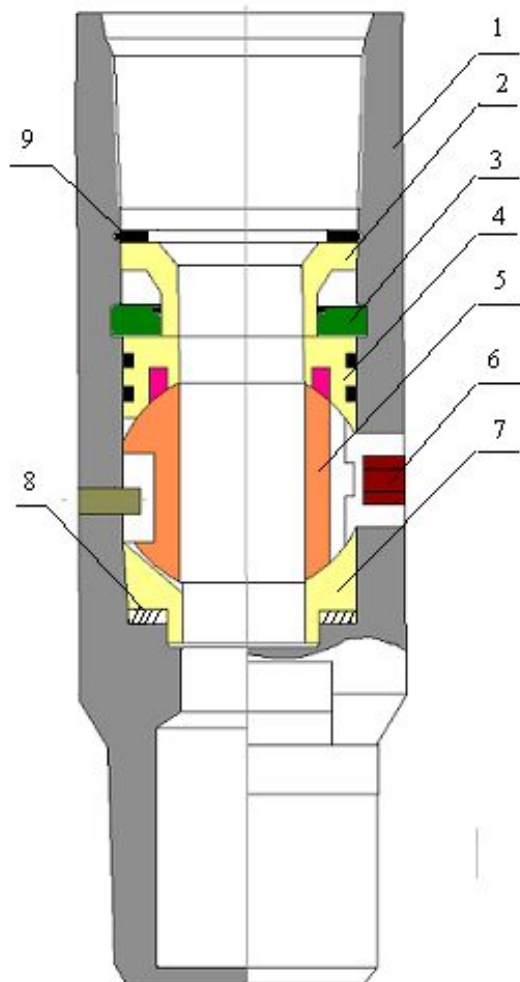
1. Подъемный патрубок;
2. Ключ к шаровому затвору;
3. Вставка №1;
4. Муфта и переводник;
5. Основание КГОМ – 2 150 x 28 МПа;
6. Превентор плащечно шиберный безфланцевый 152 x 21 МПа;
7. Переводная катушка;
8. Крестовина фонтанной арматуры;
9. Колонная головка;
10. Манометр с краном высокого давления;
11. Задвижки фонтанной арматуры;
12. Вставки;
13. Ключ к шаровому крану;
14. Рабочая часть трубы длиной не менее 1500 мм;
15. Шаровый кран.



### Технические условия:

Применяется при работах на скважинах с пластовым давлением не превышающим гидростатическое (второй, третьей категории)

## КРАН ШАРОВЫЙ КШ 89-73Н



- 1 - корпус, 2 - фиксатор, 3 - сухари, 4 - верхнее седло,  
5 - шар, 6 - палец с внутренним шестигранником,  
7 - нижнее седло, 8 - пружины, 9 - стопорное кольцо

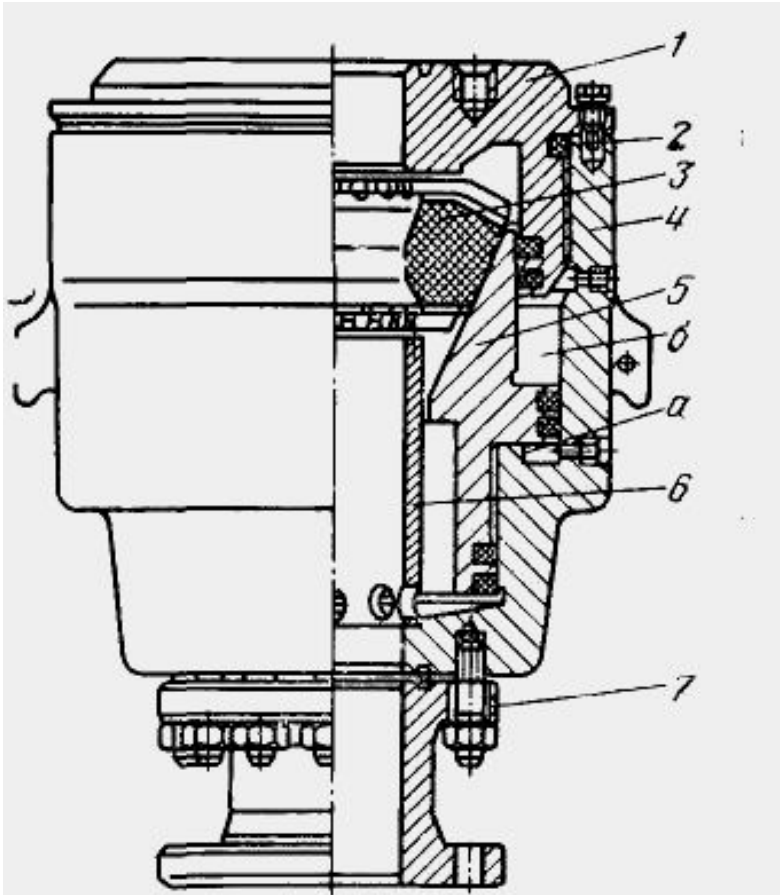
**КШ**



Кран шаровой предназначен для перекрытия канала насосно-компрессорных труб

## Универсальный превентор (ПУГ)

Универсальные превенторы предназначены для герметизации устья нефтяных и газовых скважин при бурении без вращения колонны с целью предупреждения выбросов в процессе бурения, а также для герметизации скважины на любом сечении инструмента при расхаживании и проворачивании колонны.



