



# Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин

*Курс лекций*

**Автор: Епихин А.В.  
асс.каф. бурения скважин**

Томск-2013 г.



## **Тема №1**

# ***Классификатор ПРС и КРС***



# Капитальный ремонт скважин

**КРС** — комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, ликвидацией аварий, спуском и подъемом оборудования при отдельной эксплуатации и закачке, а также с ликвидацией скважин (**восстановление работоспособности скважины**).



# Капитальный ремонт скважин

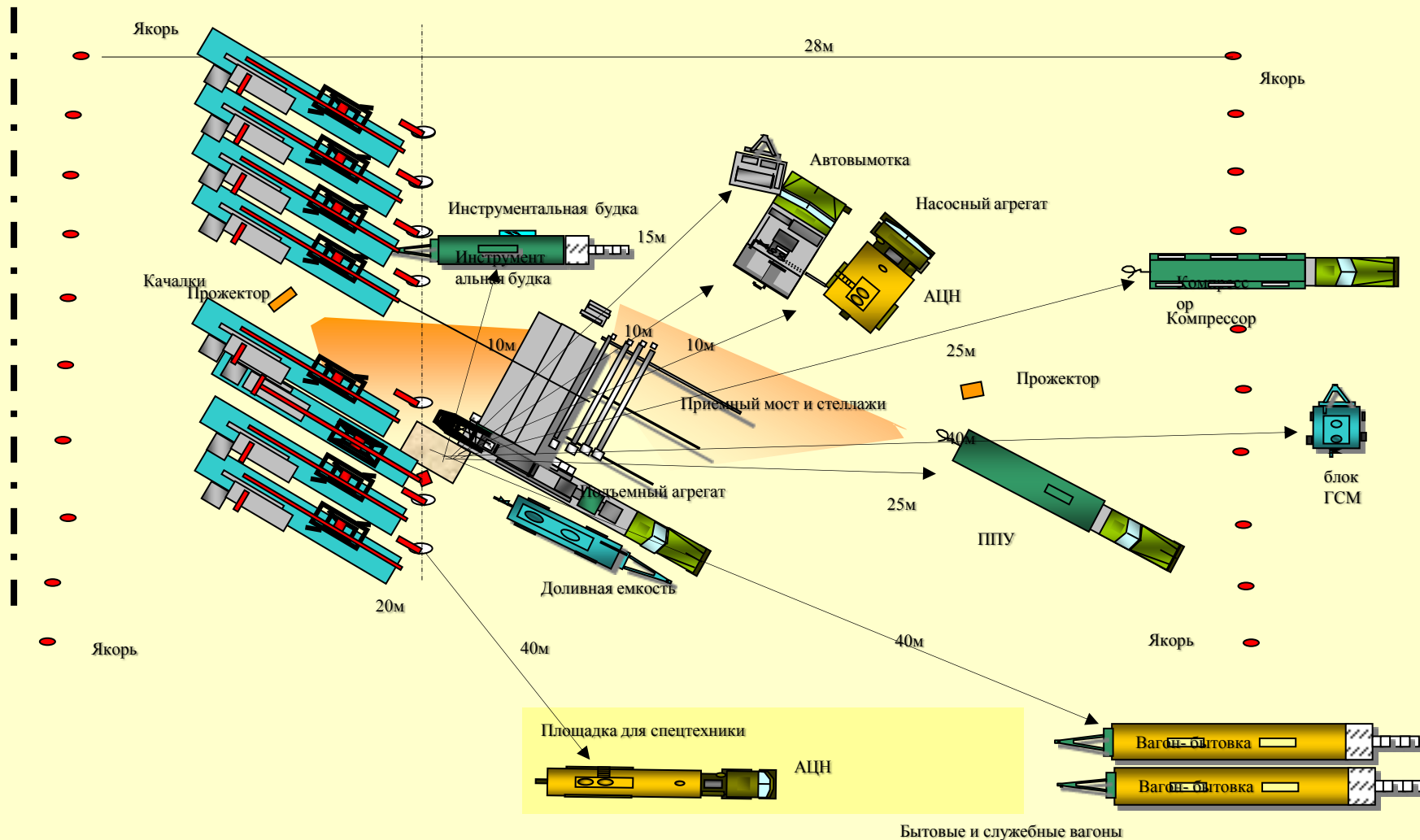
## Подготовительный комплекс работ

- передислокация ремонтного оборудования,
- планировка территории рабочей зоны,
- глушение скважины,
- монтаж подъемной установки,
- разборка устьевого оборудования
- подъем скважинного оборудования и доставке на ремонтную базу,
- очистка штанг и труб от парафинисто-смолистых и солевых отложений,
- смена эксплуатационных НКТ на технологические (рабочие) НКТ или бурильные трубы,
- завоз в циркуляционную систему и резервные емкости технологической жидкости.



# Капитальный ремонт скважин

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





# Классификатор КРС

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
<b>КР 1</b>	<b>Ремонтно-изоляционные работы</b>	
<b>КР1-1</b>	Отключение отдельных обводненных интервалов пласта	Выполнение запланированного объема работ. Снижение обводненности продукции.
<b>КР1-2</b>	Отключение отдельных пластов	Выполнение запланированного объема работ. Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном (ого) пласте (а).
<b>КР1-3</b>	Исправление негерметичности цементного кольца.	Достижение цели ремонта, подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями. Снижение обводненности продукции при сокращении или увеличении дебита нефти.
<b>КР1-4</b>	Наращивание цементного кольца за эксплуатационной, промежуточной колонками, кондуктором.	Отсутствие нефтегазопроявлений на поверхности и подтверждение наращивания цементного кольца в необходимом интервале промыслово-геофизическими исследованиями.
<b>КР 2</b>	<b>Устранение негерметичности эксплуатационной колонны</b>	
<b>КР2-1</b>	Устранение негерметичности тампонированием.	Герметичность эксплуатационной колонны при гидроиспытании.
<b>КР2-2</b>	Устранение негерметичности установкой пластыря.	То же
<b>КР2-3</b>	Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра.	То же
<b>КР 3</b>	<b>Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта</b>	
<b>КР3-1</b>	Извлечение оборудования из скважины после аварий, допущенных в процессе эксплуатации.	Прохождение шаблона до необходимой глубины.
<b>КР3-2</b>	Ликвидация аварий с эксплуатационной колонной.	То же
<b>КР3-3</b>	Очистка забоя ствола скважины от металлических предметов.	То же
<b>КР3-4</b>	Прочие работы по ликвидации аварий, допущенных при эксплуатации скважин.	Достижение цели, оговоренной в технологическом плане.
<b>КР3-5</b>	Ликвидация аварий, допущенных в процессе ремонта скважин.	Достижение цели, оговоренной в дополнительном плане на ликвидацию аварии.



Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
<b>КР 4</b>	<b>Переход на другие горизонты и приобщение пластов</b>	
<b>КР4-1</b>	Переход на другие горизонты.	Выполнение заданного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями. Получение притока.
<b>КР4-2</b>	Приобщение пластов.	Получение притока из нового интервала и увеличение дебита нефти.
<b>КР 5</b>	Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеров-отсекателей	Выполнение запланированного объема работ, герметичность пакера. Увеличение дебита нефти. Увеличение, сокращение объемов закачки воды.
<b>КР 6</b>	<b>Комплекс подземных работ, связанных с бурением</b>	
<b>КР6-1</b>	Зарезка новых стволов скважин.	Выполнение запланированного объема работ.
<b>КР6-2</b>	Бурение цементного стакана.	То же
<b>КР6-3</b>	Фрезерование башмака колонны с углублением ствола в горной породе.	То же
<b>КР6-4</b>	Бурение и оборудование шурфов и артезианских скважин.	То же
<b>КР 7</b>	<b>Обработка призабойной зоны</b>	
<b>КР7-1</b>	Проведение кислотной обработки	Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин.
<b>КР7-2</b>	Проведение ГРП.	То же
<b>КР7-3</b>	Проведение ГПП.	То же
<b>КР7-4</b>	Виброобработка призабойной зоны.	То же
<b>КР7-5</b>	Термообработка призабойной зоны.	То же
<b>КР7-6</b>	Промывка призабойной зоны растворителям.	То же
<b>КР7-7</b>	Промывка призабойной зоны растворителям ПАВ.	То же
<b>КР7-8</b>	Обработка термогазохимическими методами (ТГХВ, ПГД ).	То же
<b>КР7-9</b>	Прочие виды обработки призабойной зоны.	То же
<b>КР7-10</b>	Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин	Выполнение запланированного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями
<b>КР7-11</b>	Дополнительная перфорация и торпедирование ранее простреленных интервалов.	Выполнение запланированного объема работ, увеличение продуктивности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин.



# Классификатор КРС

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
<b>КР 8</b>	<b>Исследование скважин</b>	
<b>КР8-1</b>	Исследование характера насыщенности и выработки продуктивных пластов, уточнение геологического разреза в заданном режиме (приток, закачка, выдерживание скважины в скважинах.	Выполнение запланированного комплекса исследований в покое), получение заключения
<b>КР8-2</b>	Оценка технической состоянием скважины (обследование скважины).	Выполнение запланированного объема работ, выдача заключения
<b>КР 9</b>	<b>Перевод скважины на использование по другому назначению</b>	
<b>КР9-1</b>	Освоение скважин под нагнетательные.	Достижение приемистости, оговоренной в плане.
<b>КР9-2</b>	Перевод скважин под отбор технической воды.	Выполнение запланированного объема работ. Получение притока.
<b>КР9-3</b>	Перевод скважин в наблюдательные, пьезометрические.	Выполнение запланированного объема работ.
<b>КР9-4</b>	Перевод скважин под нагнетание теплоносителя или воздуха.	Обеспечение приемистости.
<b>КР 10</b>	<b>Ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных скважин</b>	
<b>КР10-1</b>	Оснащение паро- и воздухонагнетательных скважин противопесочным оборудованием.	Обеспечение приемистости.
<b>КР10-2</b>	Промывка в паро- и воздухонагнетательных скважинах песчаных пробок.	Восстановление приемистости.
<b>КР 11</b>	Консервация и расконсервация скважин.	Выполнение запланированного объема работ.
<b>КР 12</b>	Прочие виды работ.	Выполнение запланированного объема работ





# Текущий ремонт скважин

**Текущий ремонт скважин (ТРС)** - это комплекс работ по восстановлению работоспособности скважинного и устьевого оборудования, изменению режима эксплуатации скважины, очистке подъемной колонны и забоя от парафинисто-смолистых отложений, солей и песчаных пробок.





# Текущий ремонт скважин

## Подготовительный комплекс работ

- передислокация ремонтного оборудования,
- планировка территории рабочей зоны,
- глушение скважины,
- монтаж подъемных установок,
- разборка устьевого оборудования.



# Классификатор ПРС

Шифр	Вид работ по текущему ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
<b>ТР 1</b>	<b>Оснащение скважин скважинным оборудованием при вводе в эксплуатацию (из бурения, освоения, бездействия, консервации)</b>	
ТР1-1	Ввод фонтанных скважин.	Выполнение запланированного объема работ.
ТР1-2	Ввод газлифтных скважин.	Выполнение запланированного объема работ.
ТР1-3	Ввод скважин, оборудованных ШГН.	Выполнение запланированного объема работ.
ТР1-4	Ввод скважин, оборудованных ЭЦН.	Выполнение запланированного объема работ.
<b>ТР 2</b>	<b>Перевод скважин на другой способ эксплуатации</b>	
ТР2-1	Фонтанный - газлифт.	Выполнение запланированного объема работ.
ТР2-2	Фонтанный - ШГН.	Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче.
ТР2-3	Фонтанный – ЭЦН.	Нормальная подача и напор.
ТР2-4	Газлифт – ШГН.	Нормальная работа насоса по динамограмме или подаче.
ТР2-5	Газлифт – ЭЦН.	Нормальная подача и напор.
ТР2-6	ШГН – ЭЦН.	Нормальная подача и напор.
ТР2-7	ЭЦН – ШГН.	Нормальная подача и напор.
ТР2-8	ШГН – ОРЭ.	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача и напор.
ТР2-9	ЭЦН – ОРЭ.	То же
ТР2-10	Прочие виды перевода.	То же
<b>ТР 3</b>	<b>Оптимизация режима эксплуатации</b>	
ТР3-1	Изменение глубины подвески, смена типоразмера ШГН.	Достижение цели ремонта.
ТР3-2	Изменение глубины подвески, изменение типоразмера ЭЦН.	Достижение цели ремонта.
<b>ТР 4</b>	<b>Ремонт скважин оборудованных ШГН</b>	
ТР4-1	Ревизия и смена насоса.	Нормальная работа насоса по динамограмме.
ТР4-2	Устранение обрыва штанг.	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса.
ТР4-3	Замена полированного штока.	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса.
ТР4-4	Замена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ.	Достижение цели ремонта. Нормальная подача насоса.
ТР4-5	Очистка и пропарка НКТ.	Достижение цели ремонта. Нормальная подача насоса.
ТР4-6	Ревизия, смена устьевого оборудования.	Достижение цели ремонта. Нормальная подача насоса.
<b>ТР 5</b>	<b>Ремонт скважин, оборудованных ЭЦН</b>	
ТР5-1	Ревизия и смена насоса.	Нормальная подача и напор.
ТР5-2	Смена электродвигателя.	Нормальная подача и напор.
ТР5-3	Устранение повреждения кабеля.	Устранение дефекта. Нормальная работа насоса.
ТР5-4	Ревизия, смена, устранение негерметичности НКТ.	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса.
ТР5-5	Очистка и пропарка НКТ.	Достижение цели ремонта.
ТР5-6	Ревизия, смена устьевого оборудования	Достижение цели ремонта.



# Классификатор ПРС

Шифр	Вид работ по текущему ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
<b>ТР 6</b>	<b>Ремонт фонтанных скважин</b>	
<b>ТР6-1</b>	Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ.	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса.
<b>ТР6-2</b>	Очистка и пропарка НКТ.	То же
<b>ТР6-3</b>	Смена, ревизия устьевого оборудования.	То же
<b>ТР 7</b>	<b>Ремонт газлифтных скважин</b>	
<b>ТР7-1</b>	Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ.	Выполнение запланированного объема работ. Нормальная подача насоса.
<b>ТР7-2</b>	Очистка и пропарка НКТ.	То же
<b>ТР7-3</b>	Ревизия, замена, очистка газлифтных клапанов.	То же
<b>ТР7-4</b>	Ревизия, смена устьевого оборудования.	То же
<b>ТР 8</b>	Ревизия и смена оборудования артезианских и поглощающих скважин.	Выполнение запланированного объема работ.
<b>ТР 9</b>	<b>Очистка, промывка забоя</b>	
<b>ТР9-1</b>	Промывка горячей нефтью (водой) с добавлением ПАВ.	Достижение цели ремонта.
<b>ТР9-2</b>	Обработка забоя химреагентами (ТГХВ, СКО, ГКО и т.д.).	Достижение цели ремонта.
<b>ТР 10</b>	Опытные работы по испытанию новых видов подземного оборудования	Выполнение запланированного объема работ.
<b>ТР 11</b>	Прочие виды работ.	Выполнение запланированного объема работ.



## Характеристика работ в скважинах

**Межремонтным периодом (МРП)** — продолжительность эксплуатации скважин (в сутках) между **двумя** последовательно проводимыми текущими ремонтами.

**Коэффициент эксплуатации** - отношение фактически отработанного времени к календарному времени за год, квартал, месяц.

При высокой организации производства может достичь **0,93—0,98** (обычно разный).



## **Тема №2**

# ***Оборудование ПРС и КРС. Подъемные агрегаты.***



# Фонтанная арматура

Позволяет эксплуатировать скважины в режимах фонтанном, нагнетательном и откачивания среды при помощи электропогружных и штанговых насосов.

С ее помощью осуществляется контроль и регулировка режимов работы скважин, проводятся исследовательские и ремонтные работы





# Подъемные агрегаты



**Агрегат А60/80** предназначен для ремонта и освоения нефтяных и газовых скважин, ведения буровых работ ротором и забойными двигателями.





# Подъемные агрегаты УПА-60





# Подъемные агрегаты

## Агрегат А-50У

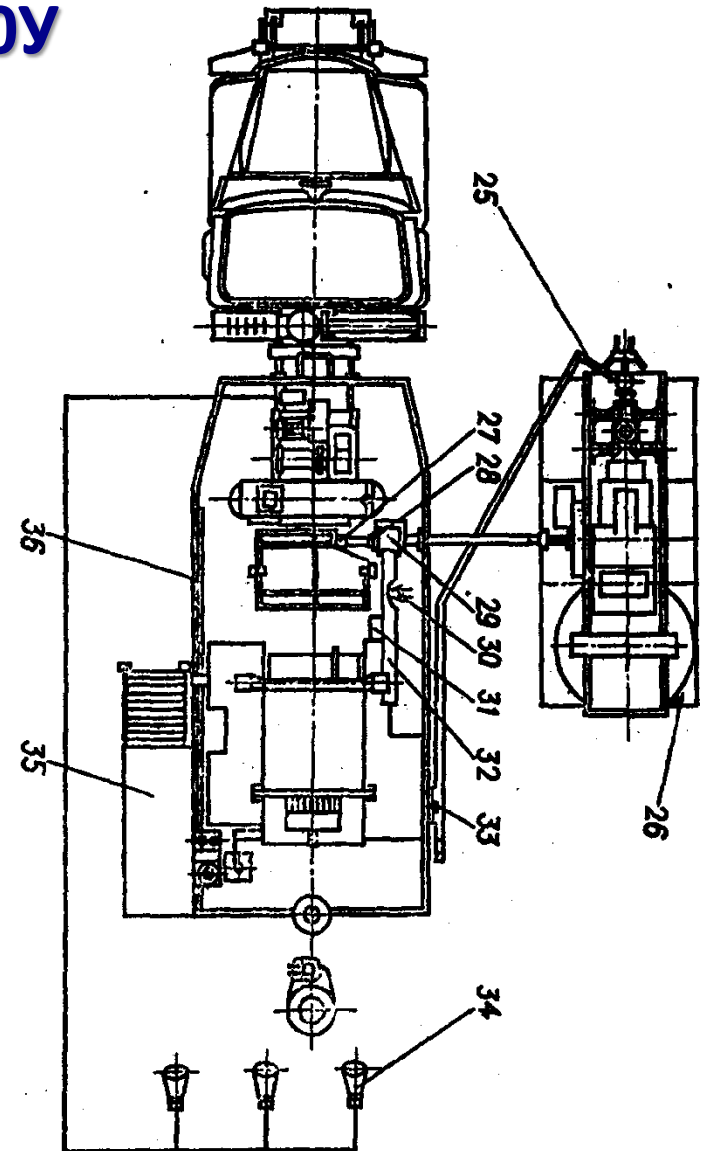




# Подъемные агрегаты

## Агрегат А-50У

Смонтирован на шасси  
автомобиля КрАЗ-257





# Подъемные агрегаты

## Агрегат А-50У

Грузоподъемность, тонн	50
Тяговое усилие ходового каната, тонн	10
Оснастка талевой системы	3*4
Диаметр талевого каната, мм	25
Число скоростей ротора, шт	2
Скорость вращения стола ротора, об/мин.	40, 70
Высота вышки, м	22,4
Производительность промывочного насоса, л/с	9,95
Наибольшее давление насоса, атм	160
Мощность тягового двигателя, кВт	176,5
Масса насосного блока, кг	4124
Масса вышечно-лебедочного блока с транспортной базой, кг	32104
Габаритные размеры в транспортном положении, мм	12460*2650*4160



# Подъемные агрегаты

## Агрегат УПТ1-50Б

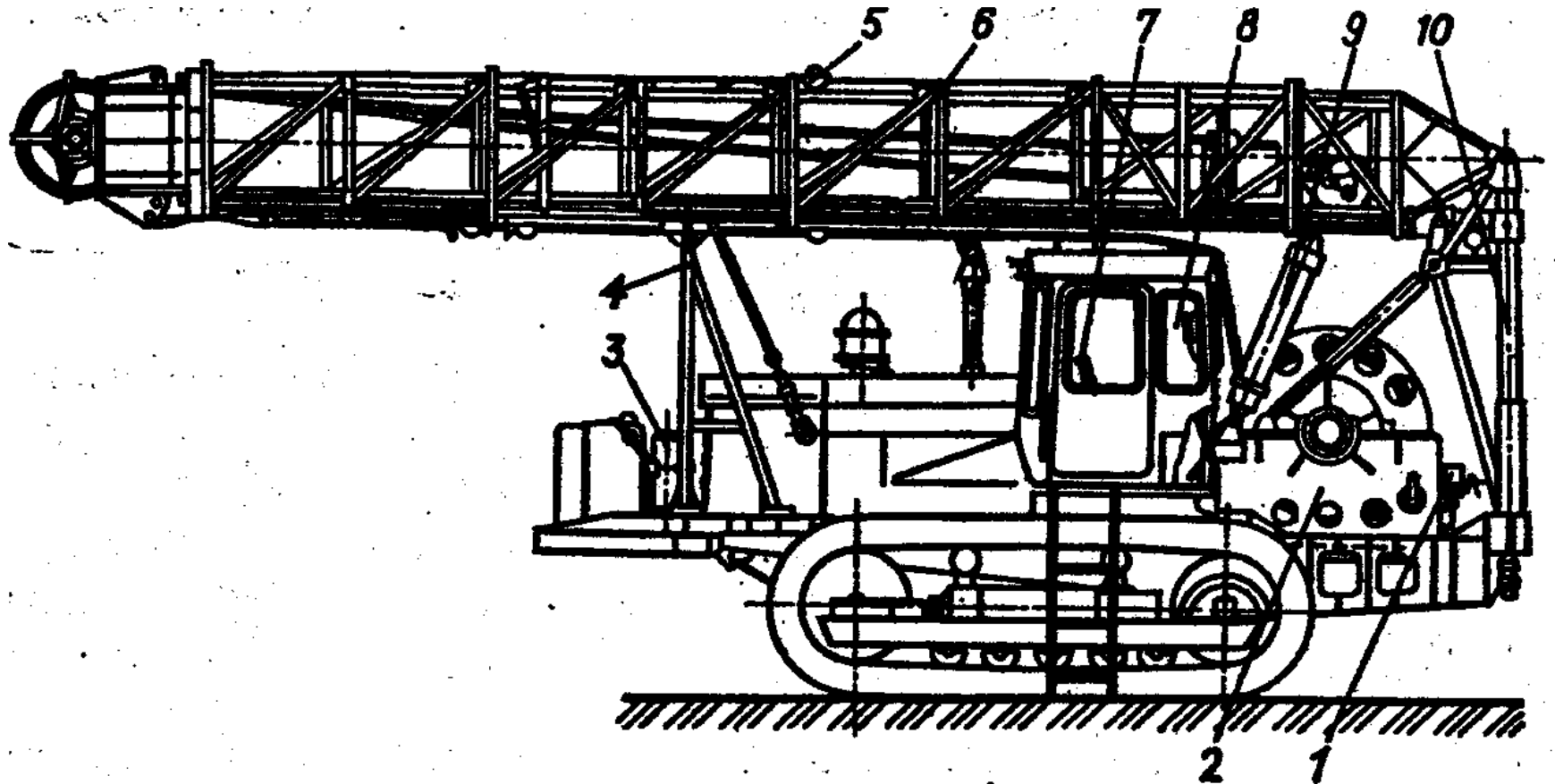


Установка смонтирована на базе трактора Т-130МГ



# Подъемные агрегаты

## Агрегат УПТ1-50Б



Установка смонтирована на базе трактора Т-130МГ



# Подъемные агрегаты

## Агрегат УПТ1-50Б

Грузоподъемность, тонн	50
Тяговое усилие ходового каната, тонн	10
Оснастка талевой системы	3*4
Диаметр талевого каната, мм	25
Число скоростей ротора, шт	4
Высота вышки, м	19
Мощность тягового двигателя, кВт	176
Мощность на роторе, кВт	88
Масса установки, кг	24530
Габаритные размеры в транспортном положении, мм	11100*2475*4090

**Отличия УПТ от А-50:** другая транспортная база (трактор); отсутствует насосный блок; наличие кабины оператора; мачта короче (19 метров); короче длина поднимаемых труб (12,5 м).