Универсальный превентор используют в комплекте с плашечным. Универсальный превентор (рис. 90) состоит из корпуса 4, крышки 1, уплотнителя 3, плунжера 5, втулки 6, катушки 7 и уплотнительных манжет 2. Корпус имеет внутреннюю ступенчатую поверхность и соединяется с крышкой при помощи прямоугольной резьбы. Наружная поверхность плунжера также имеет ступенчатую форму. Ступенчатые поверхности корпуса и плунжера, а также крышка образуют в превенторе две гидравлические камеры: нижнюю - запорную а для закрытия и верхнюю распорную б для открытия превентора. Камеры изолированы между собой манжетами. Через отверстия в корпусе они соединяются с установкой гидравлического управления. При нагнетании масла в запорную камеру плунжер передвигается вверх, обжимает уплотнитель, резиновое кольцо которого перемещается к центру скважины и герметизирует устье.











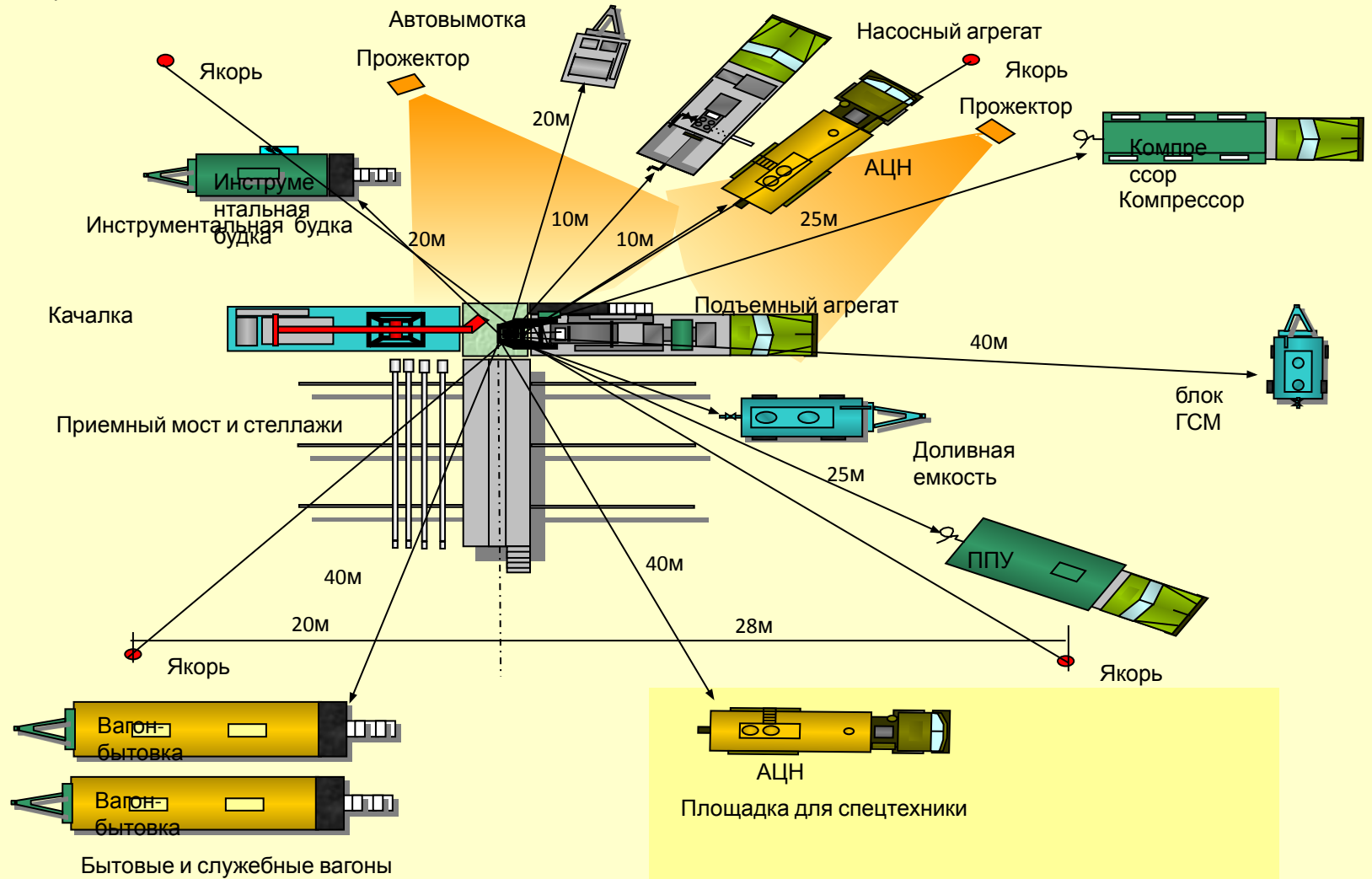






# Схема расстановки оборудования, агрегатов, приспособлений при освоении и ремонте скважин при одиночном расположении скважины

Схема расположения оборудования, агрегатов, приспособлений при освоении и ремонте скважин при одиночном расположении скважины





## Спайдер

Спайдер предназначен для спуско-подъемных операций, захвата и удержания на весу или на столе ротора обсадных колонн или насосно-компрессорных труб.