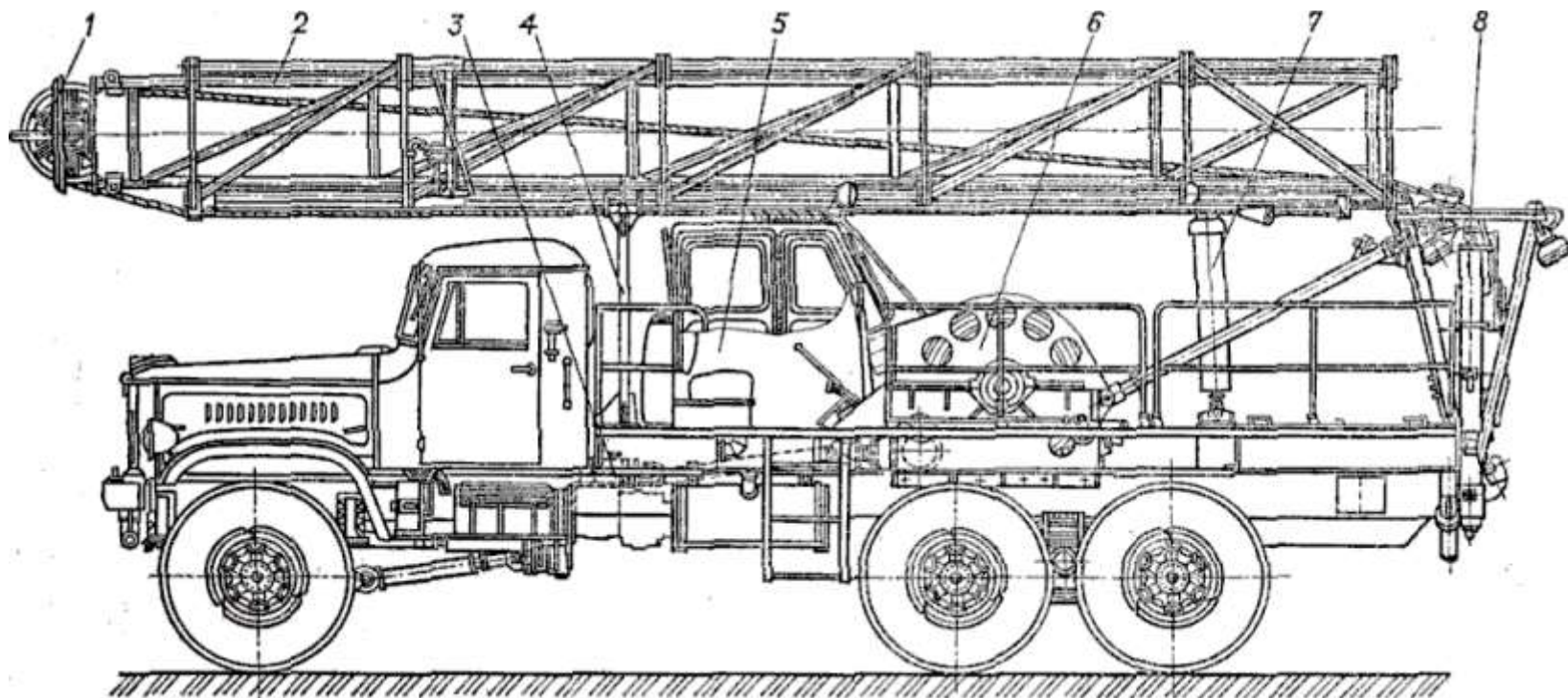


# Подъемные агрегаты

## Агрегат Азинмаш-37А

### Отличия от А-50

- не комплектуется насосным блоком и ротором;
- у А-50 рабочее место машиниста расположено вне агрегата, а у Азинмаш-37А - в кабине, размещенной на платформе автомобиля рядом с кабиной водителя;
- монтируется на базе автомобиля Краз -255Б.







# Подъемные агрегаты

## Агрегат Азинмаш-43А

**Азинмаш-43А** - модификация **Азинмаш-37А**, (тракторный вариант Т-100 МБГ: (болотоходный, гидрофицированный).

Включает те же элементы: вышка; лебедка; талевая система; гидравлическая система; пневматическая система; трансмиссия; пульт управления в кабине. Ротор отсутствует.

**Отличия от А-50 У:** нет насосного блока; нет ротора; кабина оператора на платформе автомобиля; меньшая грузоподъемность; разная высота вышки; выносной пульт для подъема мачты.



# Подъемные агрегаты

## Азинмаш

Параметры	АЗИНМАШ-37А	АЗИНМАШ-43А
Грузоподъемность, тн	32 при оснастке 3*4	28, при 2*3
Лебедка Рл, тн	8	7
Число скоростей	4	4
Барабан (диаметр - длина), мм	420*800	
Тормозные ленты	2*120	
Вышка, высота, м	18	18
Длина труб, м	12,5	12,5
Расстояние от опорных домкратов до устья, мм	1200	
Диаметр каната, мм	22,5	22,5
Диаметр шкивов, мм	580	
Ходовой двигатель, квт	176	80
Масса, тн	19.6	22,45
Габариты	10050-2750-4060	10050*3297*3915



# Подъемные агрегаты

Лекция №8

## Агрегат АОРС-60





# Подъемные агрегаты

## Агрегат АОРС-60

Шасси - КрАЗ-65101 (КрАЗ-65053)

Колесная формула

6x4

Двигатель

ЯМЗ-238М2 (ЯМЗ-238Б)

Наличие наддува - нет (есть)

Мощность, кВт/л. с. при 2100 (2000) мин<sup>-1</sup>

176/240 (220/300)

Максимальный крутящий момент двигателя, Н\*м/кгс\*м при 1250-1450 (1200 - 1400) мин<sup>-1</sup>

883/90 (1180/120)

Шины

12.00R20 (320R-508)

Полная масса в транспортном положении, кг

27900 (28100)

Допустимая нагрузка на талевом блоке, кг

- номинальная

60000

- максимальная

80000

Мощность привода лебедки, кВт

165,5

Скорость подъема талевого блока, м/с

0,21...1,6

Скорость подъема при кратковременных нагрузках, м/с

0,14

Длина свечи труб, м, не более

16

Грузоподъемность дополнительной лебедки, кг

2000

Диаметр проходного отверстия ствола, мм

142

Габаритные размеры в транспортном положении, мм

13800x3200x4500

Максимальная скорость, км/ч

80



# Подъемные агрегаты

Лекция №8

## Агрегат А4-32





# Подъемные агрегаты

## Агрегат А4-32

Шасси КрАЗ-260Г (КрАЗ-63221)

Колесная формула

6x6

Двигатель

ЯМЗ-238Д

Наличие наддува - есть

Мощность, кВт/л. с. при 2100 мин<sup>-1</sup>

243/330

Максимальный крутящий момент двигателя, Н\*м/кгс\*м при 1200-1400 мин<sup>-1</sup>

1225/125

Шины

1300x530-533

Полная масса в транспортном положении, кг

20610

Грузоподъемность на крюке, максимальная, кг

32000

Тип вышки - телескопическая, двухсекционная

Высота подъема крюка, м

12

Скорость подъема крюка, м/с

0,21...1,65

Управление установкой вышки - дистанционное с выносного пульта

Управление агрегатом - электропневмо-гидравлическое с поста управления в кабине оператора

Габаритные размеры в транспортном положении, мм

11000x2750x4300

Максимальная скорость, км/ч

80



# Подъемные агрегаты

Лекция №8

## Агрегат УПА-60А 60/80





# Подъемные агрегаты

## Агрегат УПА-60А 60/80

Шасси - КрАЗ-65101 (КрАЗ-65053)	
Колесная формула	6x4
Двигатель	ЯМЗ-238М2 (ЯМЗ-238Б)
Наличие наддува - нет (есть)	
Мощность кВт/л.с. при 2100 (2000) мин <sup>-1</sup>	176/240 (220/300)
Максимальный крутящий момент двигателя, Н*м/кгс*м при 1250-1450 (1200-1400) мин <sup>-1</sup>	883/90 (1180/120)
Шины	12.00R20 (320R-508)
Полная масса в транспортном положении, кг	23850 (24150)
Допустимая нагрузка на крюке, кг	
- номинальная	60000
- максимальная	80000
Мощность привода лебедки, кВт	176,5
Скорость подъема талевого блока, м/с	0,12...1,6
Скорость спуска при нагрузке от 60 до 80 т, м/с, не более	1,2
Лебедка - однобарабанная с цепным приводом двухленточным тормозом с колодками 200x120x32	
Максимальная скорость, км/ч	80





# Подъемные агрегаты

## Агрегат УПА-60А 60/80

Число скоростей	8
Усилитель тормоза - пневматический	
Мачта - телескопическая, наклонная	
Высота мачты от земли до оси кронблока, м	22+0,4
Длина свечи труб, м, не более	16
Диаметр каната талевого блока, мм	25,5
Гидропривод ротора от гидромотора	МН 250/160
Нагрузка статическая на стол ротора, кН	800
Момент силы на столе ротора, кН*м	9000
Проходное отверстие стола ротора, мм	142
Максимальное давление в гидросистеме, кгс/см <sup>2</sup>	15
Габаритные размеры в транспортном положении, мм	14000x2500x4300
Максимальная скорость, км/ч	80



# Подъемные агрегаты

## Агрегат АПРС-40

Агрегат АПРС-40 является самоходной нефтепромысловой машиной, смонтированной на шасси трёхосного автомобиля высокой проходимости Урал 4320-1912-30, Краз-260Г .

Агрегат имеет необходимую устойчивость без крепления вышки к внешним якорям. Агрегат АПРС-40 по требованию заказчика комплектуется дополнительным оборудованием, в том числе вспомогательной лебёдкой.

Монтажная база: шасси УРАЛ 4320-1912-30, КРАЗ-260Г

Грузоподъёмность: 40 т

Высота подъёма крюка: 14 м

Лебёдка: однобарабанная с приводом от коробки передач шасси

Вышка: телескопическая двухсекционная с открытой передней гранью

Масса агрегата полная: 21300/22260 кг





# Подъемные агрегаты

## Агрегат АК-60





# Подъемные агрегаты

## Агрегат АК-60

Грузоподъемность на крюке, кН (т)

- номинальная 600(60)

- максимальная 800(80)

Мощность привода лебедки, кВт

165,4

Скорость подъема, м/с

- минимальная 0,21

- максимальная 1,60

Диаметр проходного отверстия ротора, мм

165

Высота установки рабочей площадки, м

0,9 – 2,5

Высота мачты до оси кронблока, м

20

Скорость передвижения установки, км/ч

30

Габаритные размеры в транспортируемом положении, м

16,5 x 3,2 x 4,5

Масса агрегата в сборе с принадлежностями и запчастями, кг

39000



# Подъемные агрегаты

## Агрегат АР-60





# Подъемные агрегаты

## Агрегат АР32/40М





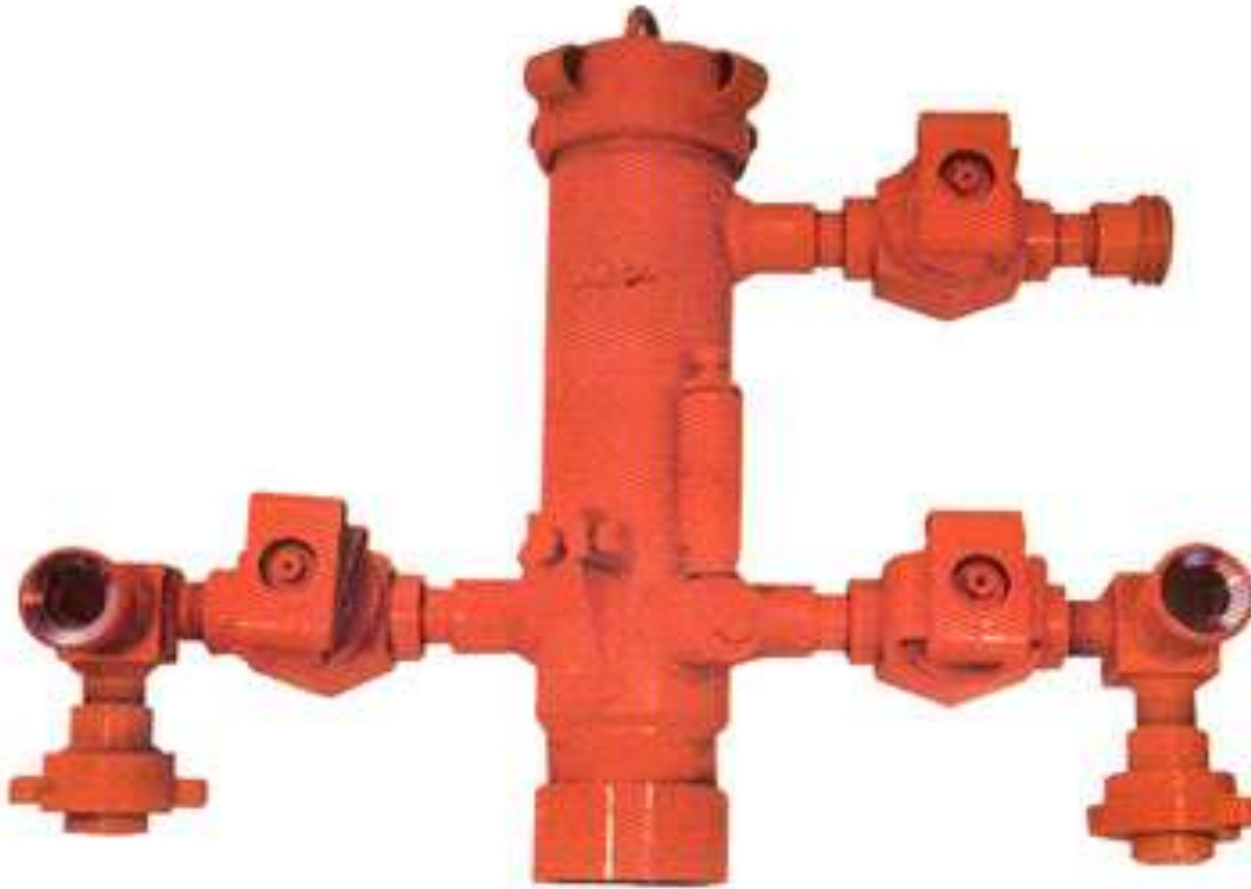
## **Тема №3**

# ***Оборудование ПРС и КРС. Оборудование для цементирования.***



# Цементировочное оборудование

## Устьевое оборудование



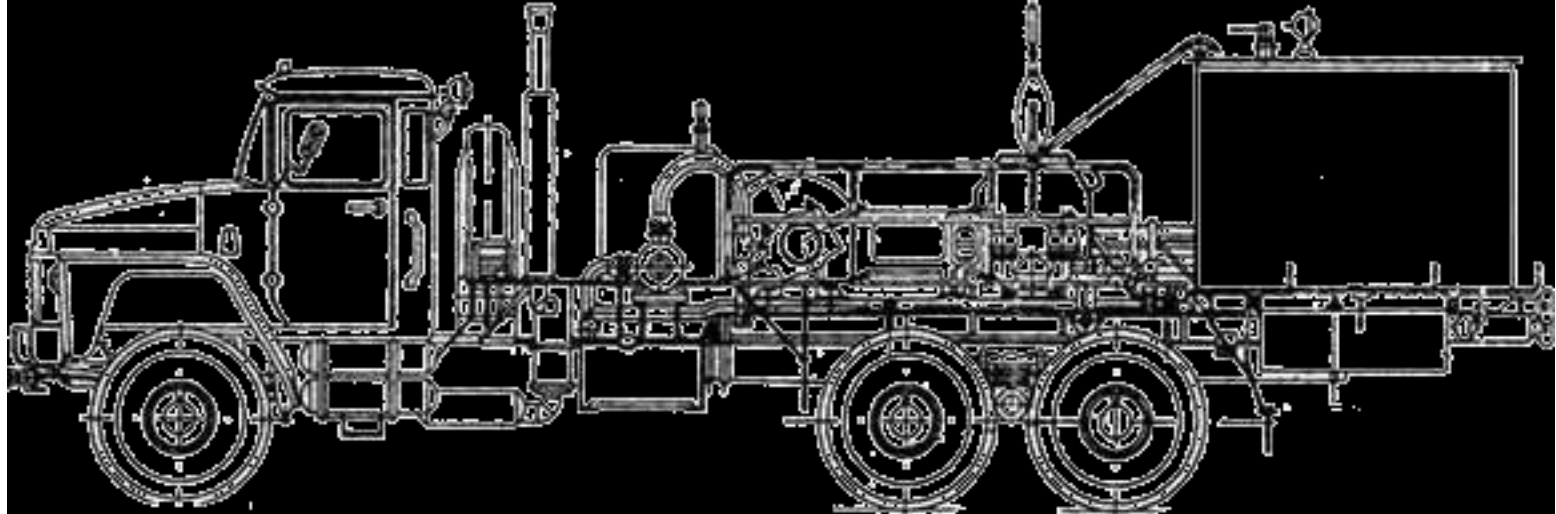




# Цементировочные агрегаты

Лекция №8

## Агрегат ЦА-320





# Цементировочные агрегаты

Лекция №8

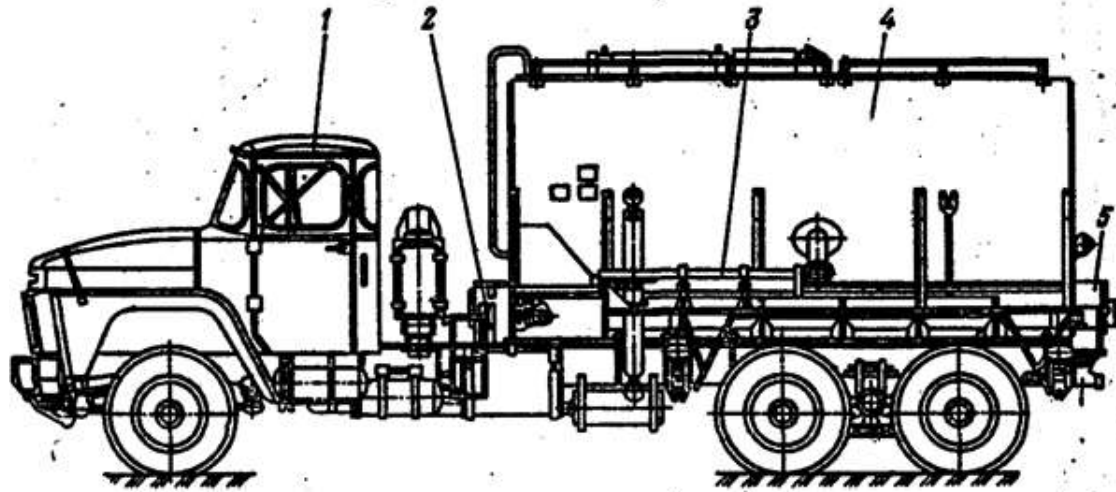
## Агрегат УНБ 160х32





# Цементировочные агрегаты

## Смесительная машина УСБ-30





# Цементировочные агрегаты

## Смесительная машина УС6-30

Шасси - КрАЗ-65101 (КрАЗ-65053)

Колесная формула

6x4

Двигатель

ЯМЗ-238М2 (ЯМЗ-238Б)

Наличие наддува - нет (есть)

Мощность, кВт/л.с. при 2100 (2000) мин<sup>-1</sup>

176/240 (220/300)

Максимальный крутящий момент двигателя, Н\*м/кгс\*м  
при 1250-1450 (1200-1400) мин<sup>-1</sup>

883/90 (1180/120)

Шины

12.00R20 (320R-508)

Полная масса, кг

23740 (24020)

Наибольшая производительность по приготовлению  
тампоажного раствора плотностью 1,85 г/см<sup>3</sup>

27



# Цементировочные агрегаты

## Смесительная машина УС6-30

Плотность приготавливаемого раствора, г/см <sup>3</sup>	1,2...2,4
Максимальная масса транспортируемого материала, кг	
- по дорогам с твердым покрытием	11500
- по остальным дорогам и бездорожью	9500
Максимальная производительность по сухому цементу, т/ч	
- загрузочного винтового конвейера	15
- расчетная дозирующих винтовых конвейеров	132
Габаритные размеры, мм	14000x2500x4300
Максимальная скорость, км/ч	80



# Цементировочные агрегаты

## Блок манифольдов



## Станция контроля цементирования





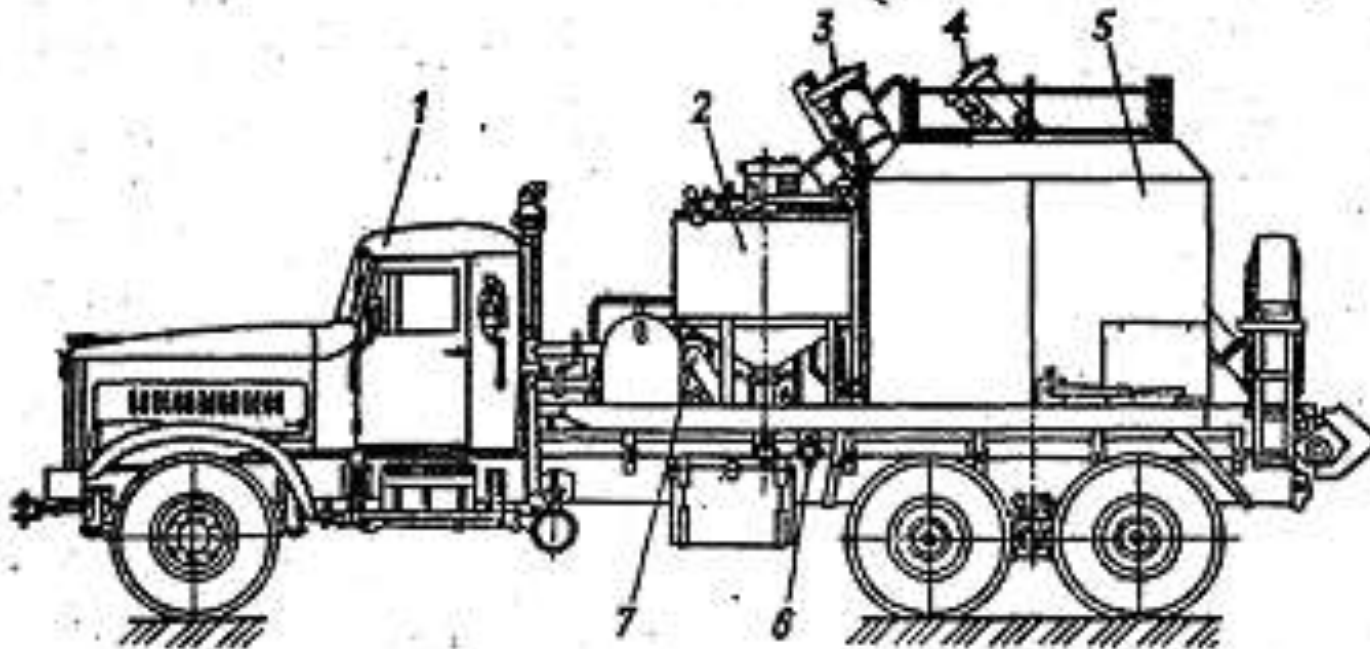
## **Тема №4**

***Оборудование ПРС и КРС.  
Оборудование для других операций.***



# Пескосмесительная машина

Предназначены для аккумуляции и транспортирования песка, а так же приготовления песчано-жидкостной смеси, используемой при гидроразрыве пластов и гидropескоструйной перфорации. Агрегат может транспортировать сухой цемент и готовить цементные растворы.