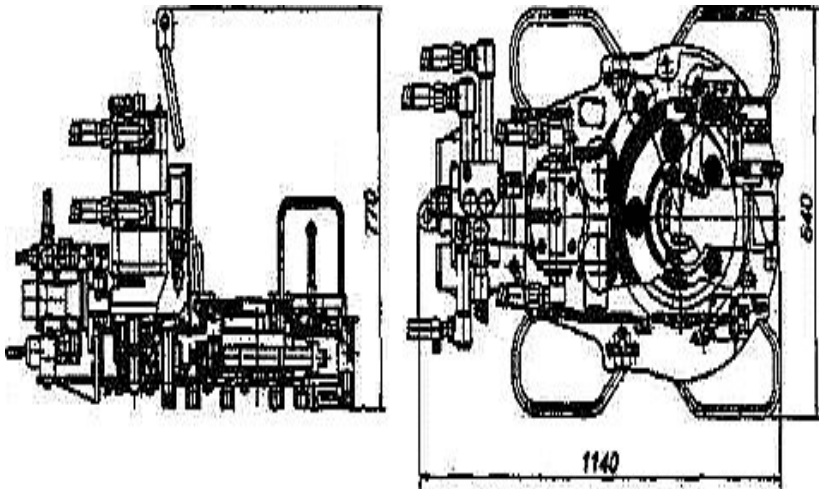
## Гидроключи

**Ключ ГКШ-1200** с гидравлическим

приводом применяется для подземного и капитального ремонта скважин, предназначен для свинчивания и развинчивания бурильных труб, а также НКТ (насосно-компрессорных труб).

*По эксплуатационным характеристикам аналогичен гидроключам следующих фирм:*

- "Ойл-Кантри" модели 45000, 55000, 56000 (США, Калифорния);
- "Уэтерфорд" модель 4,5-08 (США, Техас);
- "Эккель 4<sup>1/2</sup>" (США, Техас);
- "Фарр" модель TL 4600 (Канада, Эдмонтон);





## Элеватор трубный

Элеватор трубный с автоматическим запирающим устройством предназначен для захвата под муфту или замок и удержания на весу колонны бурильных или насосно-компрессорных труб при спуско-подъемных операциях.

## Ротор

Назначение ротора – вращение бурильного инструмента и удержание колонны бурильных, насосно-компрессорных или обсадных труб при их свинчивании и развинчивании в процессе спуско-подъемных операций при поисковом бурении скважин небольшого диаметра и капитальном ремонте скважин.

Ротор состоит из станины 4, стола 2 с коническим зубчатым венцом 3, опирающегося на упорные подшипники 9 и роторный вал 5.

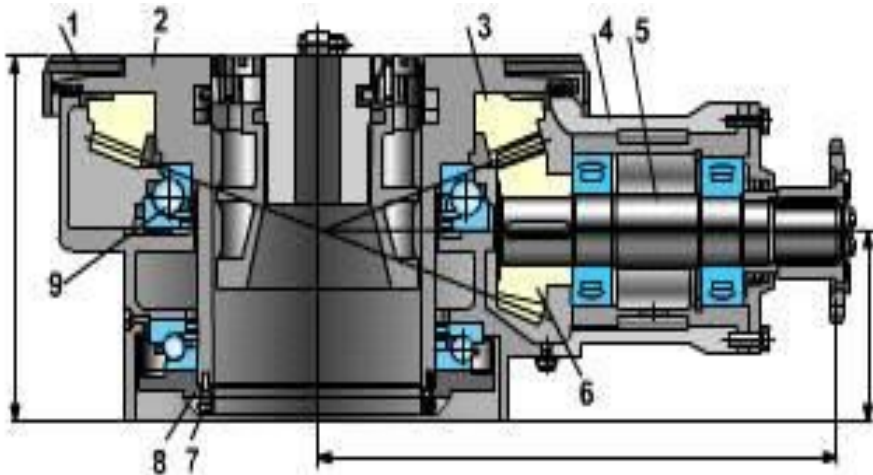
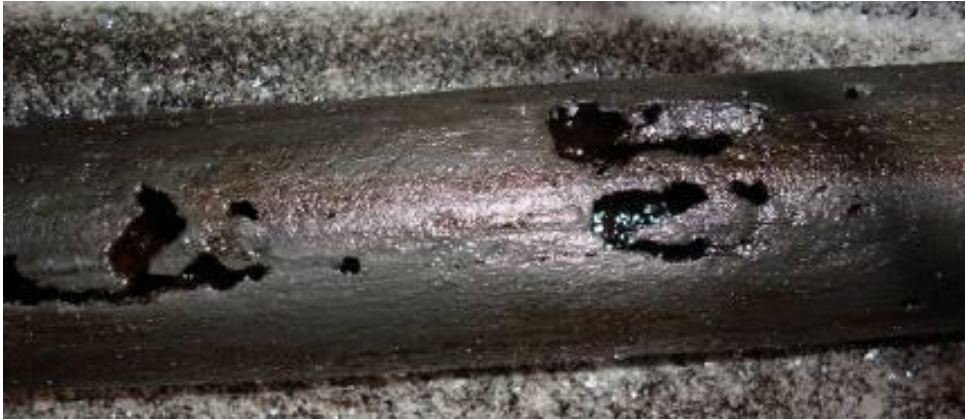


Рис.82. Ротор Р360-Ш14М.

## Осложнение УЭЦН с КПБП



## Типы аварий и виды ЛАР:



Коррозированная НКТ



Лопнувшая муфта НКТ



Расчленение УЭЦН по шпилькам.