# Агрегаты для ГРП



## Паровая передвижная установка ППУА





## Автоцистерна



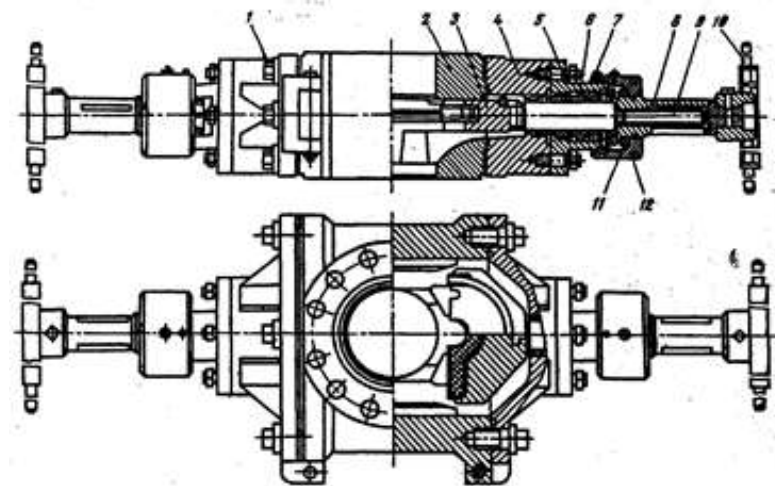


## **Тема №5**

# ***Оборудование ПРС и КРС. Противовыбросовое оборудование.***



## Малогабаритные превенторы ППР-180Х21 и ПМТ1.1



### Технические характеристики

Наименование показателя	Значение для исполнений	
	ППР 150x21-КВ 1(2,3)	ППР 150x35-КВ 1(2,3)
	В	В
1. Условный проход, мм	150	
2. Рабочее давление, МПа	21	35
3. Нагрузка на плашки, кН	500	
4. Габаритные размеры, мм	1120 x 400 x 440	1120 x 400 x 520
5. Масса, кг	280	370





## Перфорационная задвижка

Устанавливается при перфорации и ПГД. Используется при отсутствии в скважине труб.



## Аварийная планшайба

Может быть использована только в случае отсутствия на устье автомата АПР или ротора. Герметизирует устье при наличии и отсутствии труб.



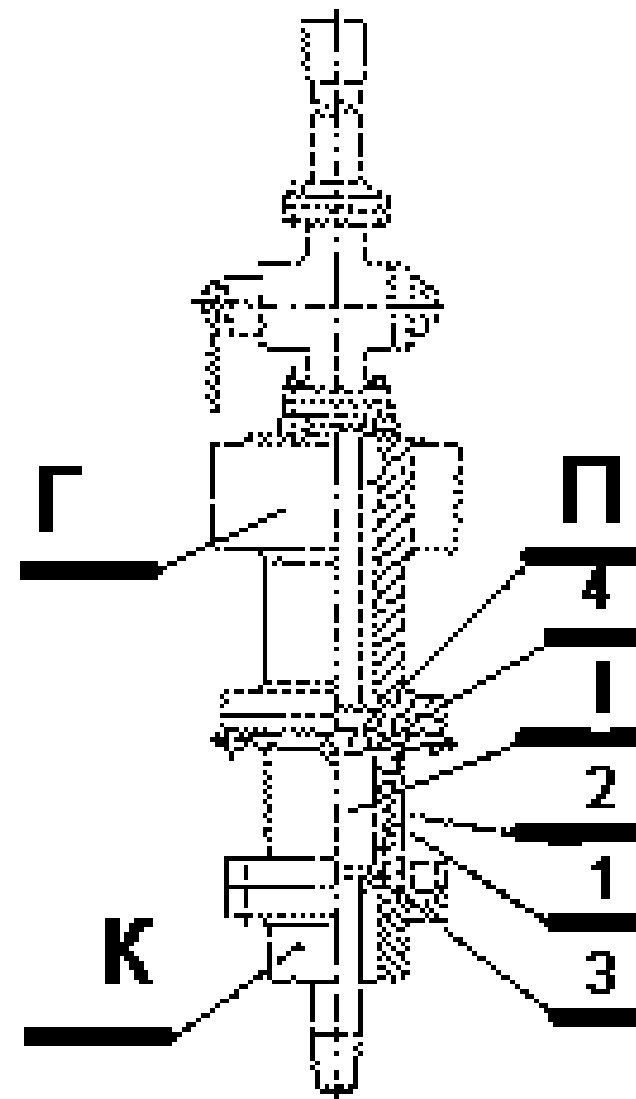
# Противовыбросовое оборудование

## УГУ (устьевое, универсальное герметизирующее устройство)

На крестовину устанавливается герметизирующая муфта, как часть устройства.

Над УГУ может быть установлен ротор, АПР или КМУ (либо не установлено ни чего).

Герметизирует устье при наличии и отсутствии труб.





## **Тема №6**

***Оборудование ПРС и КРС.  
Оборудование для СПО.***



# Технологическое оборудование

## Вертлюги

эксплуатационный



промывочный  
(удаление  
песчаных пробок)







# Оборудование для СПО

## Классификация элеваторов

### По конструктивной схеме:

балочные (двух штропные);

втулочные.

### По назначению:

трубные;

штанговые.

### По типу запорного устройства:

створные (цилиндрические и призматические);

втулочные (поворотные и раздвижные);

челюстные.

### По типу фиксатора.



# Оборудование для СПО

Балочный элеватор



Штанговый элеватор



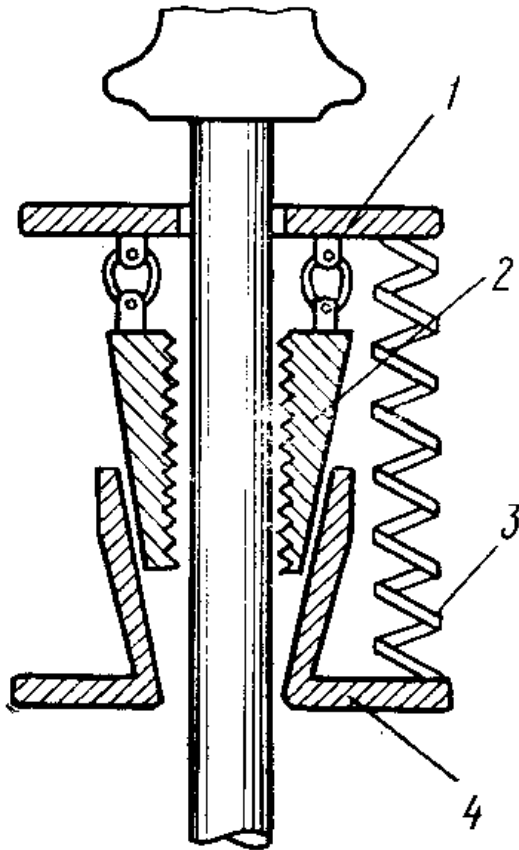
Втулочный элеватор



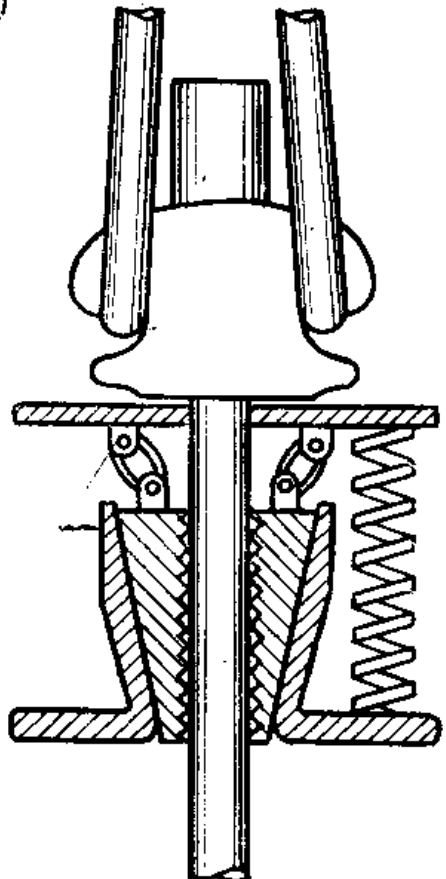
# Оборудование для СПО

## Спаyder (принцип работы)

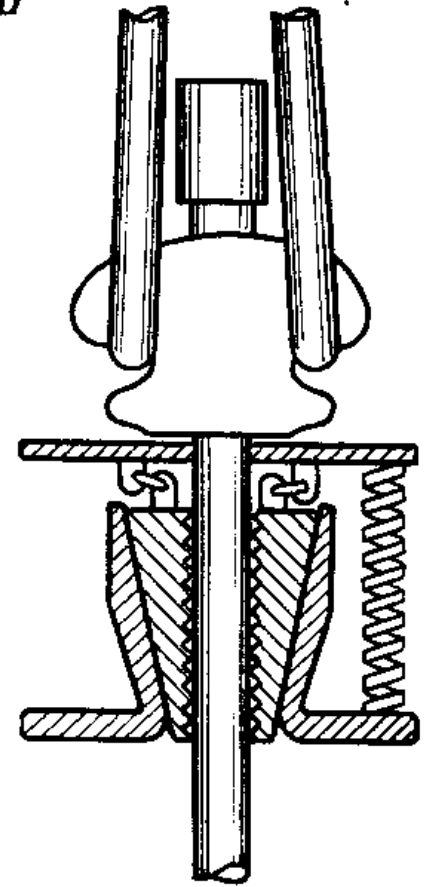
а



б



в



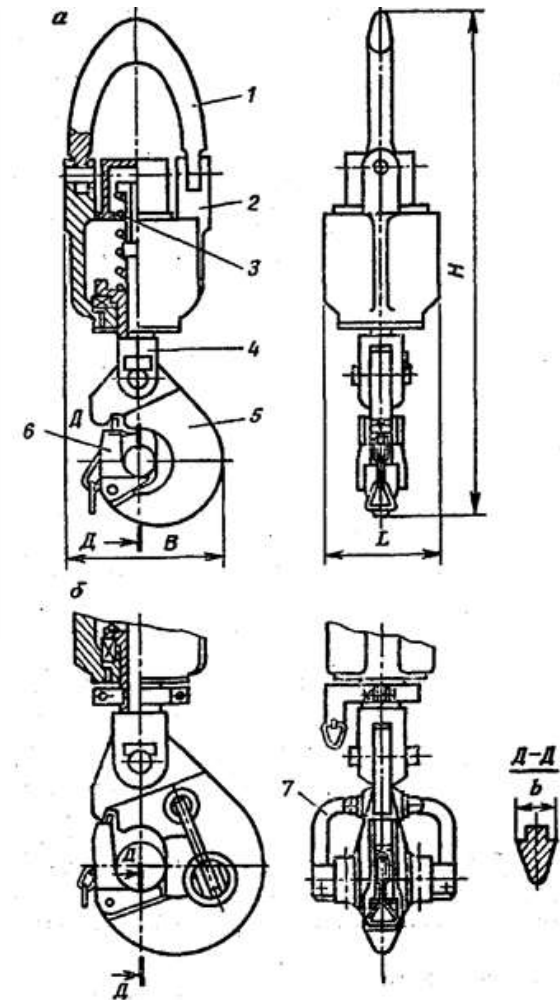
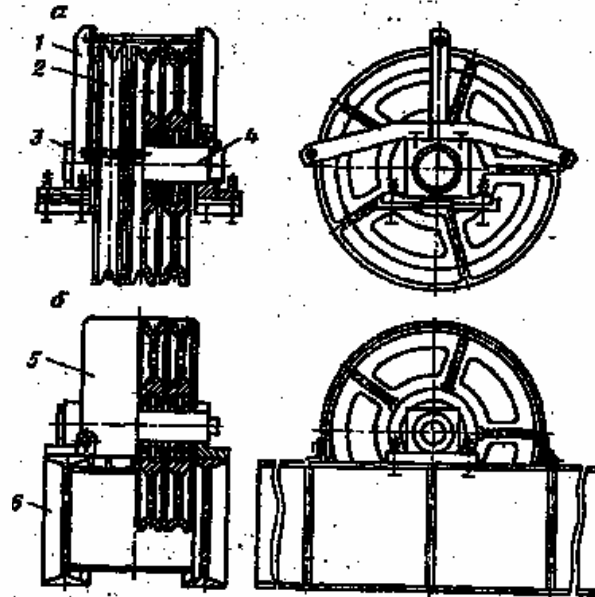
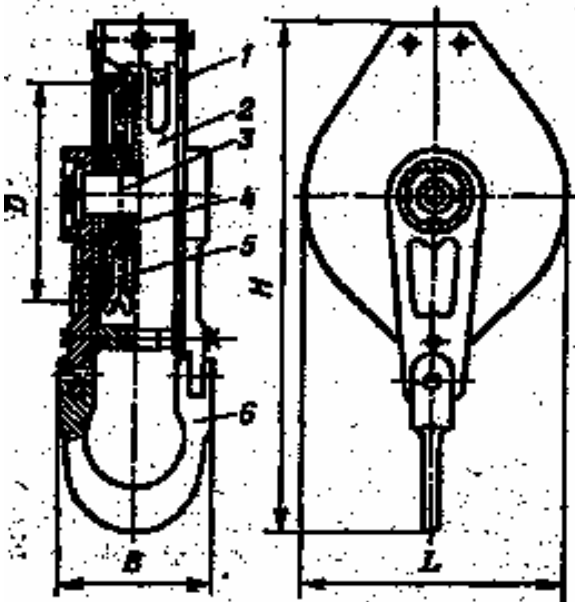


# Технологическое оборудование

## Талевая система

Талевая система включает в себя:

- кронблок,
- талевый блок,
- канат.





# Оборудование для СПО

## Инструмент для свинчивания/развинчивания

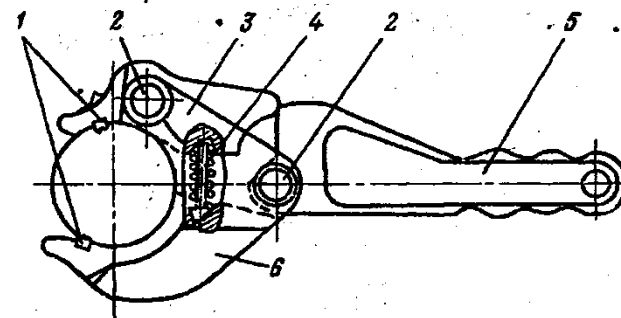
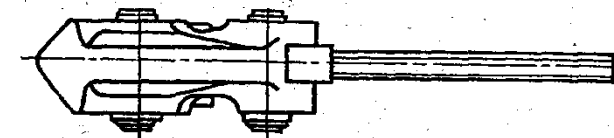
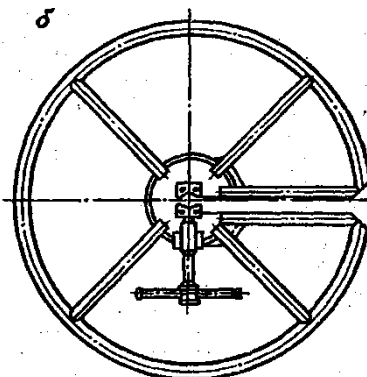
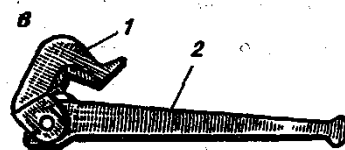
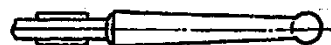
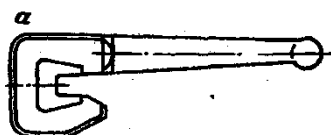
Ключ КТ

(ключ турбинный  
челюстной)



Ключи штанговые

а-КШ: б – круговой КШК: в – КШШ16-25



Ключ цепной КЦН

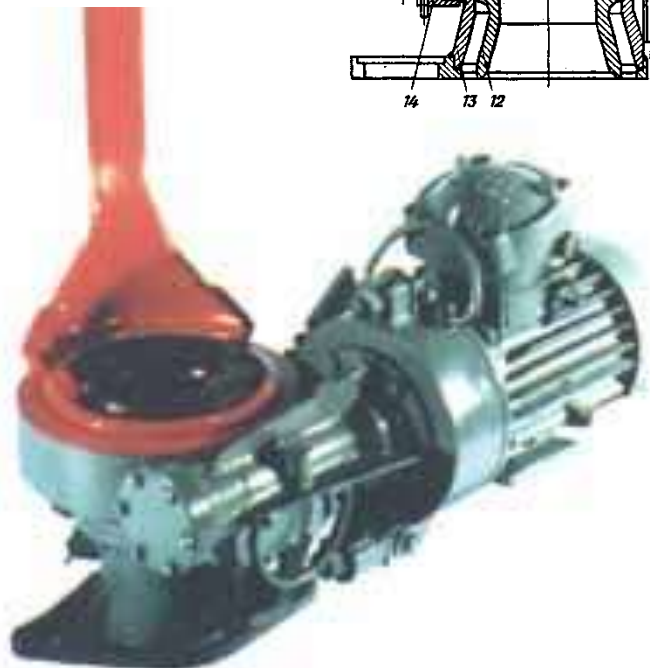
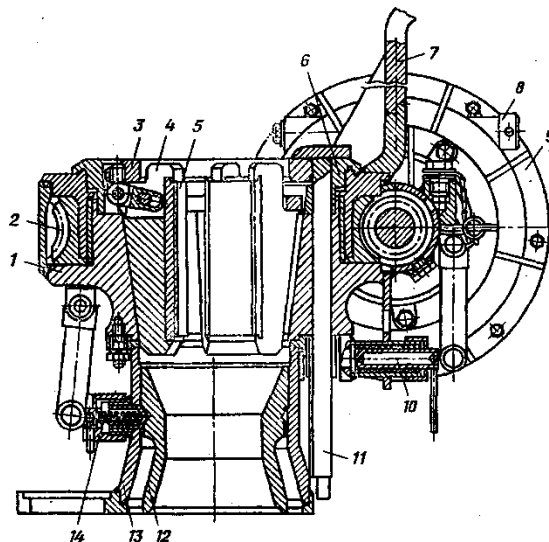




# Оборудование для СПО

## Инструмент для свинчивания/развинчивания

Автомат АПР-2 ВБ



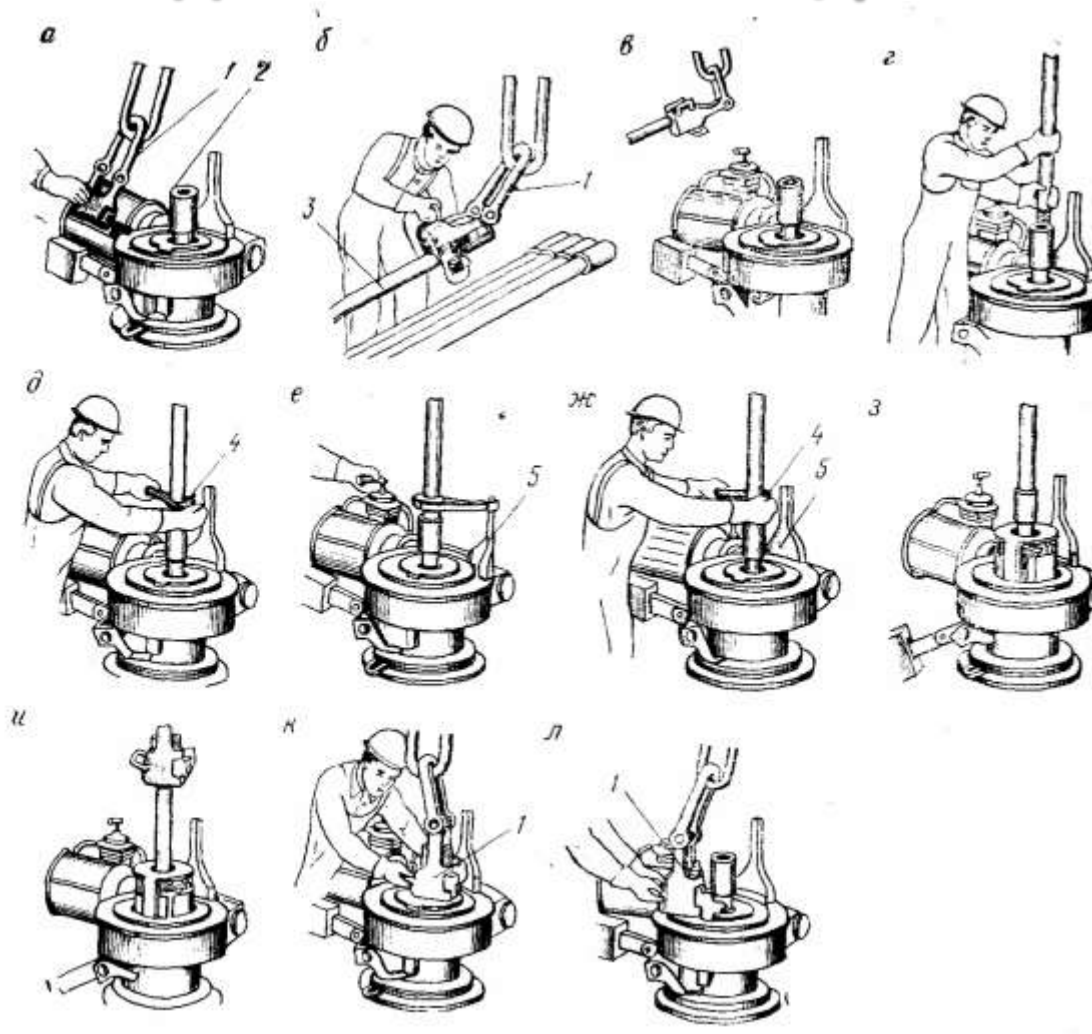
Ключ механический универсальный КМУ-50, КМУ-50, КМУ-ГП-50 КМУ-50 КМУ-ГП-50