# Торпедированная НКТ





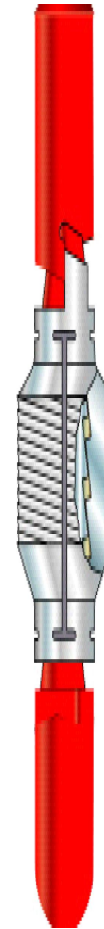
## Инструмент для ЛАР:



Крючок (удочка)  
Для извлечения кабеля,  
провода.



Овершот.  
Извлекает НКТ



Внутренняя трубуловка.  
Извлекает НКТ



Печать

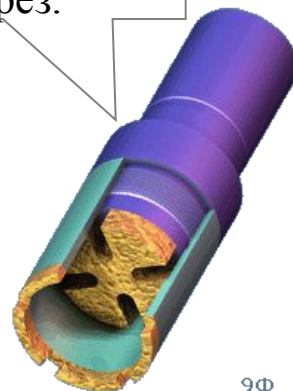
# Инструмент для ЛАР:



Метчик извлекает нестандартное оборудование за внутреннюю поверхность

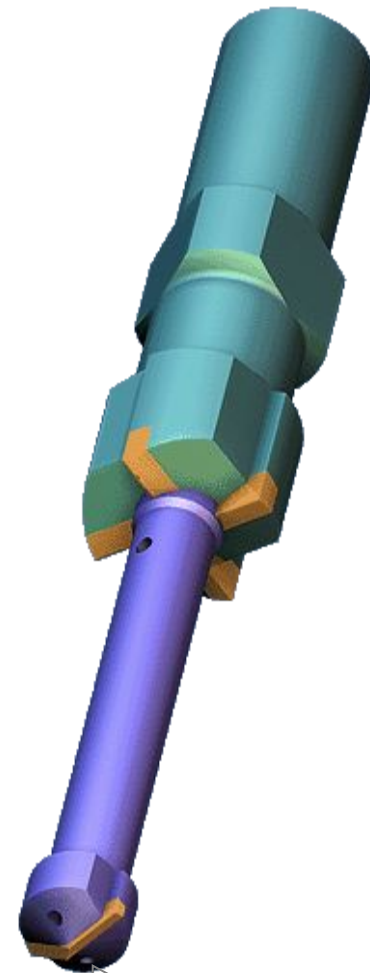


Комбинированный фрез.