# Оборудование для СПО

## Инструмент для свинчивания/развинчивания



Технология спуска труб с использованием автомата АПР



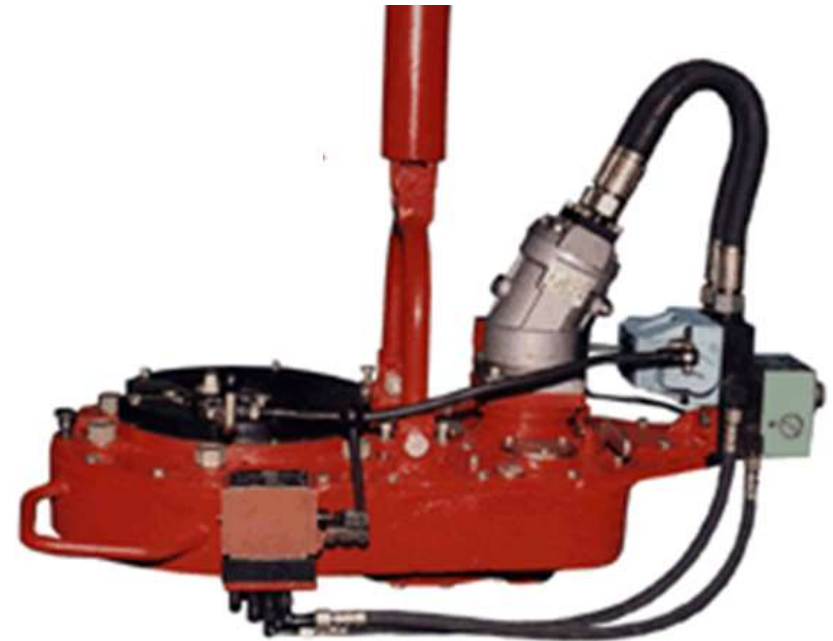
# Оборудование для СПО

## Инструмент для свинчивания/развинчивания

Ключ подвесной  
гидравлический КПГ-12



Ключ КМП-Г







# Оборудование для СПО

## Инструмент для свинчивания/развинчивания

### Ключ механический штанговый

Ротор Р360-Ш14М





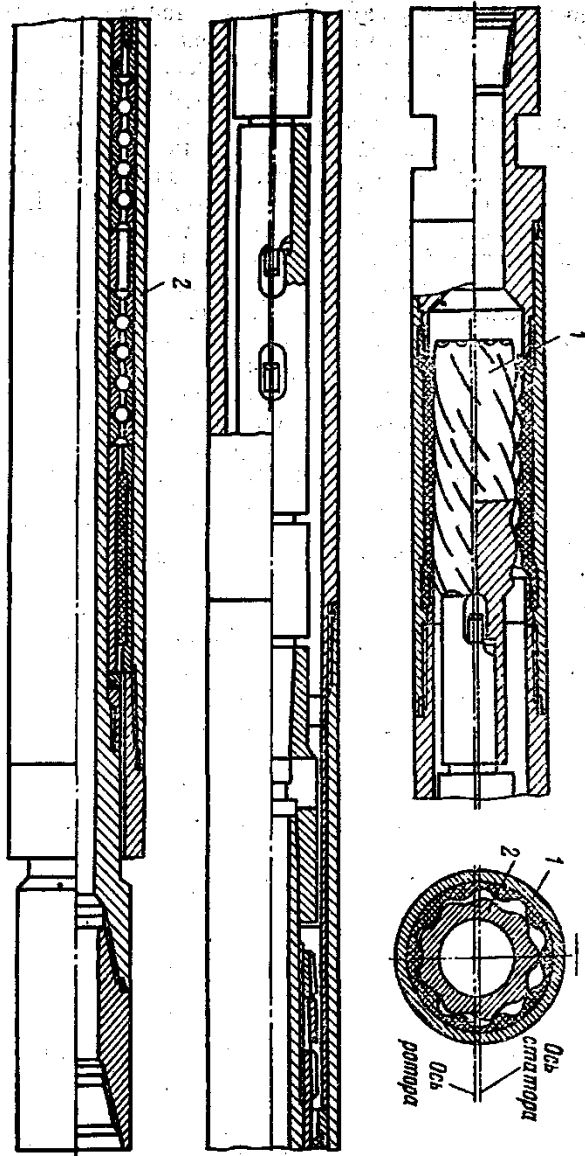
## **Тема №7**

# ***Оборудование ПРС и КРС. Скважинное оборудование.***



# Скважинное оборудование

## ВЗД( Д-85, Д-105)



Пакер механический ПВМ 67



# Скважинное оборудование

## Якорь гидравлический (2ЯГ)



Пакер гидромеханический ПВ-ЯГМ



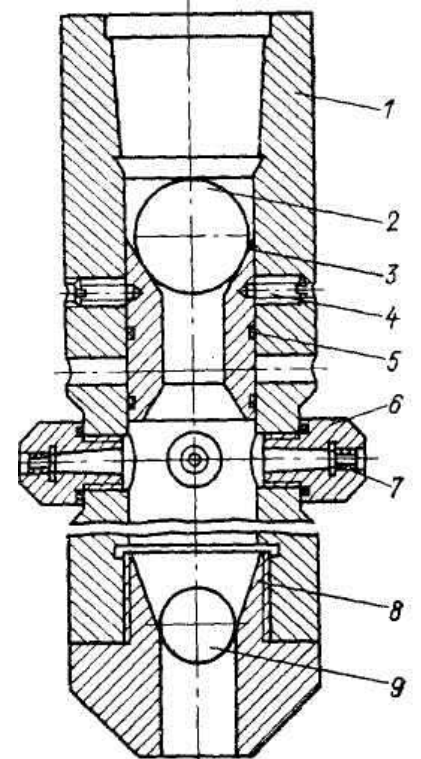
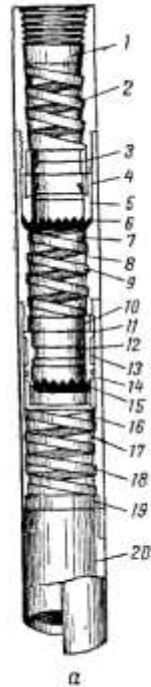
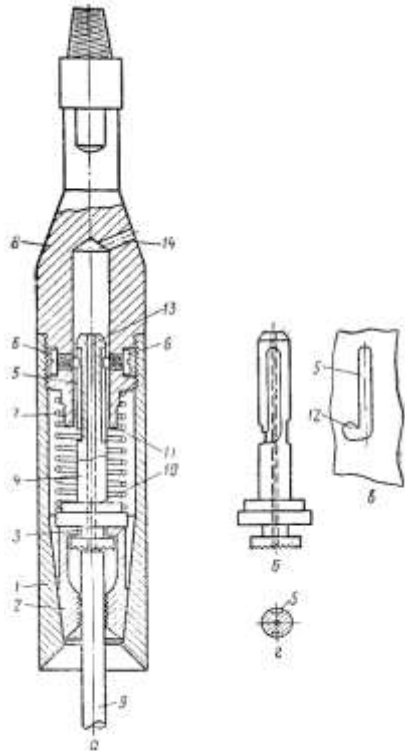
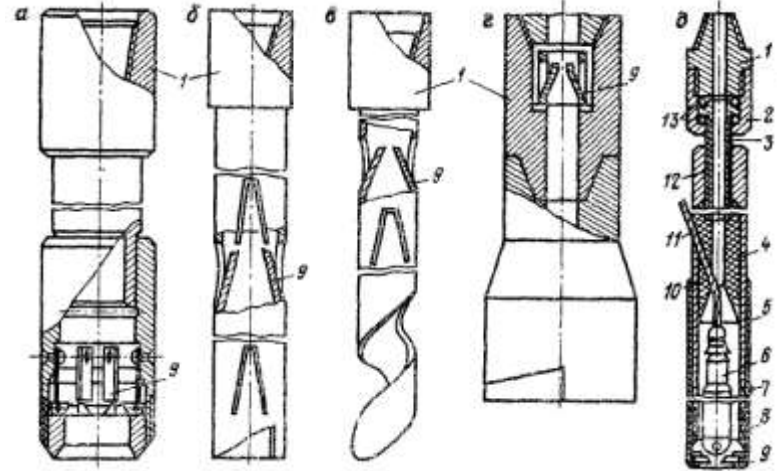
## **Тема №7**

***Оборудование ПРС и КРС. Инструмент  
для ловильных и ремонтных работ.***



# Инструмент для ловильных работ

- Штанголки (Богустовского и т.д.)
- Печать
- Овершоты
- Ловители приборов
- Канаторезки
- Ловители кабеля
- Труборезки (внутренние и наружные)

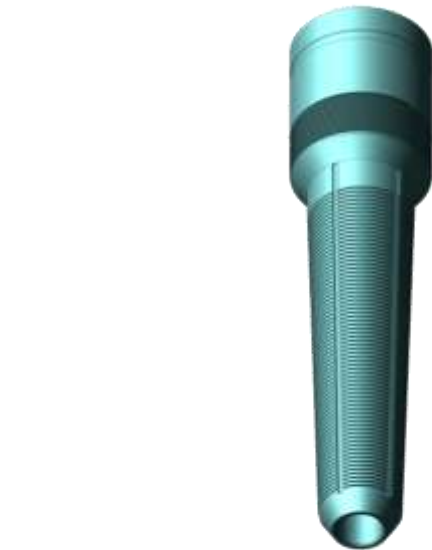




# Инструмент для ловильных работ

Лекция №8

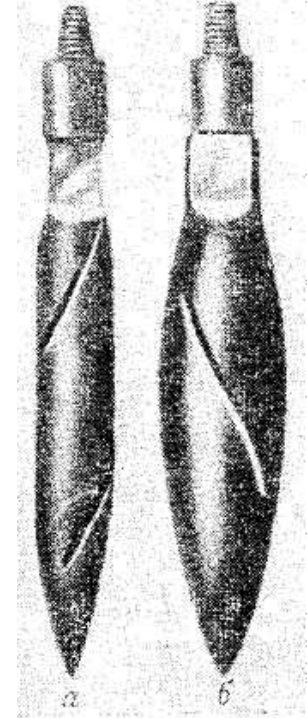
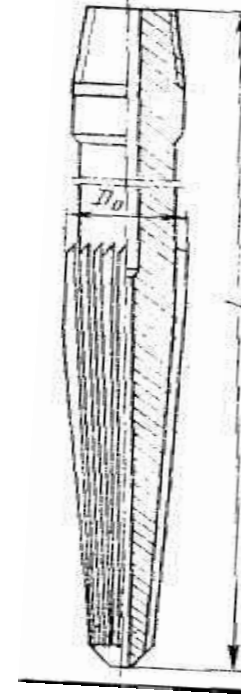
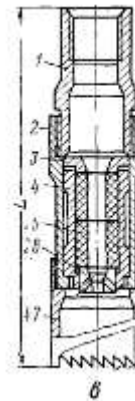
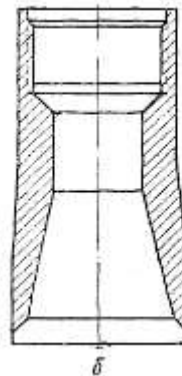
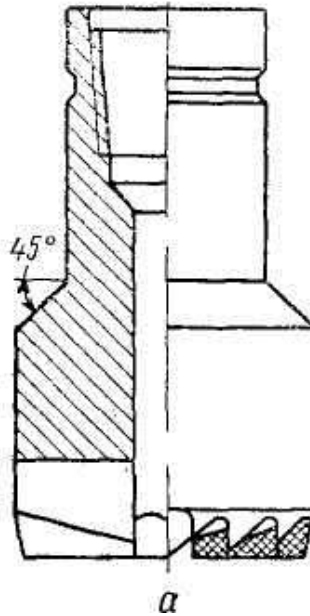
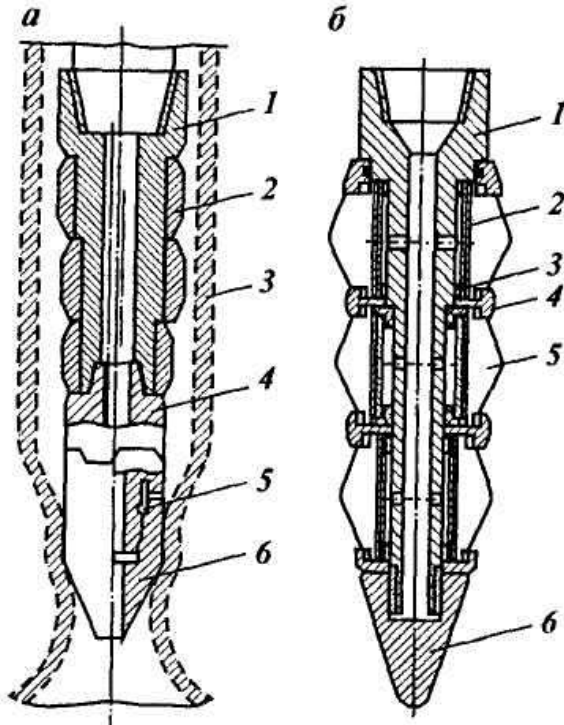
- Паук трубный
- Паук гидромеханический
- Фрезер-ловитель магнитный
- Металлошламоуловитель
- Труболовка
- Метчик
- Колокол
- Ловитель штанг ЛШПМ2





# Инструмент для ловильных работ

- Оправка для выпрямления смятых колонн
- Фрезеры различного назначения (пилотный, торцевой, кольцевой, комбинированный, башмачный)
- Райберы

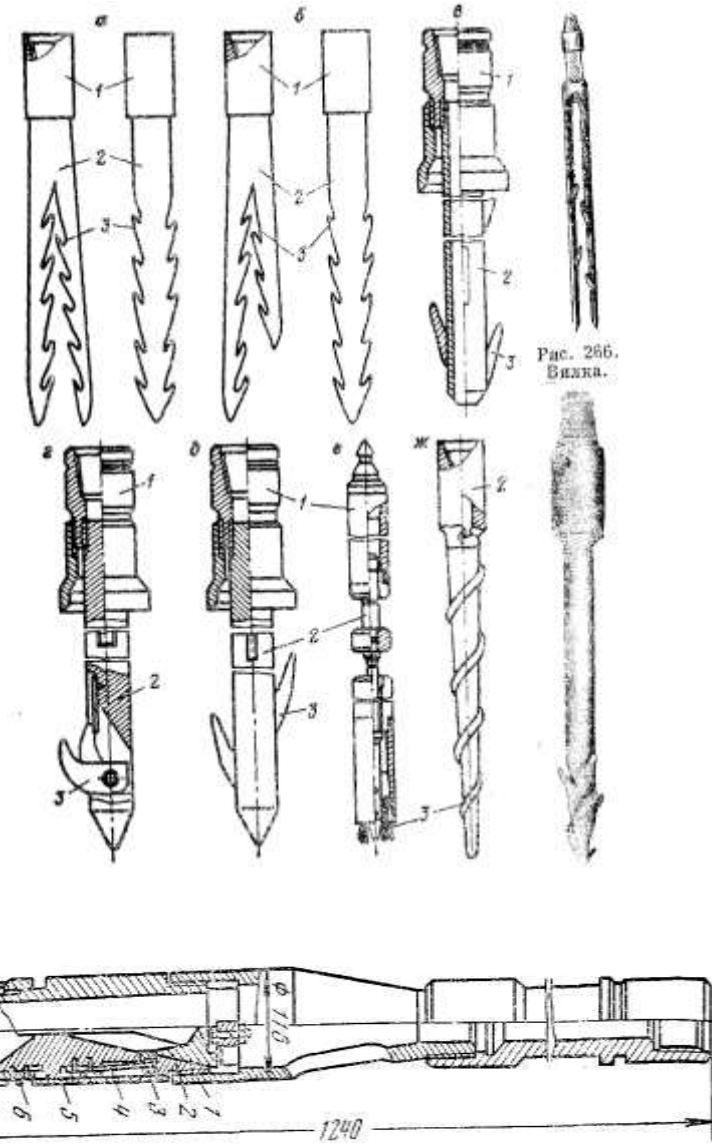
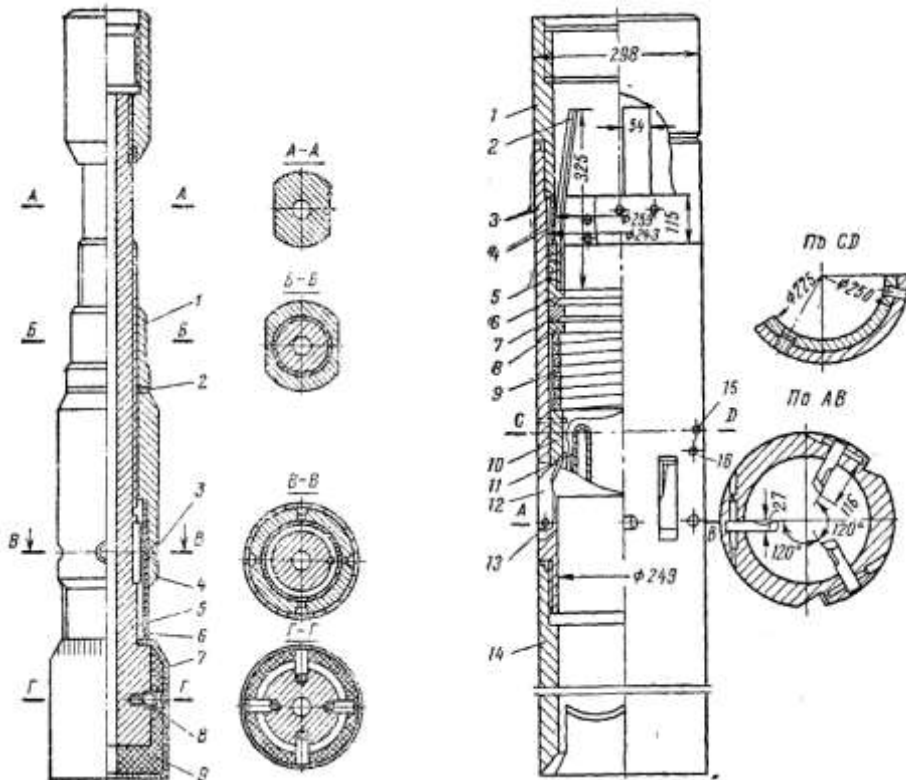






# Инструмент для ловильных работ

- Штанголки (Богустовского и т.д.)
- Печать
- Овершоты
- Ловители приборов
- Канаторезки
- Ловители кабеля
- Труборезки (внутренние и наружные)

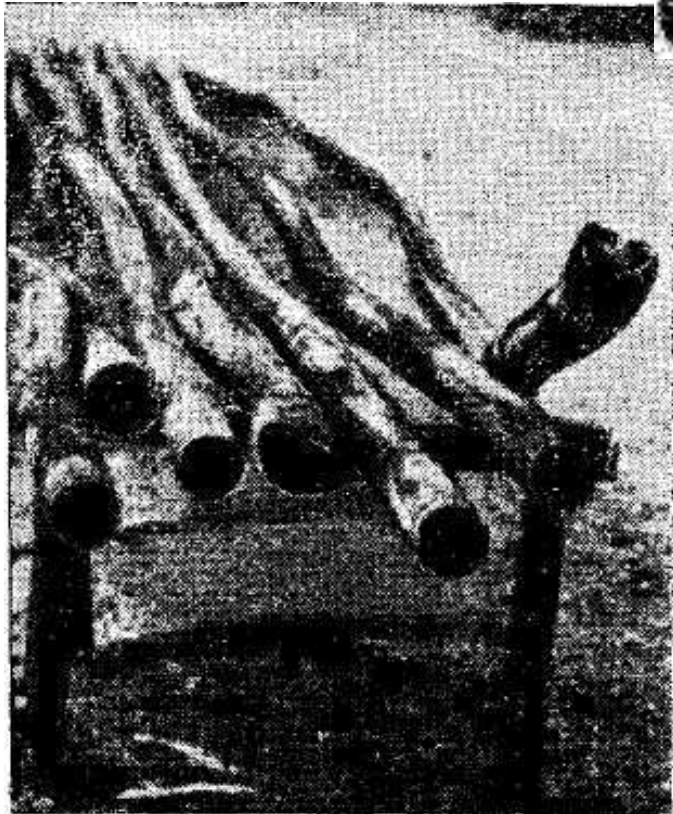




# Последствия аварий



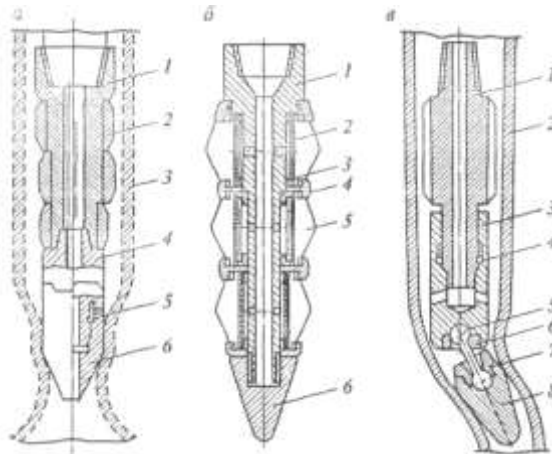
**Клубок изогнутых штанг**



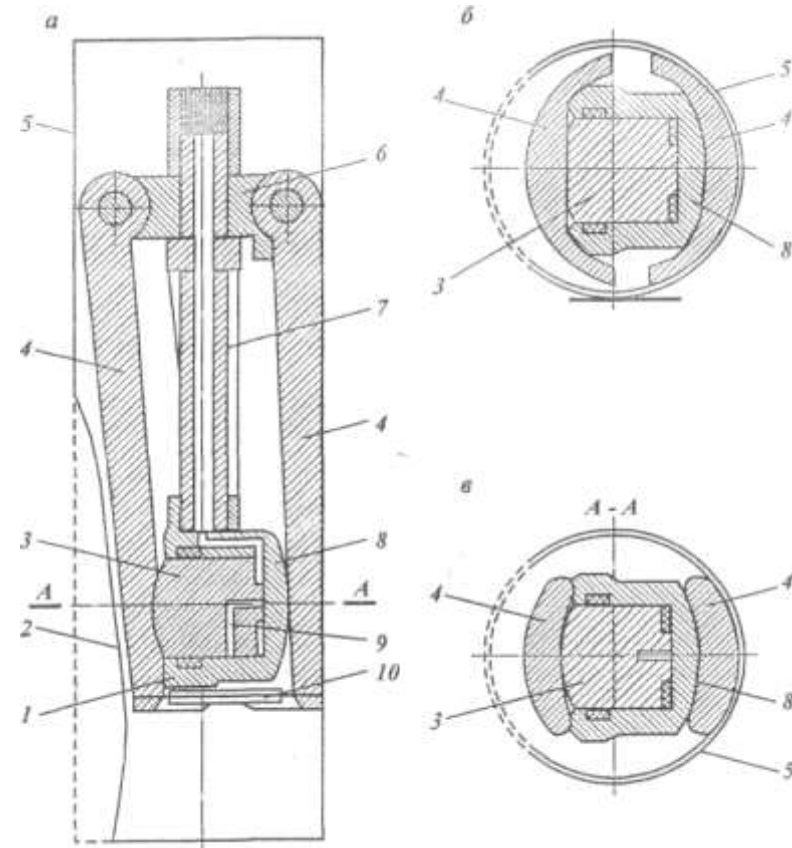
**Оборвавшиеся насосно-компрессорные трубы, поднятые из скважины**



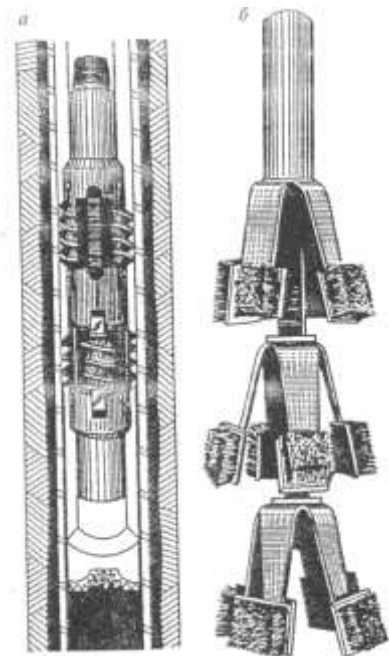
# Инструмент для ремонтных работ



Оправка для выпрямления смятых обсадных колонн: а - эксцентриковая; б - гидравлическая с подвижными секторами; в - шарнирная



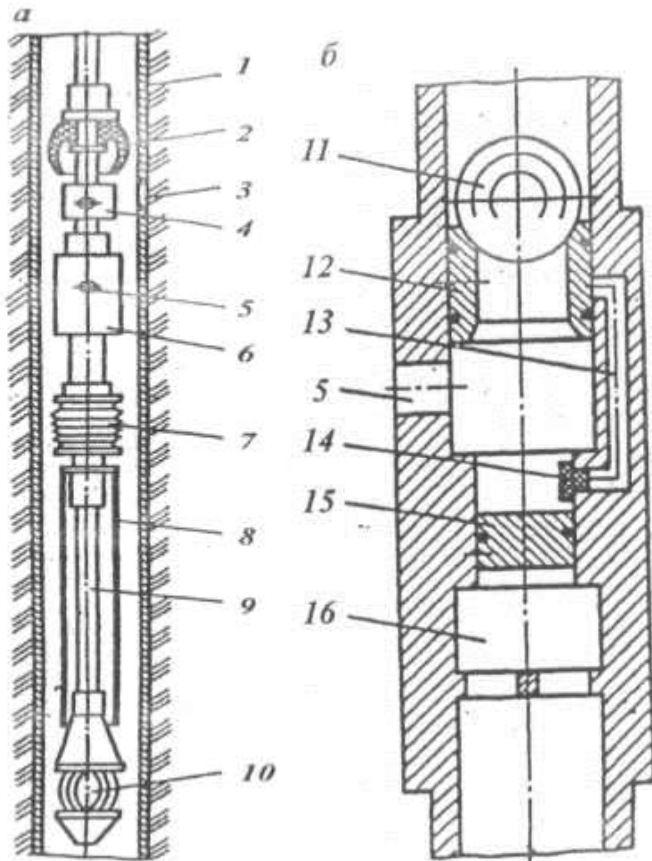
Приспособление для выпрямления сжатых обсадных труб в скважине: а - общий вид; б - с плашками прямой по длине формы; в - с плашками конусной книзу формы



Устройства для очистки внутренних стенок обсадных колонн: а - устройство типа «Скрепер» фирмы «Бейкер»; б - устройство с набором стальных щеток компании «Пан-Америкен»

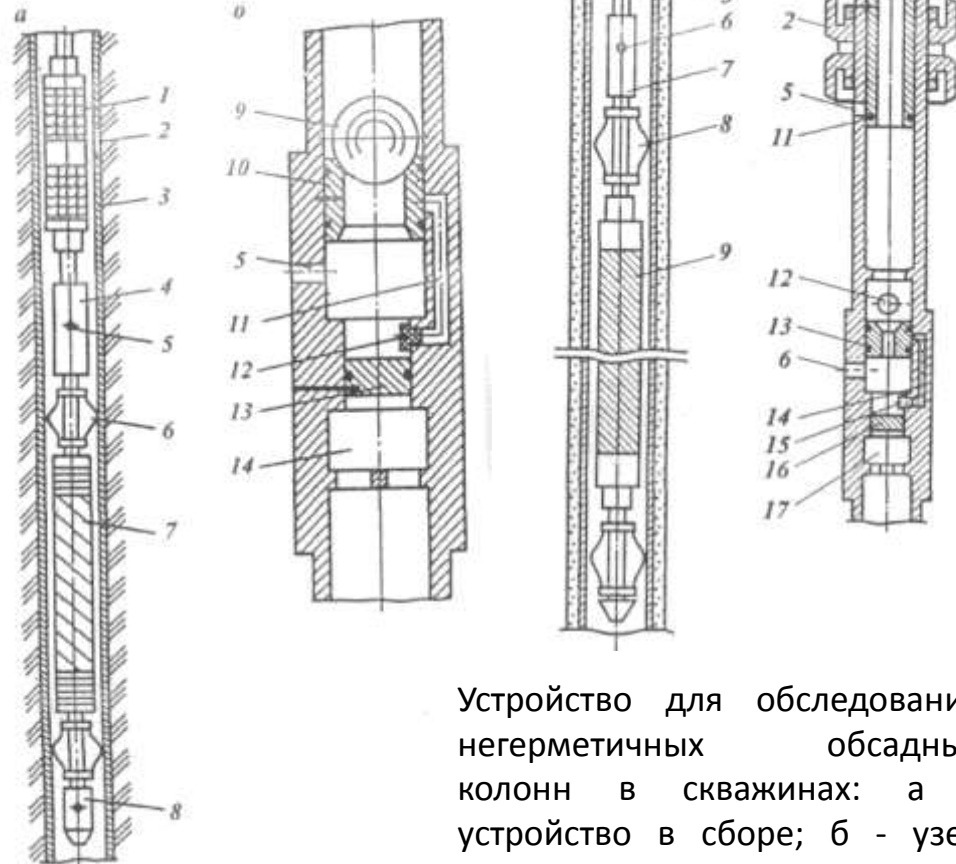


# Инструмент для ремонтных работ



Устройство для уточнения места дефекта обсадной колонны и установки на него пластыря: а - устройство в сборе, спущенное в скважину; б - узел обводного канала связи

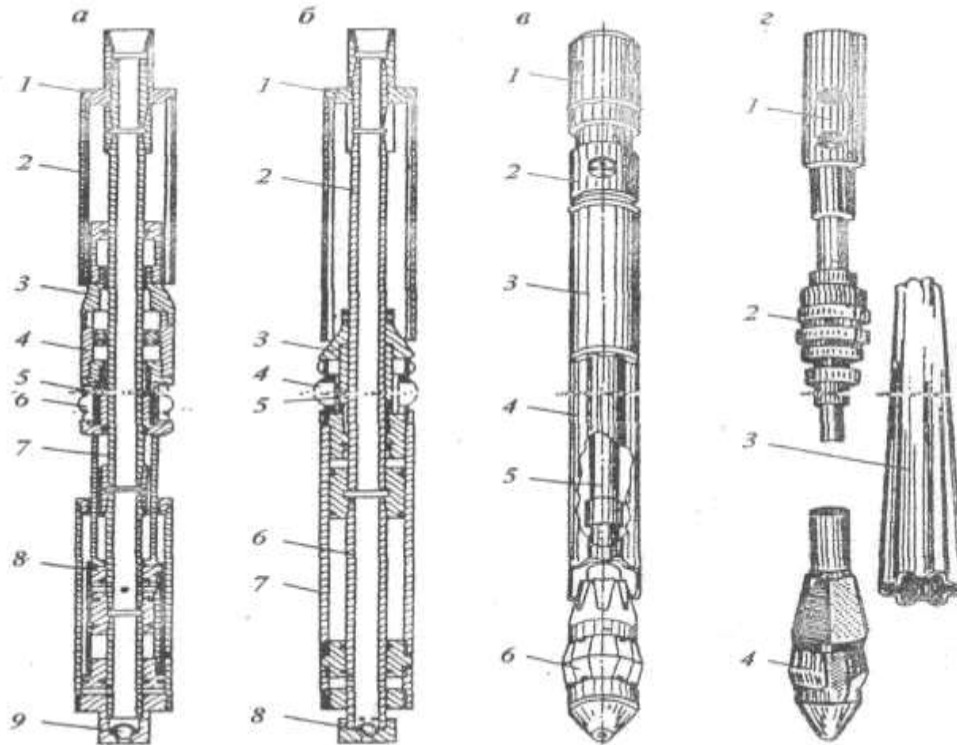
Комбинированное устройство для установки пластыря: а - устройство в сборе; б - узел обводного канала связи



Устройство для обследования негерметичных обсадных колонн в скважинах: а - устройство в сборе; б - узел обводного канала связи и петерота жидкости



# Инструмент для ремонтных работ

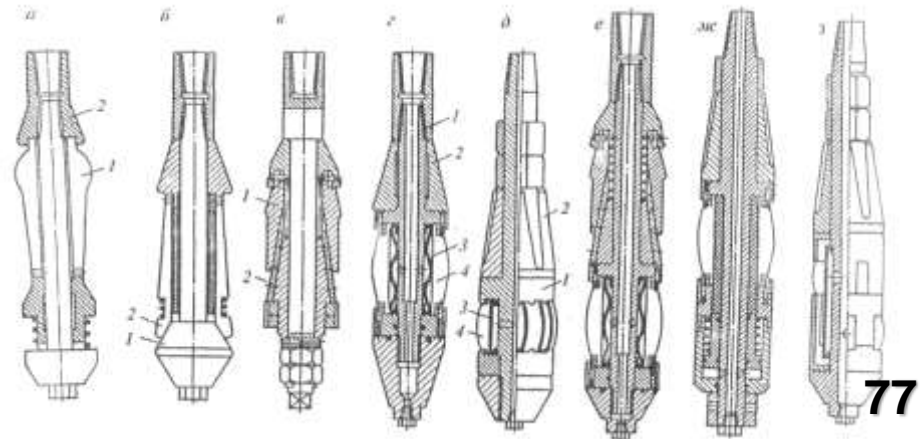


## Устройство для транспортировки и установки пластырей в обсадных колоннах типа ДОРН

*а* - модификация Д-1 первого исполнения: 1 - упор, 2 - пластырь, 3 - конус, 4 - разделительная камера, 5 - манжета, 6 - калибрующие секторы, 7 - штанга, 7 - силовой телескопический гидравлический цилиндр, 9 - обратный клапан; *б* - модификация Д-1 второго исполнения: 1- упор, 2 - пластырь, 3 - конус, 4 - калибрующие секторы, 5 - манжета, 6 - штанга, 7 - силовой гидравлический цилиндр, 8 - обратный клапан; *в* - модификация Д-1 третьего исполнения: 1- сливной клапан, 2 - заливной клапан, 3 - силовой гидравлический цилиндр, 4 - пластырь, 5 - штанга, 6 - гидравлическая дорнирующая головка; *г* - модификация Д-2: 1- циркуляционный клапан, 2 - гидравлический якорь, 3 - пластырь, 4 - гидравлическая дорнирующая головка

### Дорнирующие головки к устройствам типа ДОРН

*а* - механическая: 1 - корпус, 2 - цанговые калибрующие плечики с упругими свойствами материала; *б* - механическая: 1 - комбинированный конус с цанговыми калибрующими плечиками, 2 - расширяющий конус; *в* - механическая: 1 - калибрующие плечики «ласточкин хвост», 2 - конус с направляющими «ласточкиного хвоста»; *г* - гидравлическая с гладким конусом: 1 - корпус, 2 - гладкий конус, 3 - манжета, 4 - калибрующие секторы; *д* - гидравлическая с профильным конусом: 1 - профильный конус, 2 - корпус, 3 - манжета, 4 - калибрующие секторы; *е* - гидромеханическая; *ж*, *з* - гидравлические





## **Тема №8**

# ***Технологии ПРК и КРС***



# Глушение скважин

Под **глушением скважин** понимается процесс создания в скважине такого давления, при котором исключается нефтегазоводопроявление (НГВП).

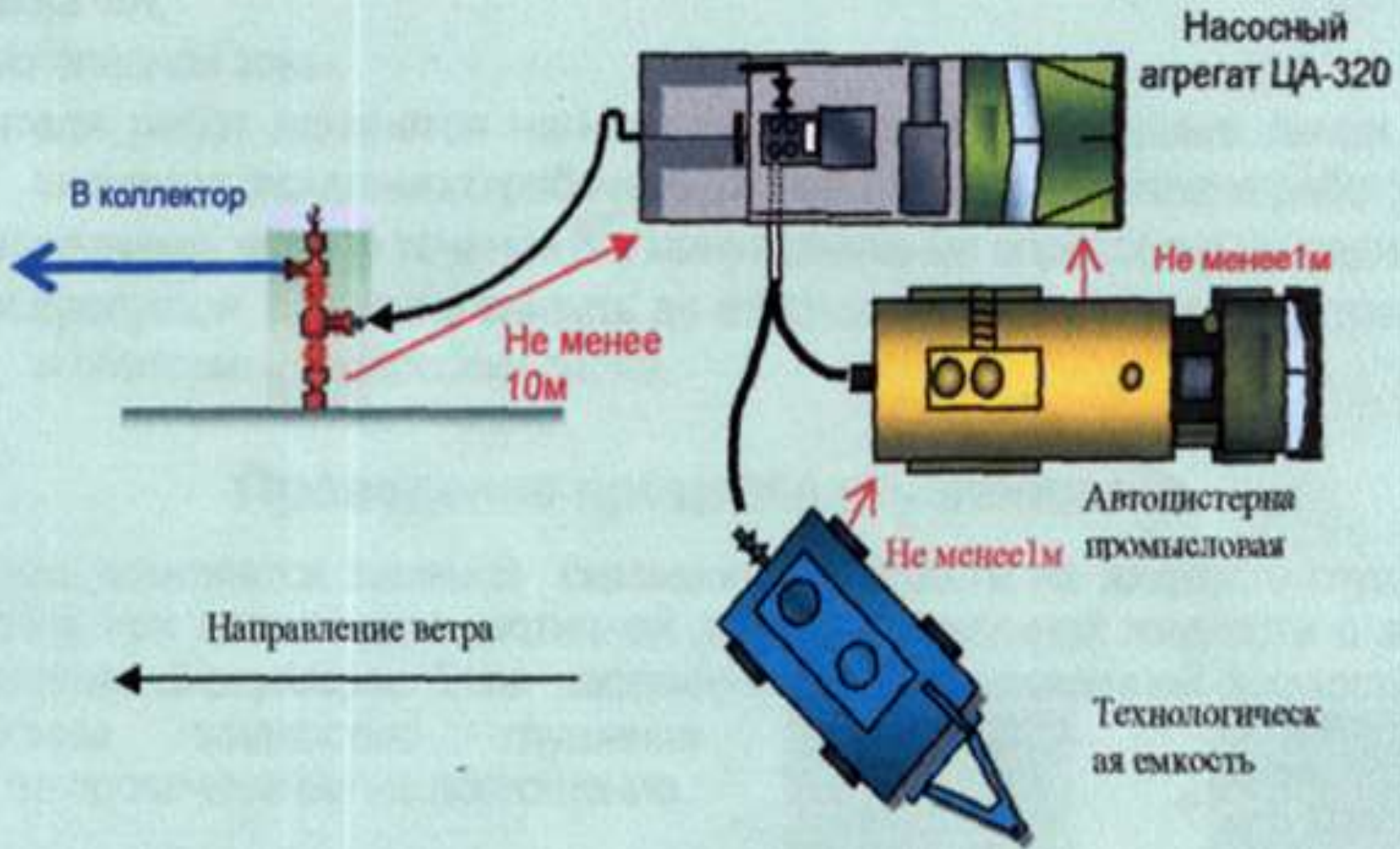
## Требования к жидкости глушения

- химически инертна к горным породам коллектора и совместима с пластовыми флюидами;
- исключение кольмотации пор коллектора;
- ингибирующее действие на глинистые частицы при любом значении рН пластовой воды;
- низкое коррозионное воздействием на скважинное оборудование;
- термостабильна при высоких и низких температурах;
- не горючей, не токсичной, технологичной в приготовлении и использовании.



# Глушение скважин

Схема расстановки спец. техники при глушении







# Способы глушения скважин

1. Жидкостями на **водной** основе: сеноманской водой; подтоварной (технической) водой; водными растворами неорганических солей (NaCl; MgCl<sub>2</sub>; KCl)
2. Жидкостями на **углеводородной** основе (обратные эмульсии);
3. **Комбинированными** с использованием обратной эмульсии и минерализованной воды.



# Способы глушения скважин

## Глушение скважин, оборудованных насосами

Несколько циклов.

После закачки каждого цикла - отстой скважины для замены скважиной жидкости жидкостью глушения.

## Глушение фонтанных и нагнетательных скважин

-НКТ спускается до интервала перфорации или на 10-30 метров выше его, по этому достаточно одного цикла глушения закачкой жидкости глушения в НКТ;

-противодавление достаточно для прекращения работы пласта, но не более 30 атм.

## Глушение скважин с АНПД

Производится без противодавления; для снижения загрязнения в первую порцию (цикл) в воду добавляют хим. реагенты (КМЦ, ПАВ).



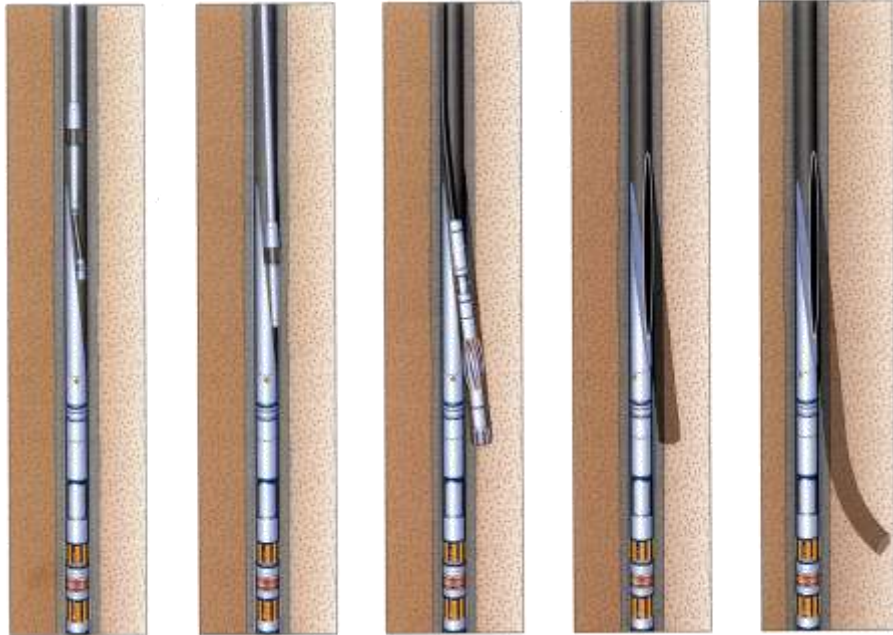
# Технология глушения скважин

1. Производится обвязка устья скважины с ЦА-320 и емкостями (автоцистернами).
2. Нагнетательная линия опрессовывается на 1.5 кратное ожидаемое давление.
3. Открыть задвижки и приступить к глушению (в один или несколько циклов). Закачку производиться противодавлением не более 30-50 атм.
4. Остановка агрегата, его отсечение, открытие их на 1.5-2 часа для выравнивания давления в НКТ и ЗП (затем закрывается).
5. Заглушенная скважина в закрытом положении может находится не более двух суток.
6. Насосный агрегат и автоцистерны не ближе 10 метров от устья. Выхлопные трубы должны быть оборудованы искрогасителями. Расстояние между агрегатами не менее 1.5 метра, кабиной в сторону от устья скважины.
7. До начала демонтажа устьевого оборудования убедится в отсутствии НГВП.



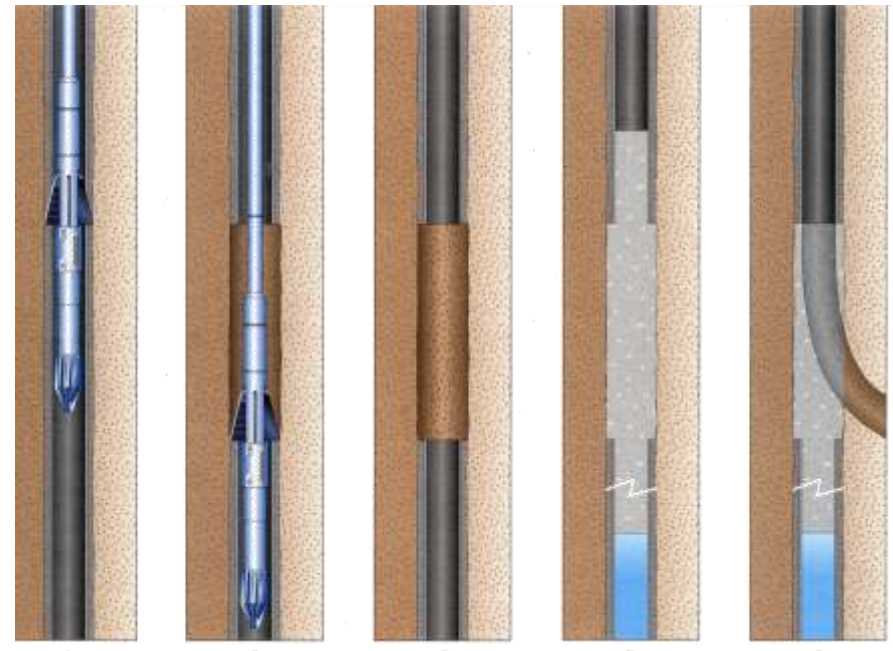
# Технологии ПРС и КРС

## Бурение дополнительных стволов



Метод «вырезания окна»

Метод «вырезания части колонны»

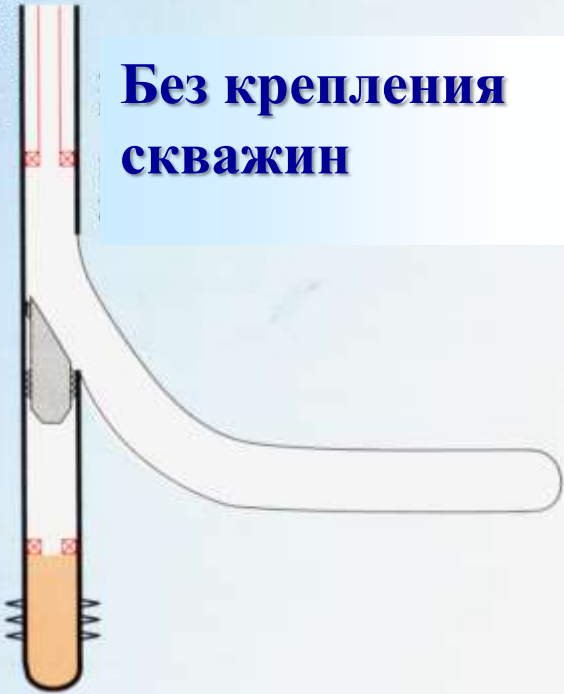




# Технологии ПРС и КРС

## Бурение дополнительных стволов

**Без крепления  
скважин**



**С щелевым или  
гравийным  
фильтром**



**Крепление  
хвостовиком с  
цементированием**





# **Технологии ПРС и КРС**

## **Ликвидация негерметичности в ЭК**

### **Тампонирувание негерметичных резьбовых соединении**

Для ликвидации утечки жидких или газообразных флюидов из колонны через резьбовые соединения.