Колокол

9Ф



Пилотный фрез

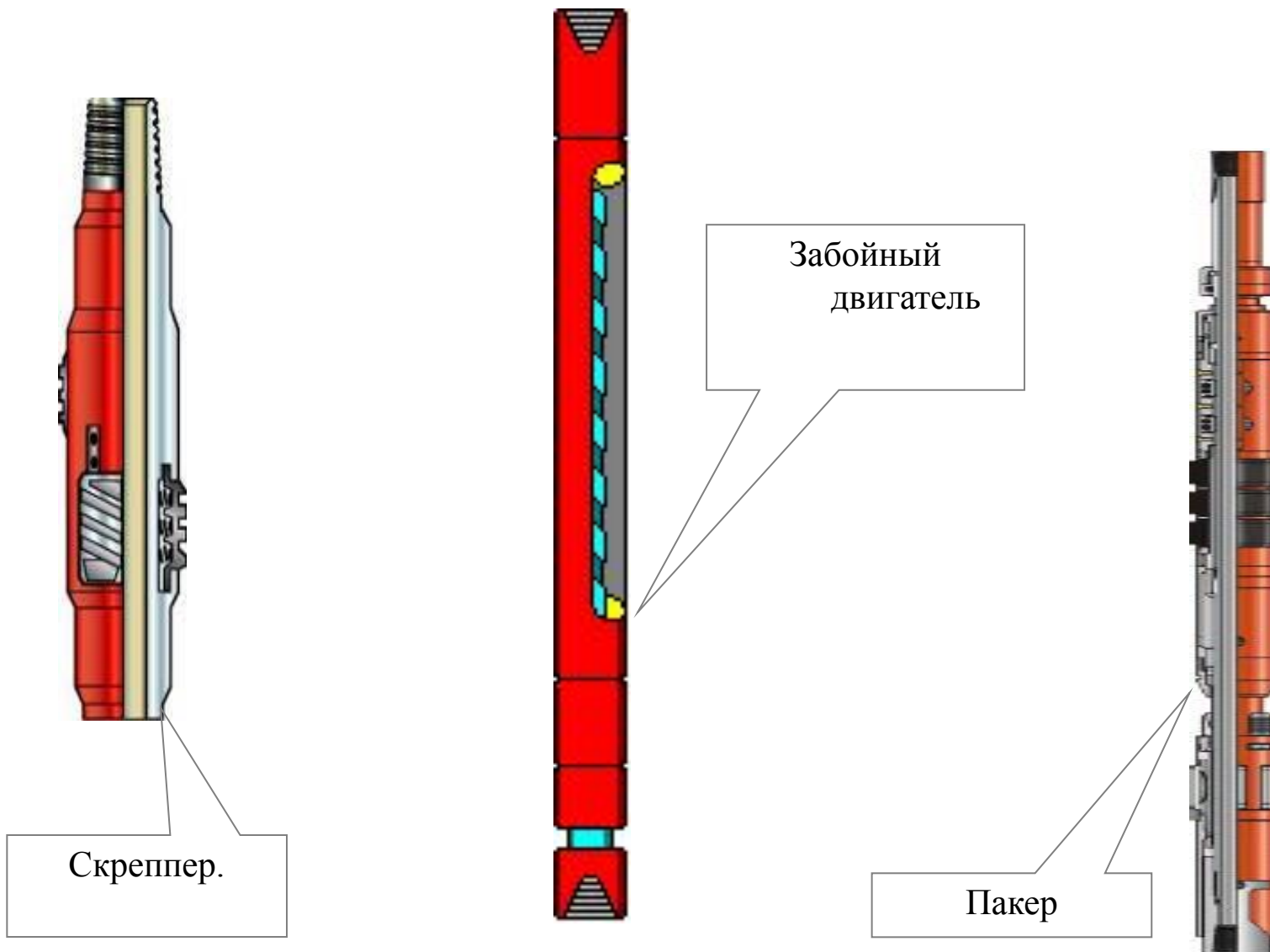
# Отработанная печать



Спец.ловитель



Инструмент для технологических работ в эксплуатационной колонне:

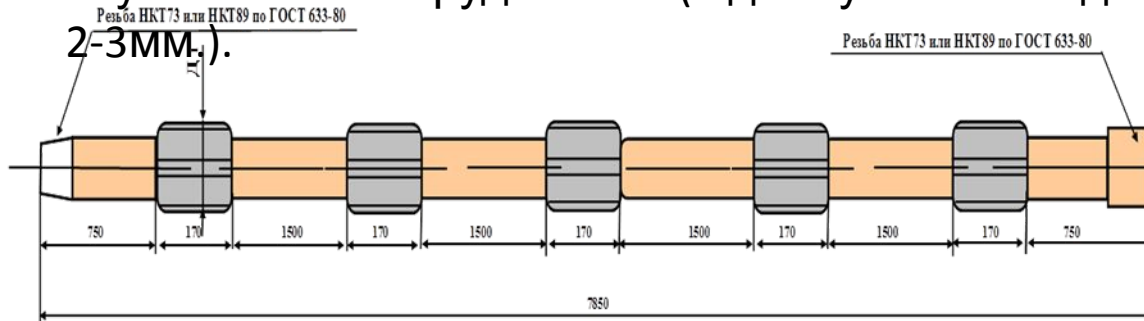


# Технологическое оборудование

Райберы предназначены для фрезерования поврежденных мест (смятий, сломов) эксплуатационных колонн скважин под шаблон соответствующего размера.

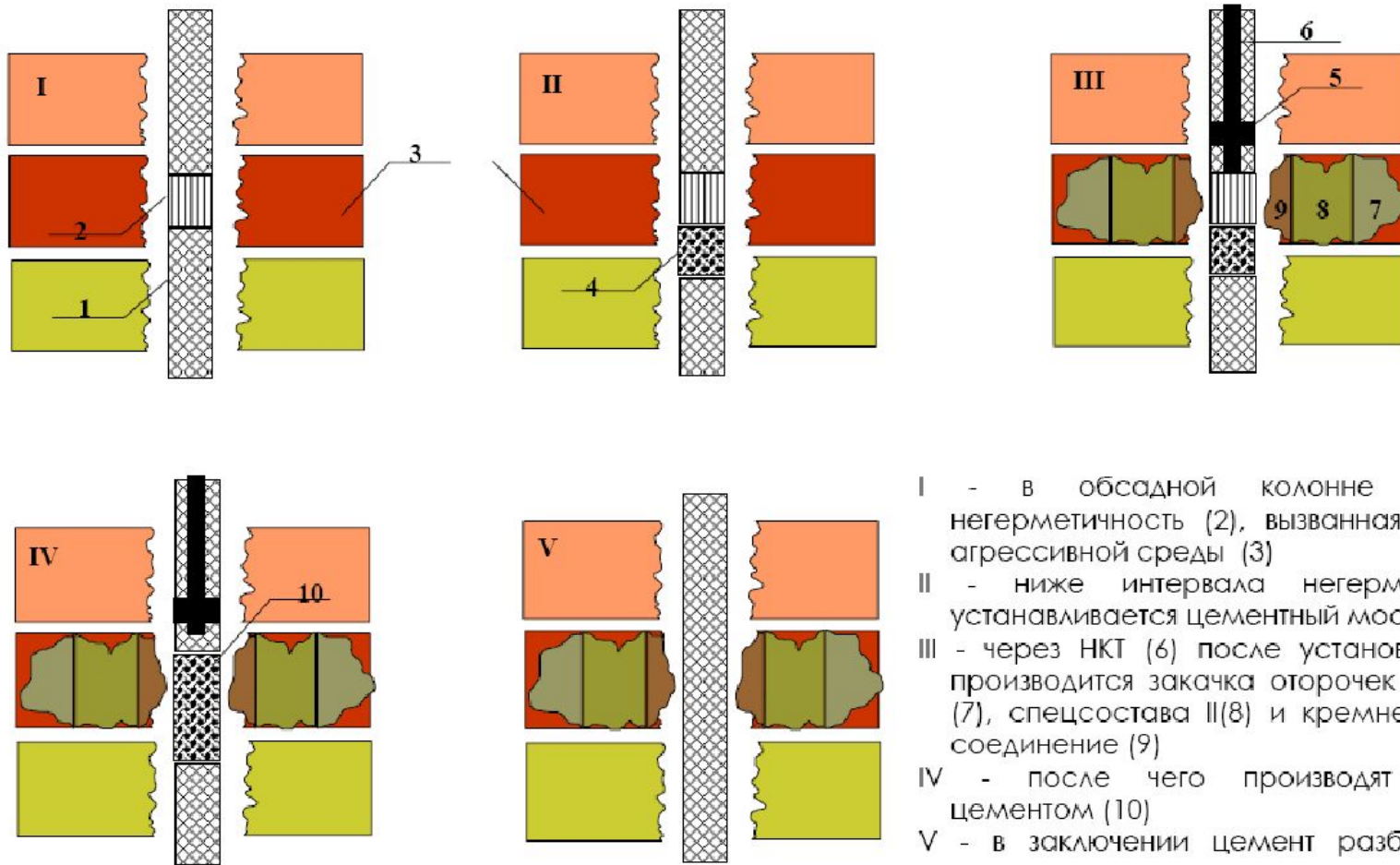
## Шаблоны.

Применяются для шаблонирования эксплуатационной колонны и НКТ. Должны соответствовать размерам спускаемого оборудования (в длину 3-4м и по диаметру 2-3мм).



№ п/п	Д экс- кол-ны, мм	Д проходног о сечения, мм	Д1 шаблон головки, мм	Л двух секций, мм
1	102	85	83±0,25	9220
2	102	88	85±0,25	9220
3	114	97	94±0,25	9220

## Вид ремонта РИР: Изоляционными составами.



- I - в обсадной колонне (1) имеется негерметичность (2), вызванная воздействием агрессивной среды (3)
- II - ниже интервала негерметичности (2) устанавливается цементный мост (4)
- III - через НКТ (6) после установки пакера (5) производится закачка оторочек спецсостава I (7), спецсостава II(8) и кремнеорганического соединения (9)
- IV - после чего производят докрепление цементом (10)
- V - в заключении цемент разбуривают ниже интервала негерметичности, производят опрессовку, при успешном проведении работ цементный мост ликвидируется и скважина запускается в работу

## Вид ремонта РИР: двухпакерной компоновкой



Технология изоляции газоводопроявления при насосной эксплуатации скважин автономно оставляемой двухпакерной компоновкой.

Применяются пакера :

- верхние опорной установки;
- -нижние осевой установки.



## Извлекаемый металлический пластырь ДОРН

### ПРИМЕНЕНИЕ

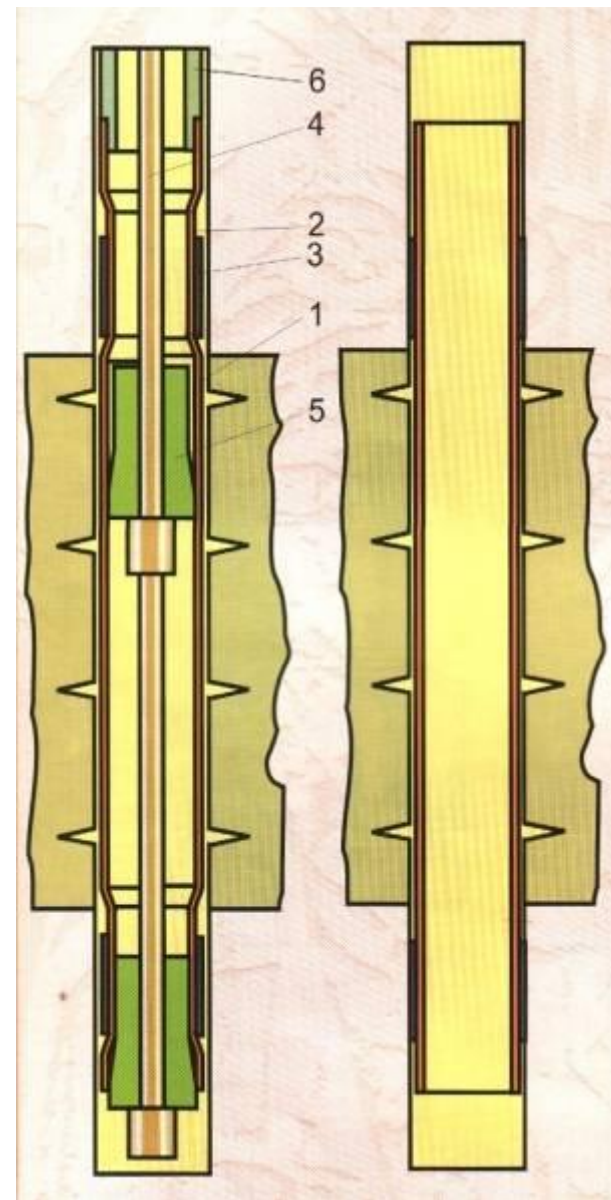
Предназначен для отключения пластов и герметизации обсадной колонны в добывающих и нагнетательных скважинах.

### УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

Пластырь представляет собой стальной патрубков 1 с приваренными на концах суженными наконечниками 2, на которые надеты резиновые уплотнители 3. Работа осуществляется следующим образом. После спуска пластыря в заданный интервал в лифтовые трубы, на которых его спускают, закачивают жидкость давлением 18-25 МПа, за счет этого гидропривод тянет шток 4, который перемещает конус 5, и протягивает их через наконечники 2 сначала нижний, затем верхний, причем верхний конус через центратор 6 упирается в гидравлический привод, что обеспечивает независимое от обсадной колонны срабатывание механизма.