В качестве тампонирующих материалов используют фильтрующиеся полимерные составы, превращающиеся в предельном состоянии в газонепроницаемый камень или гель.

Применение цементного раствора в данном случае запрещается.

### **Докрепление негерметичных резьбовых соединений**

Метод довинчивания обсадных труб с устья скважины.

### **Ликвидация каналов негерметичности в стыковочных устройствах**

Тампонирувание под давлением.

### **Изоляция сквозных дефектов**

Замены поврежденной части колонны.

Тампонирувание под давлением.

Установка труб меньшего диаметра против дефекта.



# Технологии ПРС и КРС

## Установка пластыря методом набухания материала

Суть данного метода заключается в том, что расширение гофрированного тонкостенного стального пластыря по периметру поперечного сечения на всей его длине до заданного контактного сцепления со стенкой ремонтируемого участка обсадной колонны происходит под действием тепловой энергии, выделяющейся при увеличении объема специального материала (раствора или порошка), подаваемого в полость пластыря.

Предлагаемое вещество должно обеспечивать постепенное (в пределах **3-24 ч**) увеличение объема (не менее чем в **2 раза**) и равномерное распределение и увеличение давления (**30-50 МПа**) полости пластыря.

Указанными свойствами обладает порошок **НРС-1** (невзрывчатое разрушающее средство), выпускаемый по

ТУ 21-31-56-87 опытным заводом ВНИИстром им. П.П. Будникова; в качестве жидкости для получения раствора используется вода.

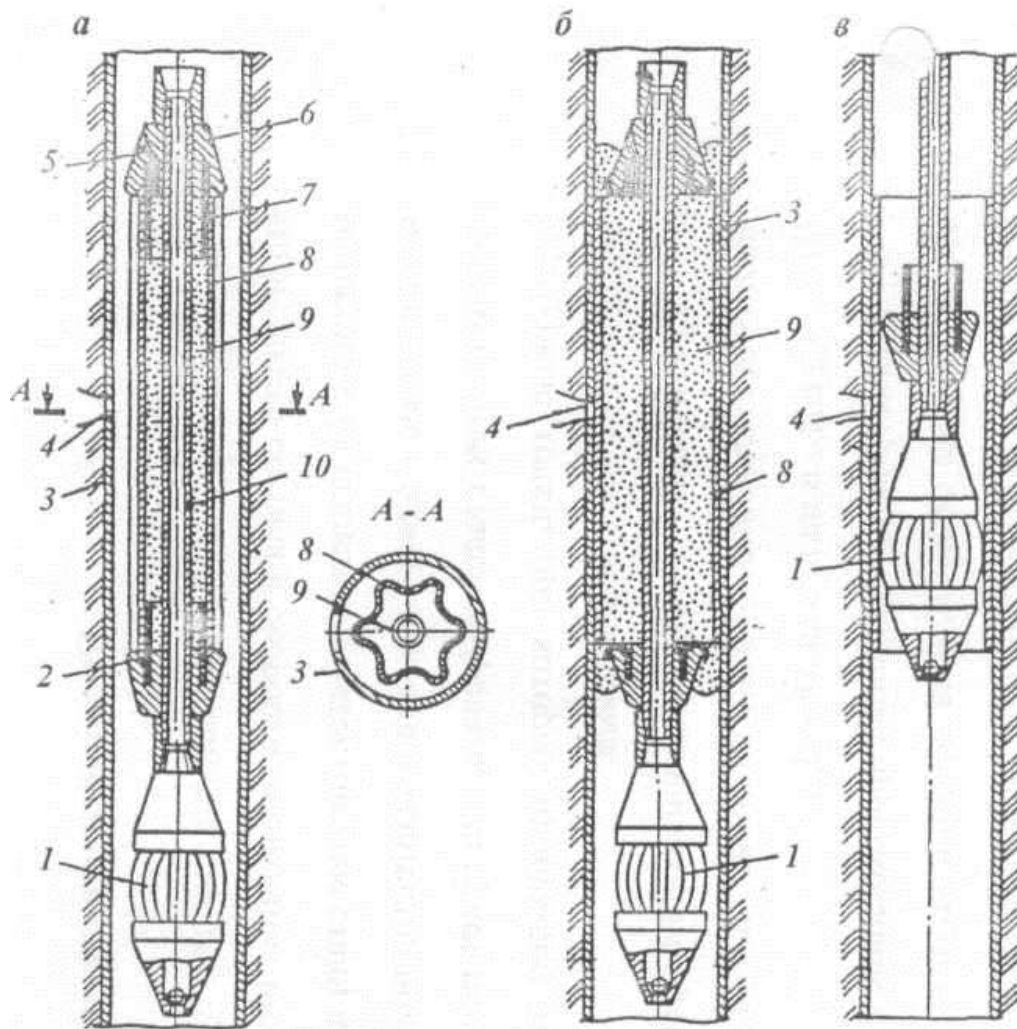
Соотношение порошка **НРС-1** и воды **10:3**. Порошок нетоксичен. Добавки в порошок должны замедлять процесс его твердения (кристаллизации) в момент нахождения в капсуле и при последующем вымывании из скважин.

Устройство для реализации указанного метода представляет собой капсулу. При этом отпадает необходимость в системе силовых цилиндров (цилиндры, поршни, штоки), трудоемких в изготовлении, материалоемких и громоздких.



# Технологии ПРС и КРС

## установка пластыря методом набухания материала



### Устройство для установки пластыря методом набухания материала

а - ориентация пластыря на дефект при спуске его в скважину; б - расширение пластыря при использовании НРС-1; в - калибровка пластыря дорнирующей головкой; 1 - дорнирующая головка; 2 - уплотнительный элемент; 3 - обсадная колонна; 4 - дефект; 5 - канал; 6 - конус; 7 - уплотнительный элемент; 8 - пластырь; 9 - порошок НРС-1; 10 - штанга





# Технологии ПРС и КРС

## Установка пластыря, обладающего эффектом «памяти формы»

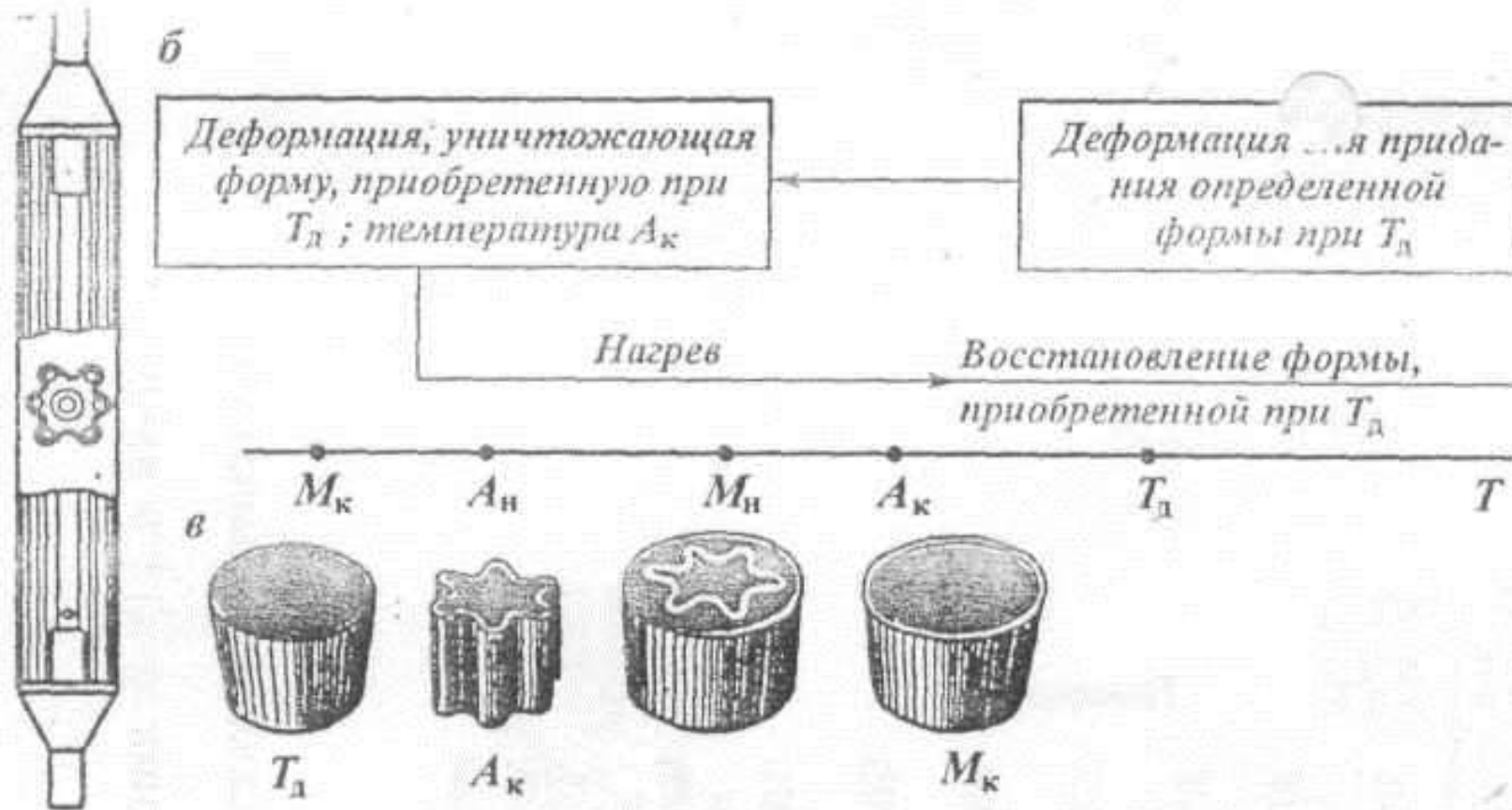
В настоящее время эффект «памяти формы» обнаружен у широкого круга сплавов, принадлежащих к различным системам, в частности, у сплавов системы: **Ti - Ni, Fe - Ni, Si - Al, Co - Ni, Ti - Ni - Co, Fe - Ni - Ti, Co - Al - Ni, Cu - Zn - Al.**

Материал в виде ленты, листа, проволоки и т.п., обладающий эффектом «памяти формы», пластически деформируют при температуре  $T_d$  выше температуры прямого мартенситного превращения  $M_n$  с целью придания ему определенной заданной формы и размеров, затем охлаждают до температур, обеспечивающих протекание (полное или частичное) мартенситного превращения, и деформируют в этой температурной области до получения промежуточной, технологически требуемой формы. При нагреве выше температуры обратного мартенситного превращения  $A_k$  образец вновь восстанавливает заданную форму, которая была ему придана при температуре  $T_d > M_n$ .



# Технологии ПРС и КРС

## Установка пластыря, обладающего эффектом «памяти формы»





# Технологии ПРС и КРС

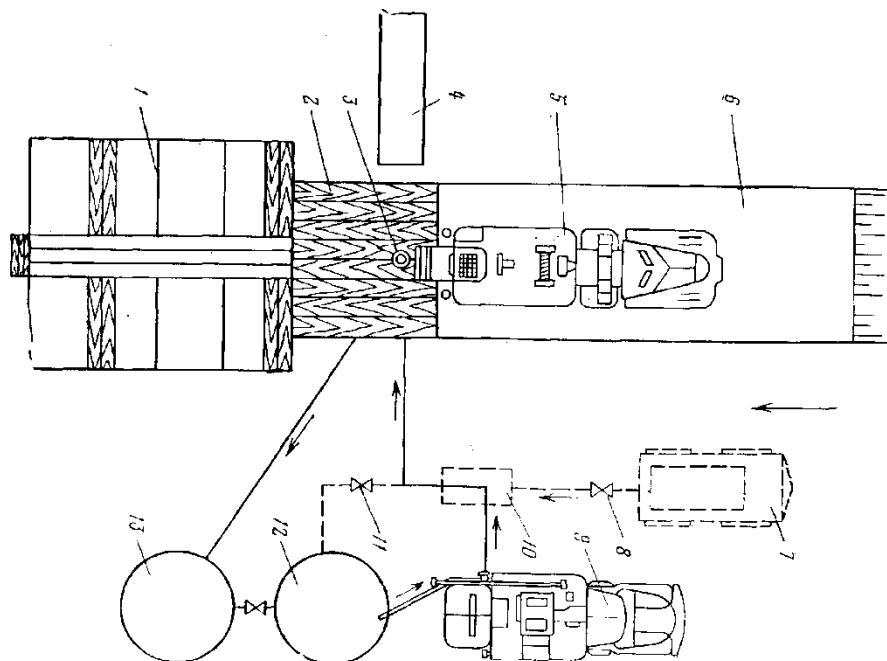
## Чистка песчаных пробок

При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, продуктивные пласты которых сложены слабосцементированными рыхлыми песочными породами, в поступающей в скважину продукции содержится большое количество песка.

При определенных скоростях движения жидкости или газа песок осаждается на забое, образуя пробку в стволе скважины.

### Типы промывки

- Прямая
- Обратная
- Непрерывная
- Комбинированная

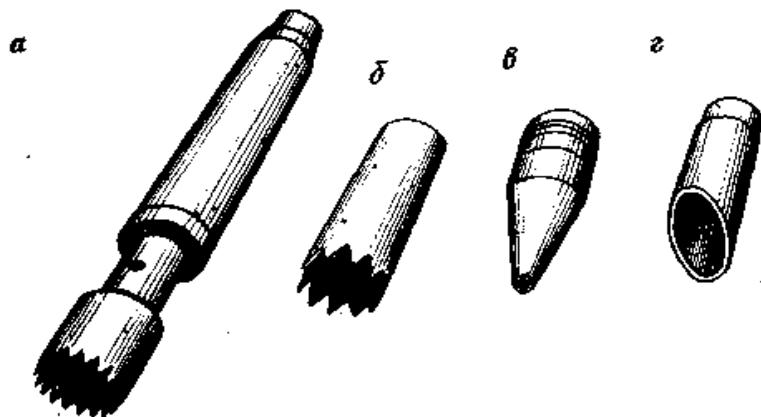


1-мости-стеллажи; 2-рабочая площадка; 3- устье скважины; 4-балансирный станок-качалка; 5-подъемная лебедка (агрегат подземного ремонта); 6-площадка для агрегата; 7- компрессор; 8-вентиль регулировочный; 9- установка насосная; 10-аэратор; 11-вентиль; 12, 13-емкость



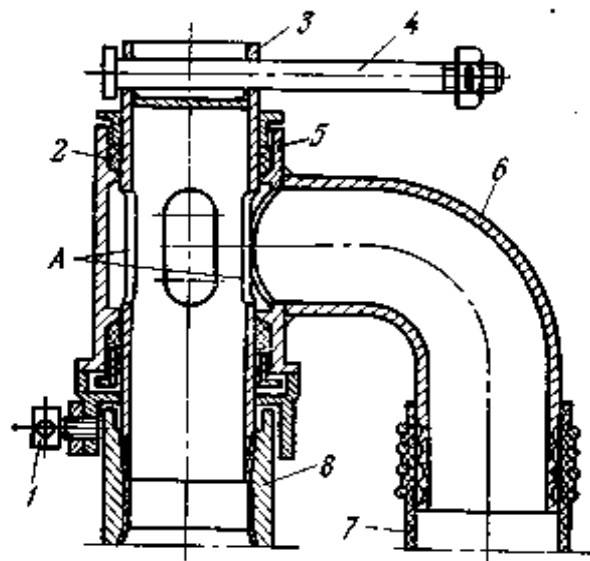
# Технологии ПРС и КРС

## Чистка песчаных пробок

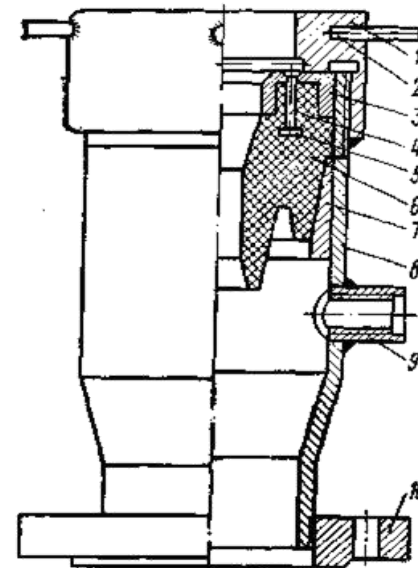


Наконечники для колонны промывочных труб:  
а-фрезер-мундштук;  
б-фреза;  
в-«карандаш»;  
г-косорезаная труба («перо»)

Отводная головка для обратной промывки



Промывочная головка для обратной промывки





# Технологии ПРС и КРС

## Чистка песчаных пробок

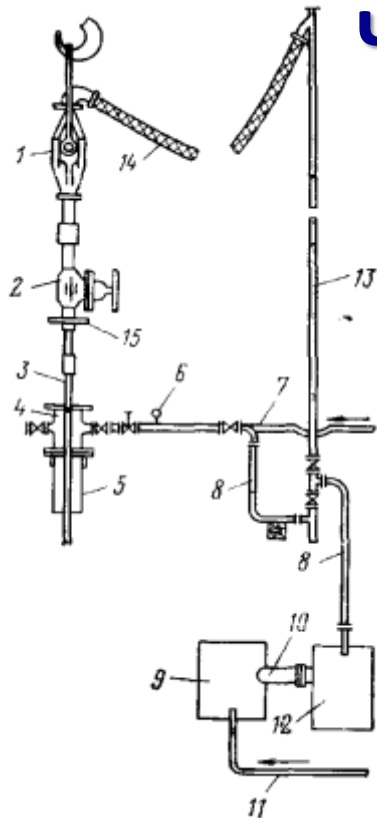


Схема обратной промывки скважины: 1- эксплуатационная колонна; 2-промывочные трубы; 3-крестовик; 4-головка обратной промывки; 5-тройник; 6-шланг; 7-циркуляционная система; 8-манометр; 9, 10, 12-задвижки; 11-промывочный агрегат; 13-отстойный чан; 14-приемная емкость; 15-линия поступления промывочной жидкости

Схема оборудования скважины для прямой промывки при однорядном подъемнике: 1-промывочный вертлюг, 2-предохранительная задвижка, 3-промывочные трубы, 4-крестовик арматуры, 5-эксплуатационная колонна, 6-манометр, 7-воздушная линия, 8-промывочная линия, 9-приемный чан, 10-прием насоса, 11-линия, подводящая промывочную жидкость, 12-промывочный агрегат, 13-промывочный стояк, 14-промывочный шланг, 15-специальный фланец

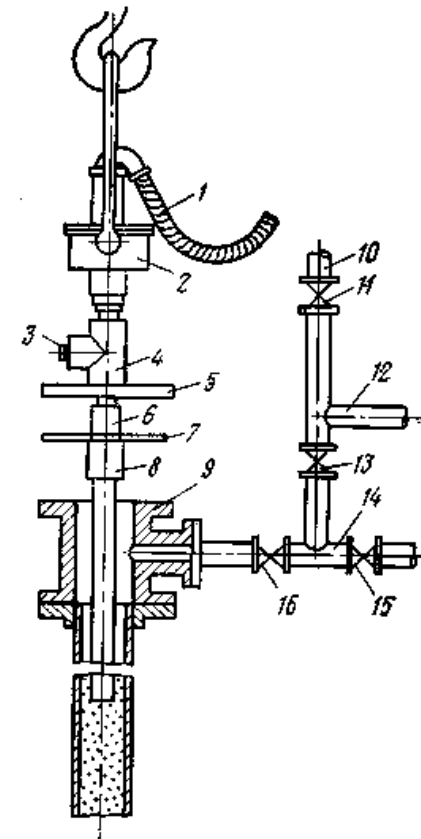
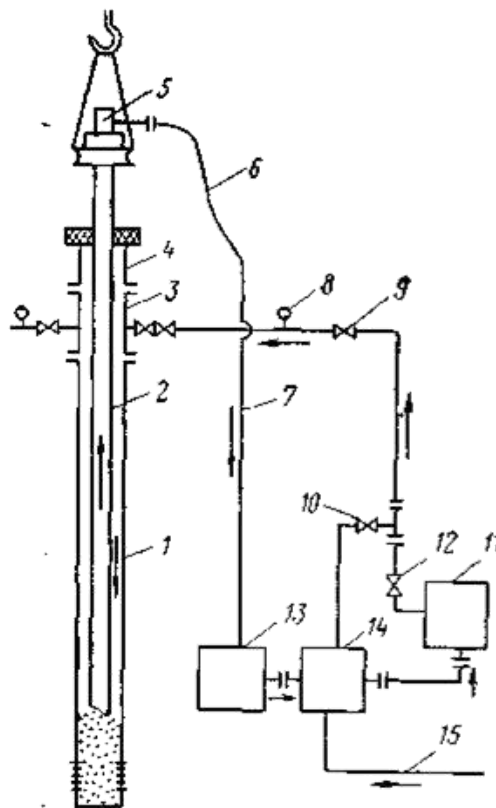


Схема оборудования устья скважины для комбинированной промывки: 1-шланг; 2-вертлюг; 3-пробка; 4-тройник; 5-план-шайба; 6-патрубок; 7-прокладка; 8-муфта; 9-тройник; 10-стояк; 11, 13, 15 и 16-краны; 12-труба; 14-тройник выкидной линии



# Технологии ПРС и КРС

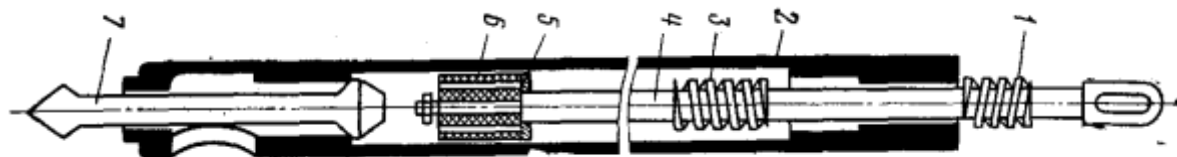
## Чистка песчаных пробок желонками

### Преимущества:

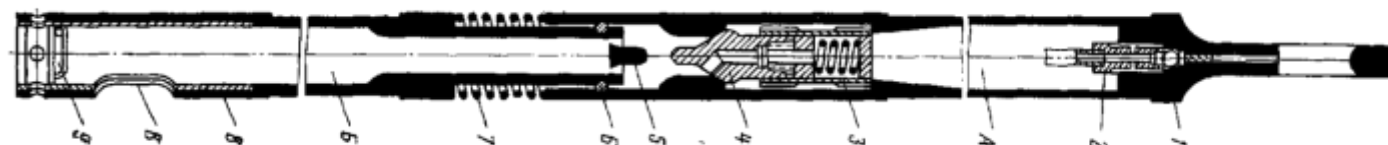
- простота применяемого оборудования и процесса очистки,
- исключение проникновения в призабойную зону пласта технологических жидкостей;
- возможность очистки скважин с негерметичными эксплуатационными колоннами.

### Недостатки:

- длительность процесса;
- возможность протирания эксплуатационной колонны;
- возможность обрыва каната, на котором спускается инструмент;
- загрязнение территории вокруг устья скважины извлеченным материалом пробки;
- невозможность чистки желонкой колонн, имеющих смятия или сломы.



**Поршневая желонка:** 1, 3 — пружина; 2 — корпус; 4 — шток; 5 — шайба эластичная; 6 — поршень; 7 — клапан



**Автоматическая желонка:** 1 — головка; 2 — шариковый клапан; 3 — стакан; 4 — конусный клапан; 5 — ударник; 6 — шариковый фиксатор; 7 — пружина; 8 — заслонка; 9 — приемный клапан; А — воздушная камера; Б — песочная камера; В — выпускное отверстие



# Технологии ПРС и КРС

## Кислотная обработка призабойной зоны пласта

Основным компонентом кислотных растворов, применяемых при воздействии на призабойную зону, является чаще всего **соляная кислота**.

Растворами соляной кислоты обрабатываются карбонатные породы или терригенные коллекторы, в составе которых в качестве цемента присутствуют карбонаты.

Продукты реакции соляной кислоты с карбонатами растворимы в нейтральной среде.

Помимо воздействия на призабойную зону кислотный раствор применяется для очистки фильтра скважины от различных образований, возникающих при бурении скважины, в процессе ее эксплуатации и при ремонтных работах. Для этого осуществляются кислотные ванны.

При обработке карбонатных пород образуются каналы растворения, которые могут глубоко проникать в продуктивный пласт.

Оптимальная концентрация соляной кислоты в растворе принимается равной **10-16%**.

С увеличением концентрации растворяющая способность и скорость растворения возрастают, хотя при концентрации более **22%** скорость растворения уменьшается.

С увеличением концентрации кислоты возрастают также коррозионная активность, эмульгирующая способность и вероятность выпадения солей в осадок при контакте кислоты с пластовой водой.



# Технологии ПРС и КРС

## Кислотная обработка призабойной зоны пласта

При обработке малопроницаемых пород пользуются более концентрированным раствором, чем при обработке хорошо проницаемых.

Для первичных обработок пористых малопроницаемых пород расход раствора составляет **0,4-0,6м<sup>3</sup> на 1м толщины пласта**, высокопроницаемых - **0,6-1,0м<sup>3</sup>/м**.

Для вторичных обработок -соответственно **0,6-1,0** и **1-1,5м<sup>3</sup>/м**.

При воздействии на трещиноватые породы для первичной обработки необходимо **0,6-0,8м<sup>3</sup>/м**, для вторичной - **1-1,5м<sup>3</sup>/м**.

Осуществляются кислотные обработки следующих **видов**:

- кислотные ванны,
- внутрипластовые,
- поинтервальные кислотные обработки,
- обработки под высоким давлением,
- кислотный гидроразрыв пласта,
- кисотно-гидромониторное воздействие.

При поинтервальных кислотных обработках в качестве **временно изолирующих материалов** используют:

- гранулированный нафталин,
- высокоокисленные битумы,
- полимеры,
- сухую сульфитспиртовую барду
- и другие нефте- и водорастворимые материалы.





# Технологии ПРС и КРС

## Пенокислотная обработка призабойной зоны пласта

Для наиболее глубокого проникновения соляной кислоты в пласт.

В скважину закачивают аэрированный раствор поверхностно активных веществ в виде пены.

**Преимущества** перед обычной кислотной обработкой:

- замедляется растворение карбонатного материала в кислотной пене, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт – в результате приобщаются к дренированию удаленные от скважины участки пласта, ранее не охваченные процессом фильтрации.

- малая плотность кислотных пен (около 400 кг/м<sup>3</sup>) и их повышенная вязкость позволяют существенно увеличить охват воздействием кислоты всей вскрытой продуктивной мощности пласта.

- улучшаются условия очистки ПЗП пласта от продуктов реакции



# Технологии ПРС и КРС

## Пенокислотная обработка призабойной зоны пласта

**Аэратор** - устройство, в котором происходит активное перемешивание раствора кислоты с воздухом (азотом) и образование пены. Степень аэрации, или объем воздуха в м<sup>3</sup> на 1 м<sup>3</sup> кислотного раствора обычно принимается в пределах 10-15.

ПАВ типа **Неонол** (нагнетательные) или **Сульфано** (добывающие) в концентрации 0,5-1%.

В качестве кислотного агрегата и компрессора используют агрегат ВJ-344 , предназначенный для подогрева и закачки жидкостей в пласт и оборудованный компрессором, развивающим давление до 70 атм. Сам агрегат: 700 атм.

### Технология

Подача в скважину при открытой затрубной задвижке раствора кислоты заданной концентрации, содержащей ПАВ на небольшой скорости.

Подача воздуха (азота), выводя компрессор на заданную производительность.

Объем закаченной композиции оценивают по объему вытесненной через затрубье жидкости.

Когда пена заполнит весь объем НКТ, затрубная задвижка закрывается, начинается продавка пенокислоты в пласт оставшейся соляной кислотой и продавочной жидкостью.



# Технологии ПРС и КРС

## Гидравлический разрыв пласта

Гидравлический разрыв пласта проводится в целях увеличения дебита нефтяной или приемистости нагнетательной скважины.

Сущность этого процесса заключается в нагнетании в скважину высоковязкой жидкости со скоростью, превышающей скорость поглощения ее пластом. В результате в призабойной зоне создается высокое давление, благодаря которому расширяются имеющиеся в пласте трещины или образуются новые.

Для сохранения трещин в раскрытом состоянии в жидкость разрыва вводится крупнозернистый песок, который препятствует последующему смыканию трещин. Вязкая жидкость, заполнившая трещины, в процессе дальнейшей эксплуатации скважины извлекается на поверхность.

К породам, которые **следует** подвергать гидравлическому разрыву, относятся плотные пески, сцементированные песчаники, известняки, доломиты.

К породам, в которых **не рекомендуется** гидравлический разрыв, относятся глины, рыхлые пески и многие сланцы.

По данным промысловой практики давление на забое, необходимое для гидравлического разрыва пласта, обычно превышает гидростатическое давление примерно в **1,5-2** раза.

Например, для скважин глубиной **2000** м давление на забое при гидроразрыве пласта составляет **30-50** МПа, а соответствующее на устье (за вычетом гидравлических потерь) — от **10** до **30** МПа.



# Технологии ПРС и КРС

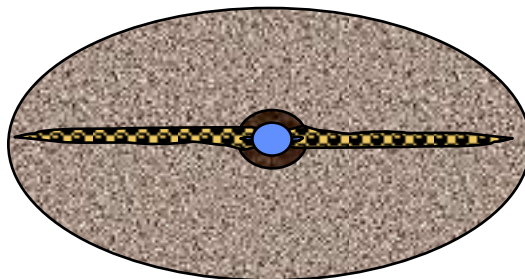
## Гидравлический разрыв пласта

В качестве рабочей жидкости для гидравлического разрыва пласта используют **углеводородные жидкости** (высоковязкую нефть, керосин или дизельное топливо, загущенные мылами, нефтекислотные эмульсии и др.) и водные растворы (сульфит-спиртовая барда, загущенные растворы соляной кислоты и др.).

**Песок** для заполнения трещин при гидравлическом разрыве пласта должен обладать достаточной **прочностью** и не разрушаться при сжатии трещин. Этим требованиям удовлетворяет **крупнозернистый** хорошо окатанный и **однородный** по составу **кварцевый песок**.

Наилучшими для гидравлического разрыва пласта являются пески с крупностью зерен от **0,5** до **1,0** мм.

До начала работ определяют глубину забоя скважины, промывают ее для удаления пробки и загрязняющих отложений. Затем в скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускают пакер с якорем, и устанавливают его выше верхних отверстий фильтра, а устье скважины оборудуют специальной головкой — арматурой устья, к которой подключают насосные агрегаты для нагнетания в скважину жидкости гидроразрыва.





# Технологии ПРС и КРС

## Гидравлический разрыв пласта

### Этапы

- закачка в скважину жидкости разрыва для создания трещин в пласте;
- закачка жидкости-пескононосителя;
- закачка продавочной жидкости.

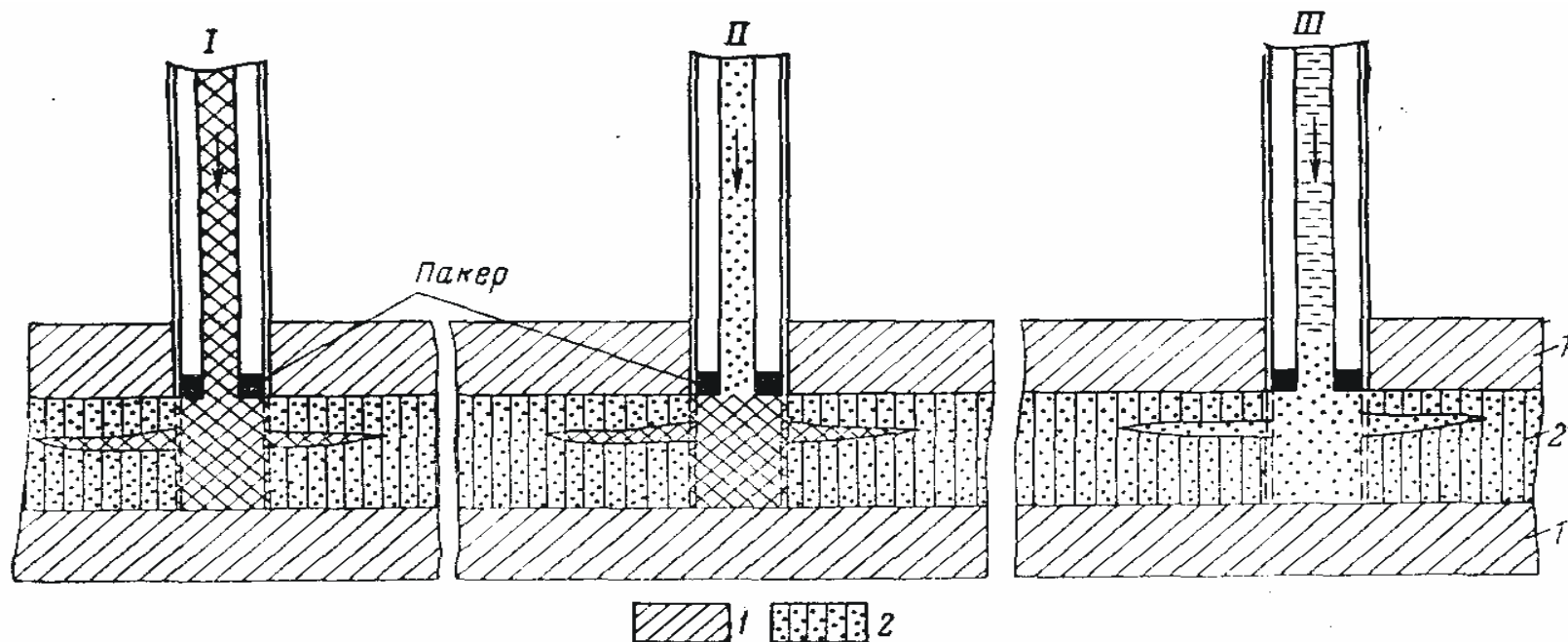


Схема гидравлического разрыва пласта

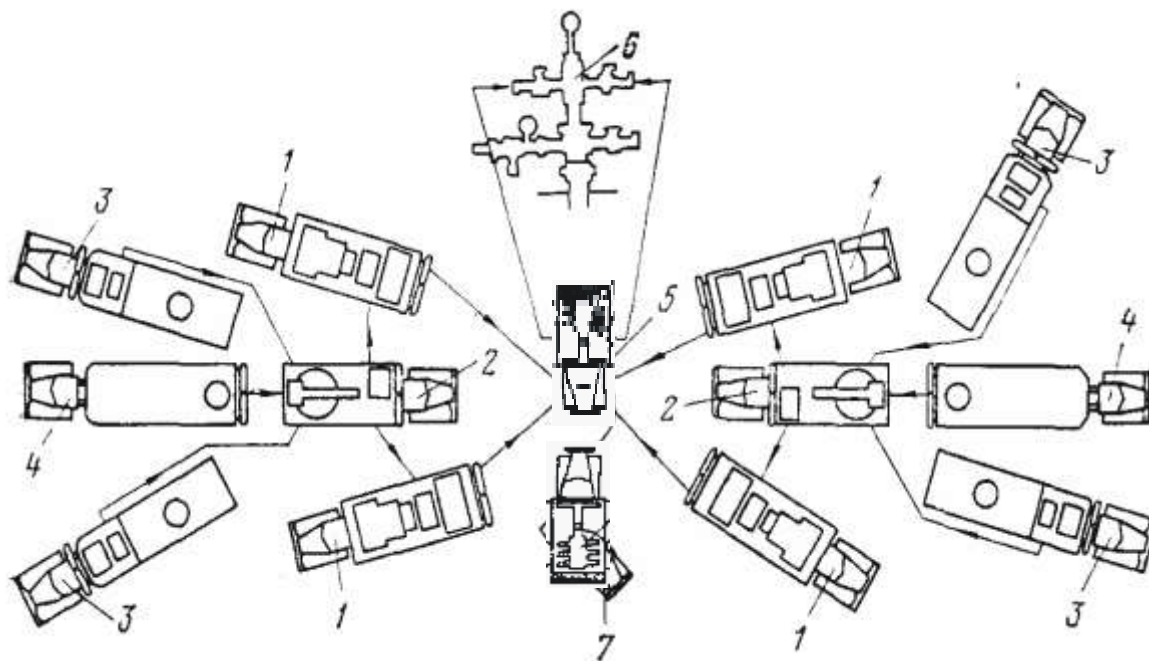
I—нагнетание жидкости разрыва; II—нагнетание жидкости-пескононосителя; III—нагнетание продавочной жидкости; 1—глины; 2—нефтяной пласт



# Технологии ПРС и КРС

## Гидравлический разрыв пласта

Для гидравлического разрыва пласта необходим комплекс оборудования: насосные и пескосмесительные агрегаты, автоцистерны, арматура устья скважины, блок манифольда, пакер и якорь.



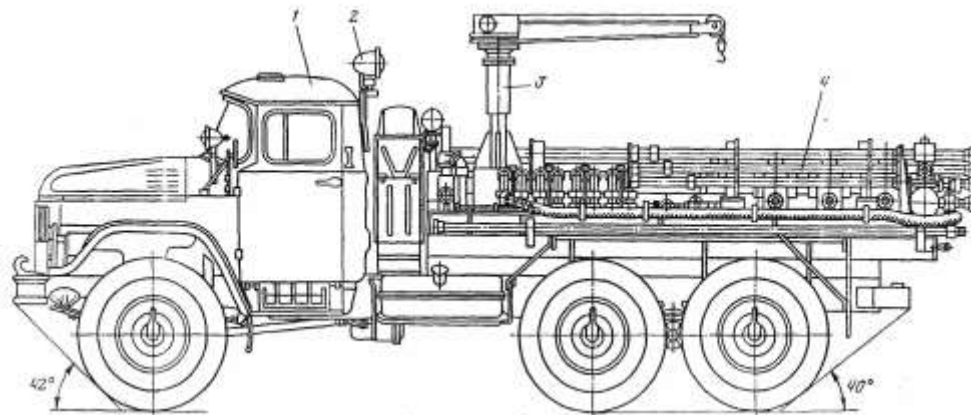
**Обвязка оборудования при гидравлическом разрыве пласта**

1—насосный агрегат 4АН-700;  
2—пескосмесительный агрегат;  
3—автоцистерна ППЦ-23-5524П;  
4—песковоз;  
5—блок манифольда 1БМ-700;  
6—арматура устья 2АУ-700;  
7—станция контроля и управления процессом



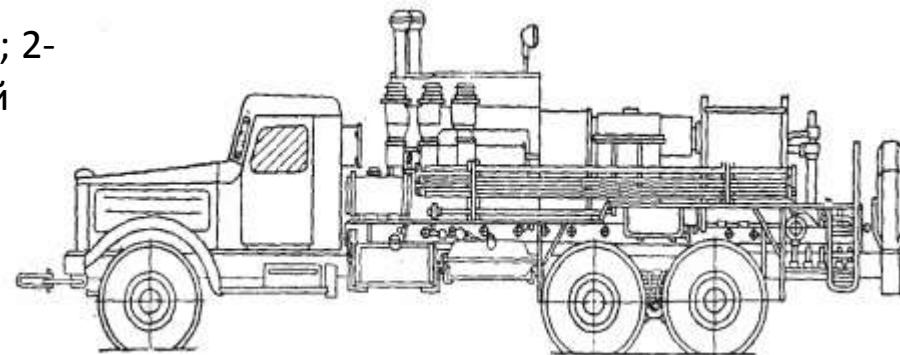
# Технологии ПРС и КРС

## Гидравлический разрыв пласта (оборудование)

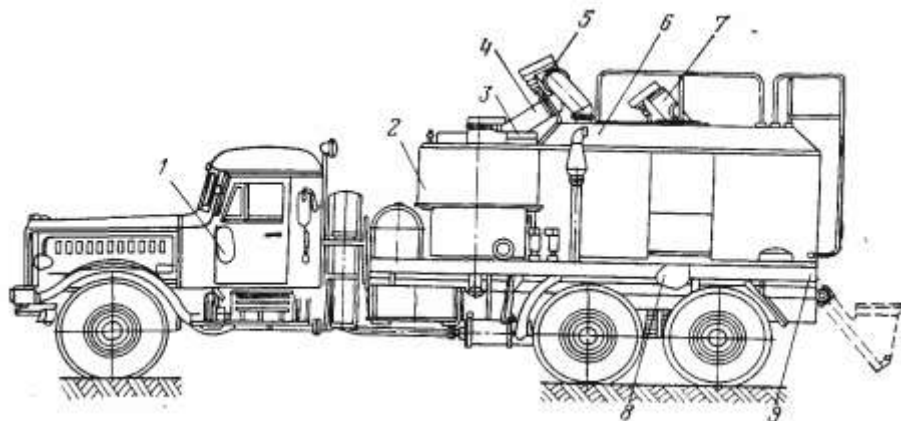


Блок манифольда 1BM-700: 1-автошасси ЗИЛ-131; 2-фара; 3-поворотная стрела; 4-вспомогательный трубопровод

Насосный агрегат 4АН-700



Пескосмесительный агрегат 4ПА





# Технологии ПРС и КРС

## Гидравлический разрыв пласта (этапы)

- Закачка жидкости разрыва в скважину
- Разрыв пласта
- Рост трещины
- Закачка проппанта для предотвращения схлопывания трещины



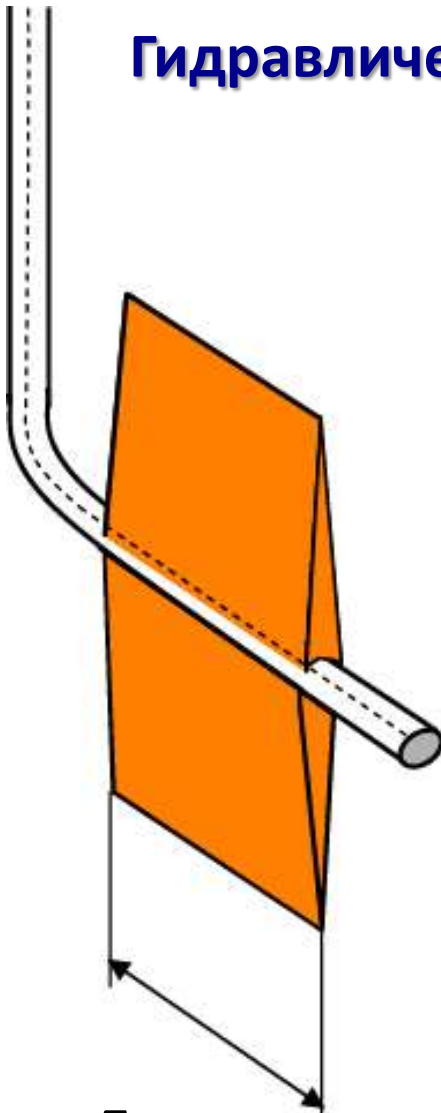




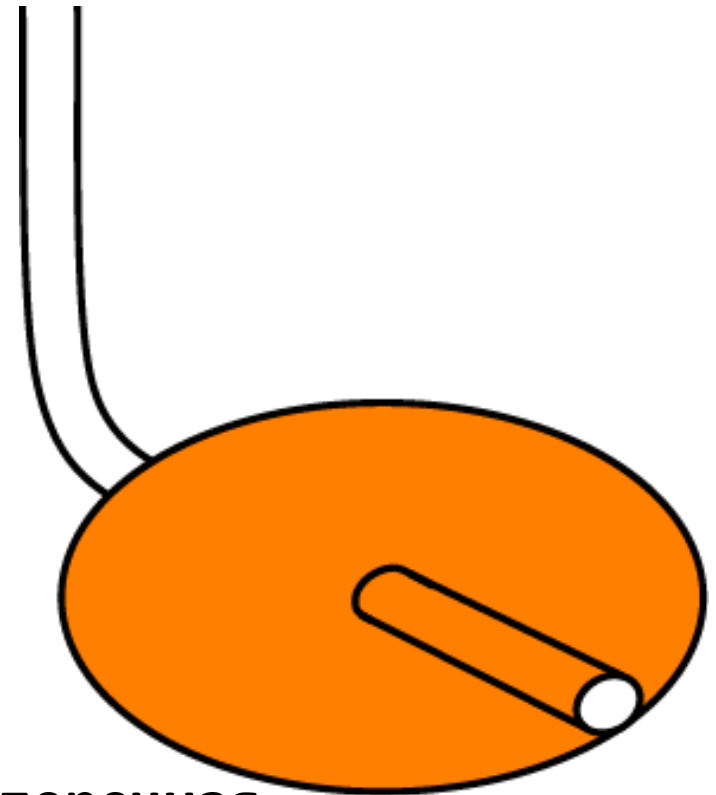
# Технологии ПРС и КРС

## Гидравлический разрыв пласта (типы трещин)

Горизонтальная скважина – продольная  
вертикальная трещина



Горизонтальная скважина – поперечная  
вертикальная трещина





# Технологии ПРС и КРС

## Гидравлический разрыв пласта (анализ данных месторождения)

- **Наличие подошвенной воды** или **газовой шапки** – вероятность прорыва
- **Интерференция скважин** (учёт длины трещины и ее азимут для минимизации интерференции скважин на месторождениях, разбуренных по плотной сетке; исключение ситуации, когда созданная трещина контактирует с системой трещин соседних скважин)
- **Геомеханические барьеры** (литология и естественные горные напряжения)
- **Причины низкой продуктивности** (низкая проницаемость пласта; скин-фактор; истощение пласта)
- **Остаточные запасы**