Центратор 6 обеспечивает соосность наконечника 2 и гидропривода. После прохождения конусов 5 через наконечники 2 посадочный инструмент освобождается и его извлекают из скважины. При необходимости пластырь может быть сорван с места и извлечен из скважины специально разработанным для этого инструментом.

Пластырь изготавливается для 146 мм и 168 мм обсадных колонн. Имеет проходной диаметр 104 мм и 123 мм, соответственно, и длину до 18 м. Выдерживает депрессию до 15 МПа для э/к

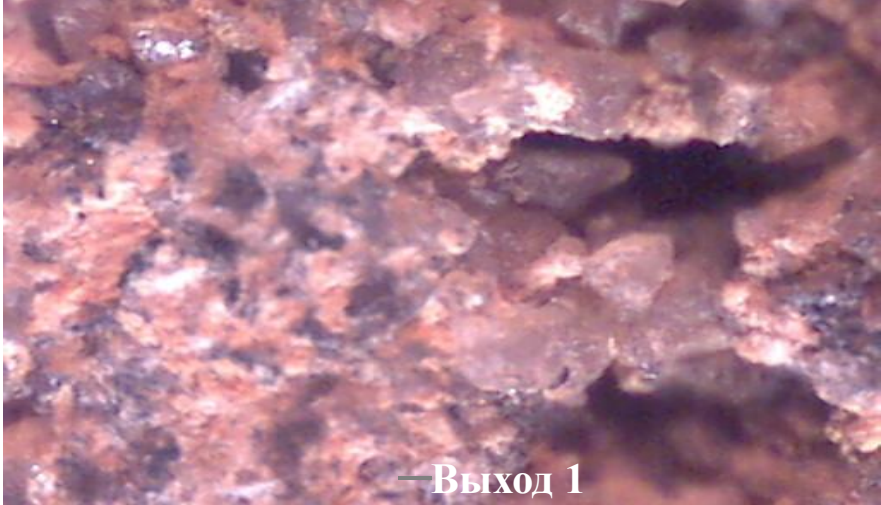
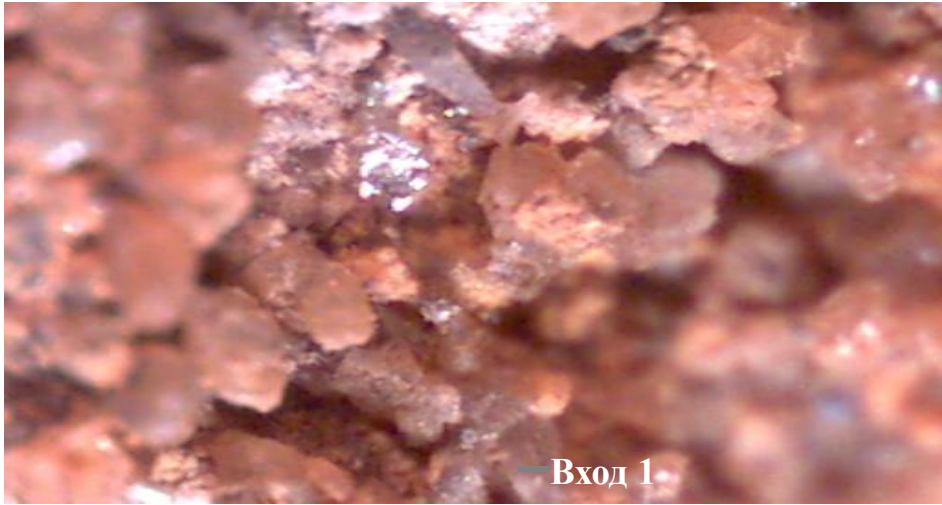
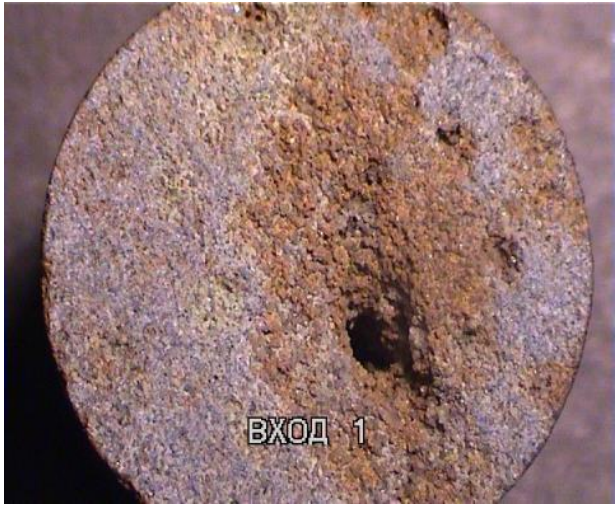


## Вид ремонта ОПЗ:

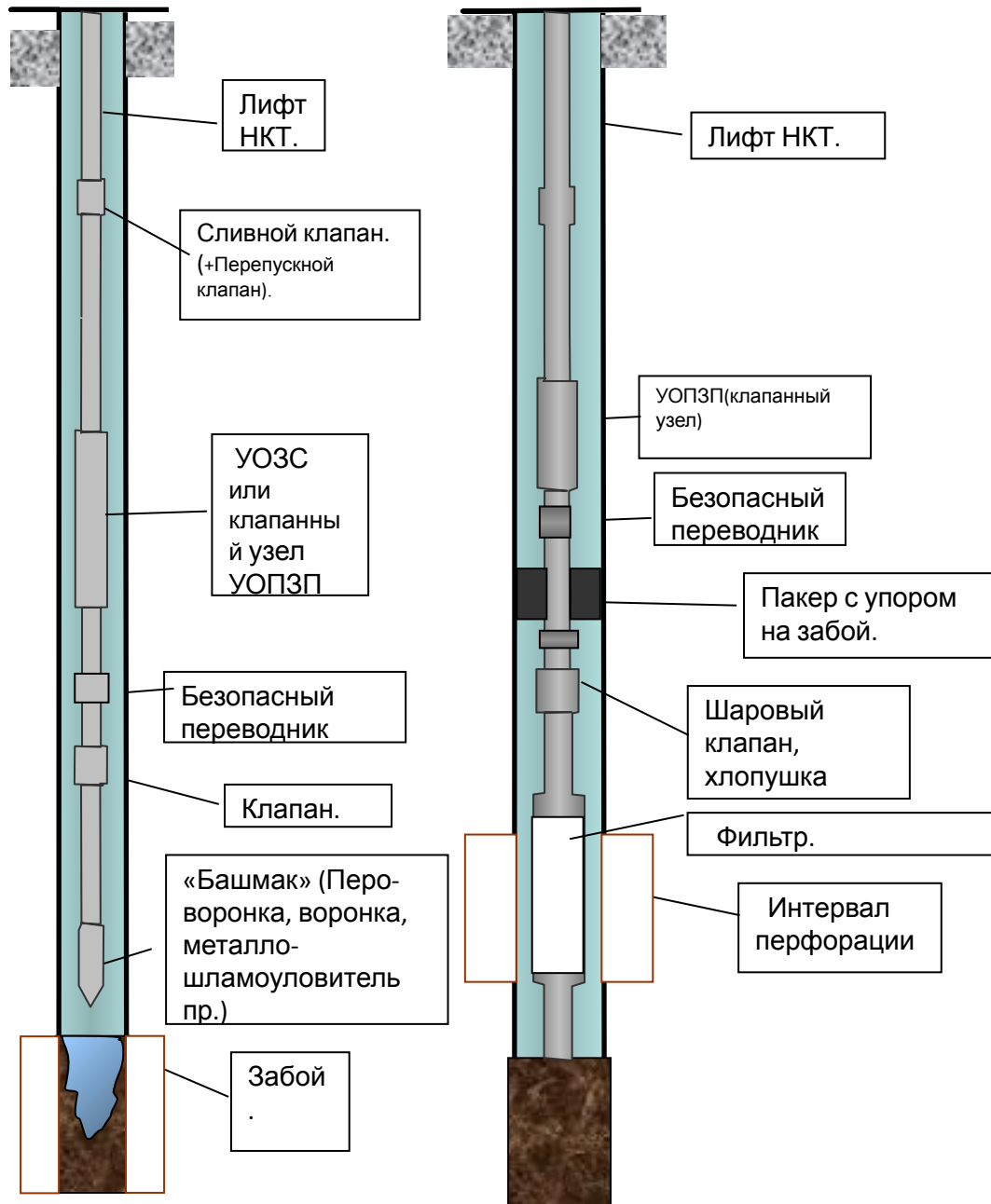
Дизайн ОПЗ и подбор реагентов осуществляется с учётом природы кольматанта и причины снижения продуктивности

Причина снижение продуктивности	Технология ОПЗ
Выпадение солей (кальцит, доломит)	ПАВ-кислотная обработка
Выпадение АСПО	Промывка органическим растворителем или горячей нефтью
Проникновение жидкости глушения при ПРС или пластовой воды при ЗКЦ	Кислотная обработка с взаимными растворителями (спирты, гликоли)
Набухание глинистого материала	Обработка ПЗС гидрофобизаторами, растворами солей аммония и калия
Образование эмульсий (эмульсионные блоки)	Обработка органическим растворителем с деэмульгатором
Мехпримеси из нагнетаемой воды, технологических жидкостей	ПАВ-кислотная обработка

Керн после фильтрации кислотных составов



## Применение УОЗС и УОПЗП



Устройство по очистке забоя скважин (далее по тексту УОЗС и УОПЗП) применяется при текущем и капитальном ремонте скважин для решения комплекса задач и достижения следующих целей:

- предотвращение отрицательного воздействия жидкости глушения, и промывочной жидкости при работе на скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями и на скважинах после ГРП.
- очистка забоя скважины без создания циркуляции
- очистка призабойной зоны пласта путем создания депрессии на пласт за счет удаления из нее частиц твердой фазы промывочной жидкости, шлама, фильтрата, глинистого раствора, нерастворимых осадков, асфальто-смолистых веществ, продуктов коррозии обсадных труб и других закупоривающих материалов.
- Очистка ствола и забоя скважины от выносимой породы пласта (песка, шлама, проппанта и др.)
- Очистка ствола и забоя скважины от посторонних металлических предметов. (клямцы, шарошки долота и пр.)
- Очистка головы аварийного оборудования при ловильно-аварийных работах (ЛАР) для создания условий захвата ловильным инструментом.