# Технологии ПРС и КРС

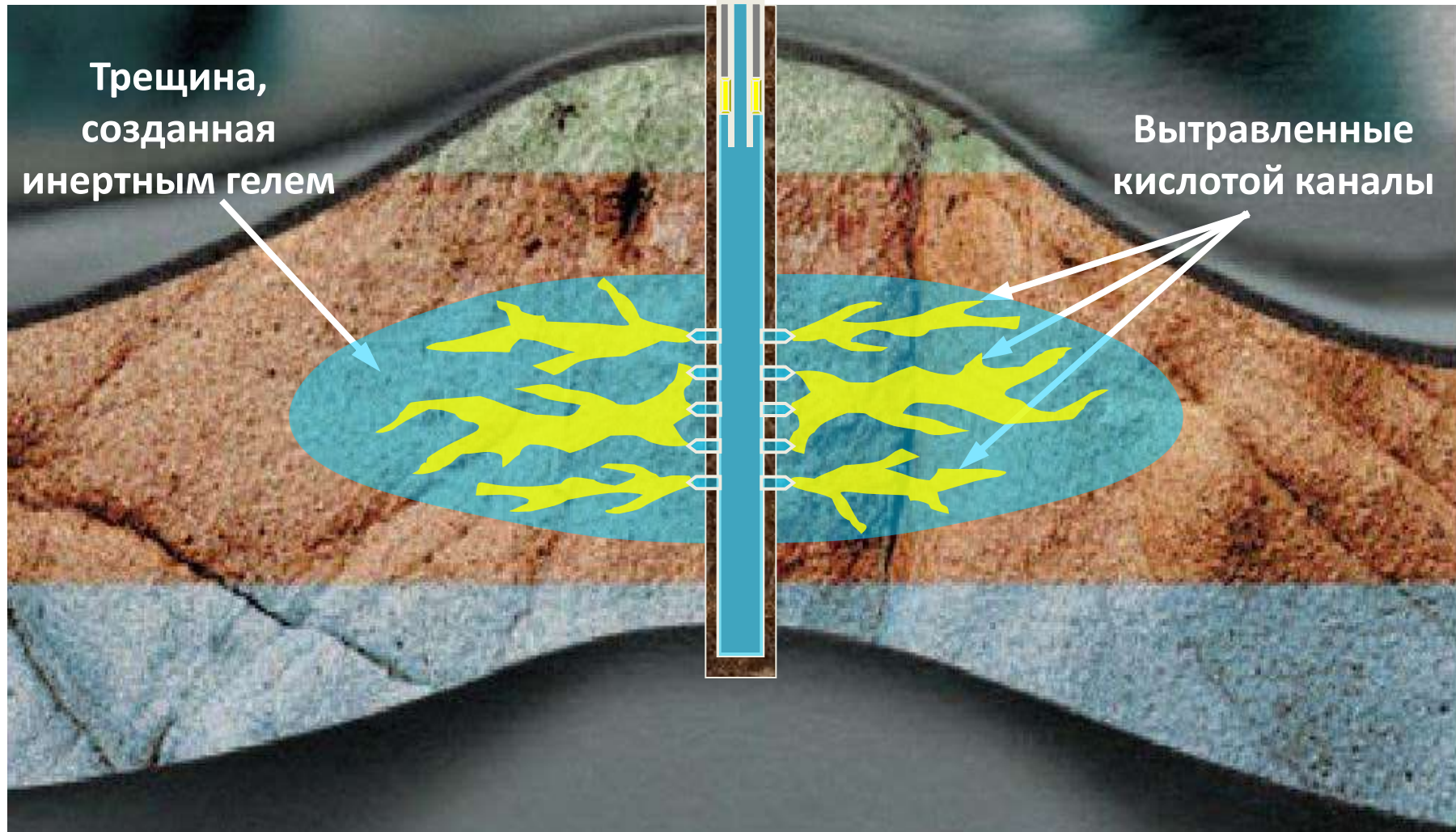
## Гидравлический разрыв пласта (анализ состояния скважины)

- Техническое состояние и степень износа НКТ, подземного и устьевого оборудования
- Все оборудование должно выдерживать рабочие давления
- После анализа свойств пласта и расчета потенциального прироста дебита скважины осуществляются расчеты максимальных рабочих давлений, необходимых для проведения ГРП
- Целостность цементного кольца
- Хорошее состояние колонн труб



# Технологии ПРС и КРС

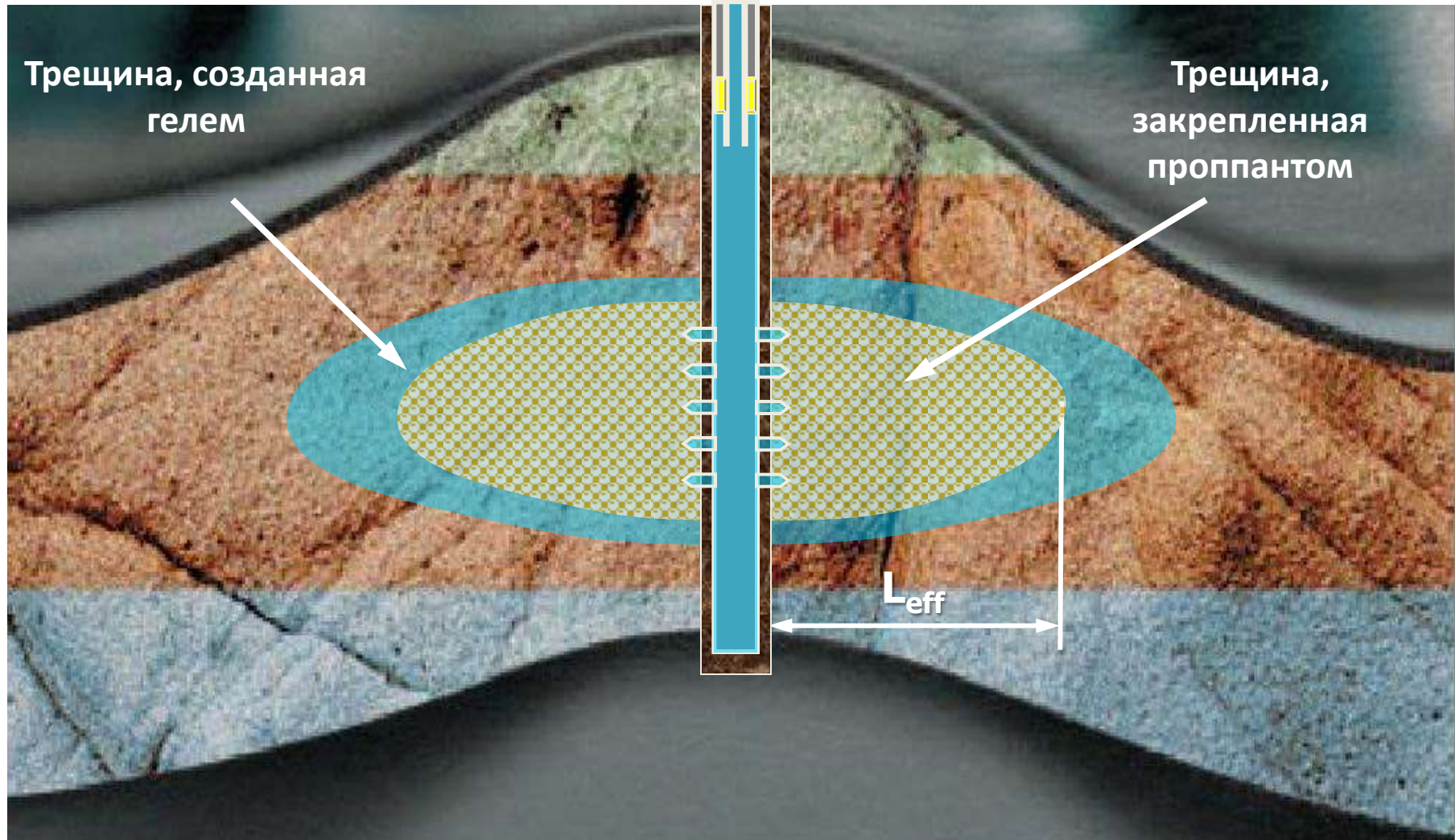
## Гидравлический разрыв пласта (кислотный)





# Технологии ПРС и КРС

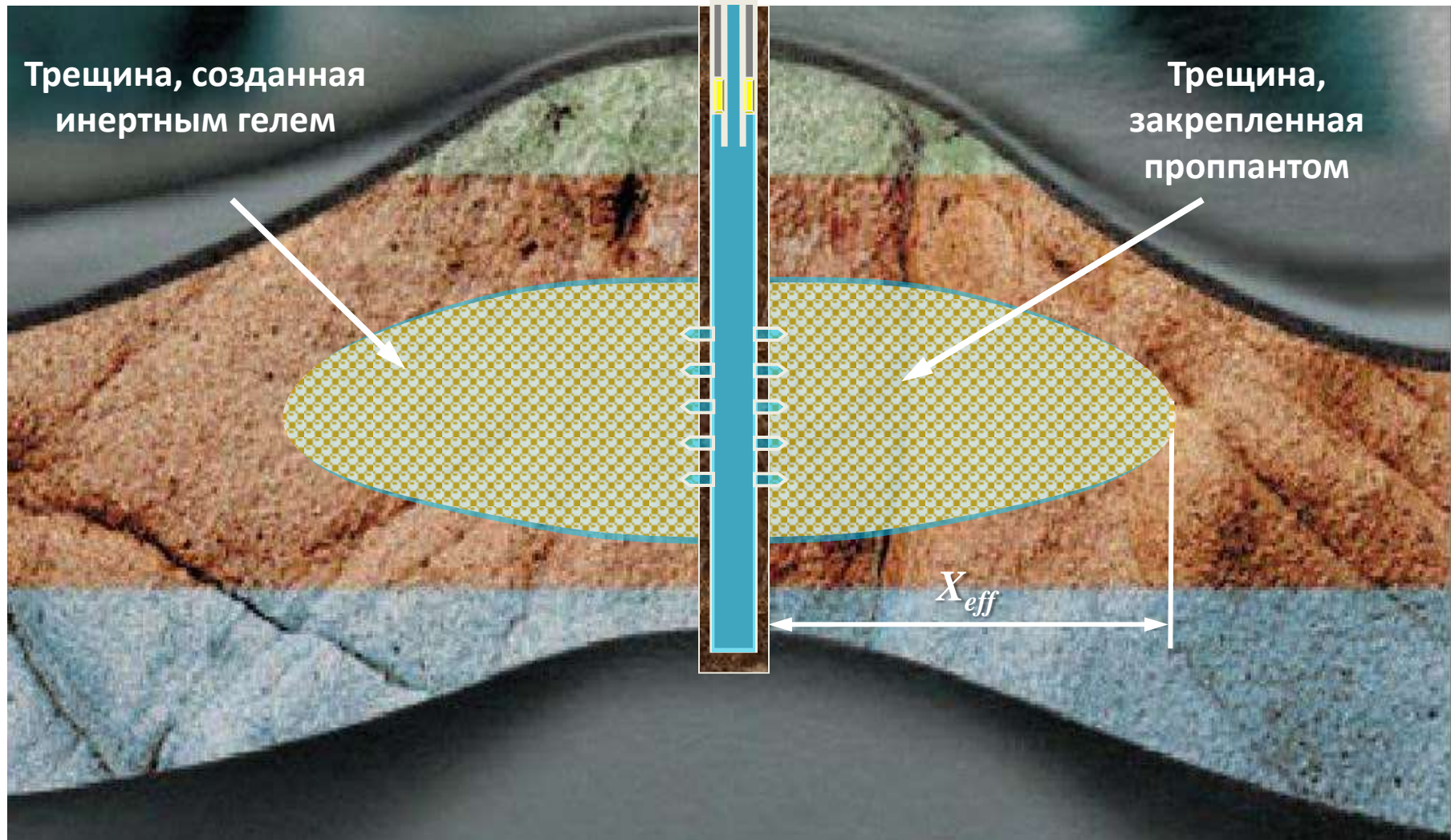
## Гидравлический разрыв пласта (пропантный)





# Технологии ПРС и КРС

## Гидравлический разрыв пласта (технология концевое планирования)



- Гидравлическая длина равна закреплённой



# Технологии ПРС и КРС

## Колтюбинговые технологии

**Колтюбинг (coiled tubing)** - длинномерная труба на барабане.

Впервые массовое использование гибких труб большой длины было осуществлено при проведении операции по форсированию Ла-Манша при высадке союзных войск во Франции во время второй мировой войны. Для обеспечения снабжения войск горючим было развернуто **23** нитки трубопроводов по дну пролива: **6** трубопроводов были стальными с внутренним диаметром **76,2 мм**, а остальные имели композиционную конструкцию – внутри слой из свинца, снаружи стальная оплетка. Укладку стальных трубопроводов проводили с плавучих катушек диаметром порядка **12 м**. На них были намотаны секции трубопроводов длиной **1220 м**. каждая секция, в свою очередь, состояла из сваренных встык труб длиной **6,1 м**.

В **России** идея использования колонны гибких труб (КГТ) начала внедряться **Н.В.Богдановым** в **50-х** годах для спуска в скважину электропогружного центробежного насоса. При этом кабель, питающий погружной электродвигатель, располагался внутри колонны гибких труб. Подобное решение позволяло не только ускорить процесс выполнения спускоподъемных операций при смене насоса, но и обеспечивал сохранность кабеля при эксплуатации искривленных скважин.



## Колтюбинговые технологии (преимущества)

### ***при исследовании скважин:***

- ✓обеспечение возможности доставки приборов в любую точку горизонтальной скважины;
- ✓высокая надежность линии связи со спускаемыми приборами;

### ***при выполнении подземных ремонтов:***

- ✓отсутствует необходимость в глушении скважины и, как одно из следствий, не ухудшаются коллекторские свойства призабойной зоны продуктивного пласта;
- ✓сокращается время проведения спускоподъемных операций за счет исключения свинчивания (развинчивания) резьбовых соединений колонны труб;
- ✓уменьшается период подготовительных и заключительных операций при разворачивании и свертывании агрегата;
- ✓исключается загрязнение окружающей среды технологической и пластовой жидкостями;

### ***при проведении буровых работ:***

- ✓исключается возникновение ситуаций, связанных с внезапными выбросами, открытым фонтанированием;
- ✓обеспечивается возможность бурения с использованием в качестве бурового раствора нефти или продуктов ее переработки.
- ✓позволяет осуществлять вскрытие продуктивного пласта оптимальным образом и совмещать процесс бурения с отбором пластовой жидкости.





## Колтюбинговые технологии (недостатки)

- ✓самопроизвольное и неконтролируемое скручивание КГТ;
- ✓невозможность принудительного проворота КГТ;
- ✓ограниченная длина труб, намотанных на барабан;
- ✓сложность ремонта КГТ в промышленных условиях.

В настоящее время специалисты различных фирм **ежегодно** выполняют порядка **тысячи** операций на скважинах с использованием колонн гибких труб.

Применять КГТ начали для осуществления наиболее простых операций при проведении ПРС - очистки колонны труб и забоев от песчаных пробок. При внедрении данной технологии использовали КГТ с наружным диаметром **19 мм**. В настоящее время созданы буровые установки, работающие с колоннами диаметром **114,3 мм**.



# Технологии ПРС и КРС

## Колтюбинговые технологии (оборудование)

### Основными компонентами

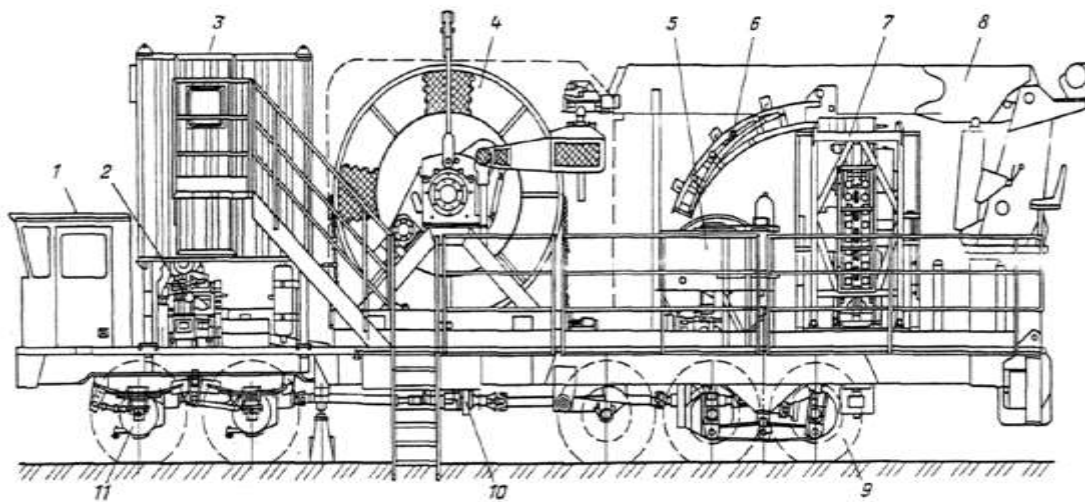
инжектор, гусак, рабочая катушка, кабина оператора, двигатель гидравлического оборудования, стрип-пакер, кран, блок превенторов, противовыбросовое устройство и переходники для устьевого оборудования.

В зависимости от проводимых работ компоновка может включать **дополнительное оборудование.**

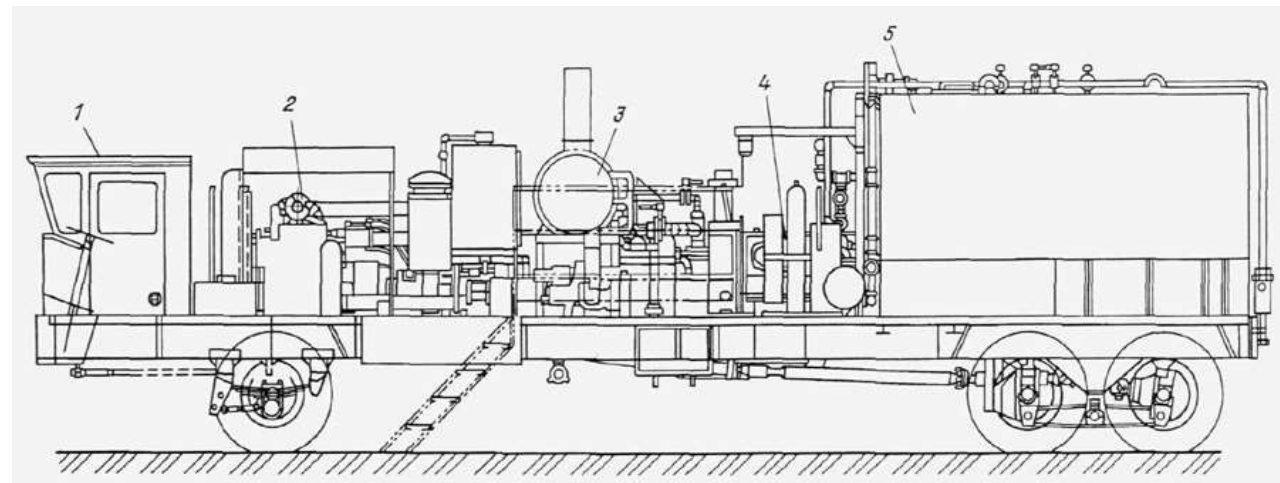
насосы для закачки рабочей жидкости, насосы для закачки азота, штуцера гидравлические, или регулируемые вручную, лубрикаторы, лубрикаторы, устанавливаемые под блоком превенторов, кольцевой превентор, дополнительный превентор, проходной тройник, система циркуляции бурового раствора, обвязочные линии, каротажное оборудование, различные компоновки погружного оборудования, и т. д.



## Колтюбинговые технологии (оборудование)

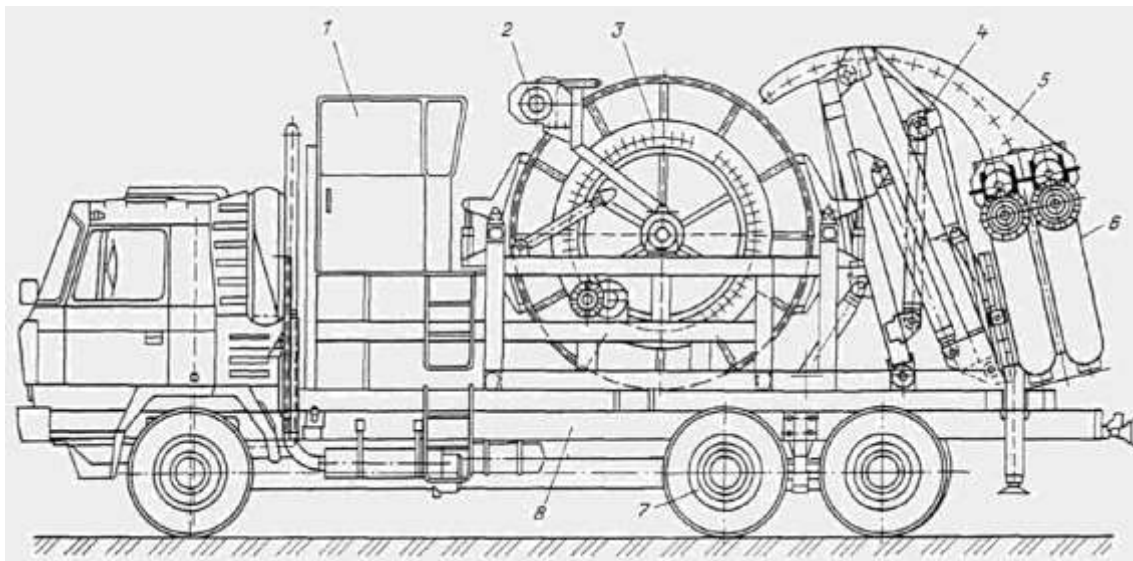


## Агрегаты фирмы «Dresco»

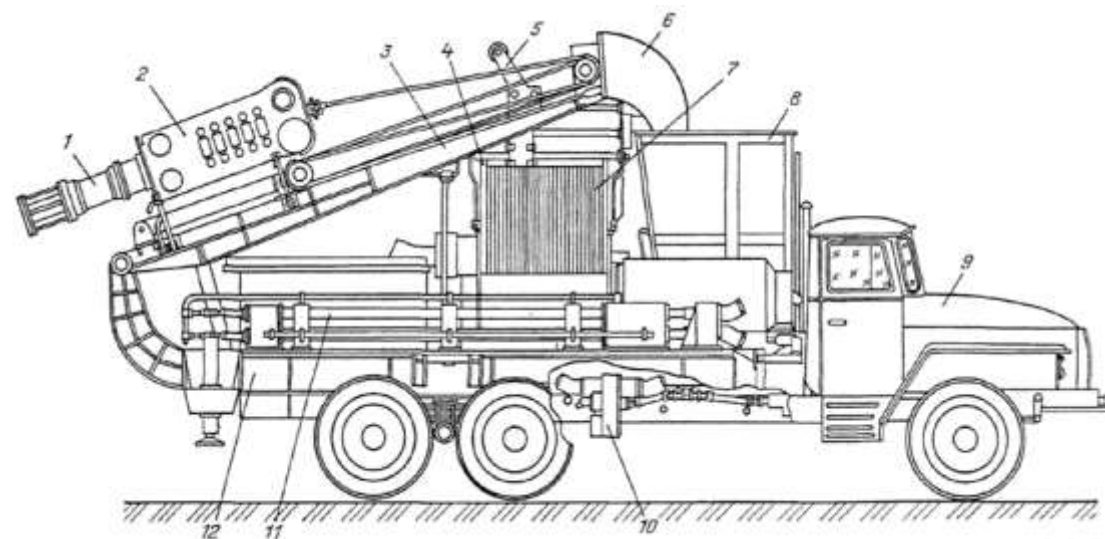




## Колтюбинговые технологии (оборудование)



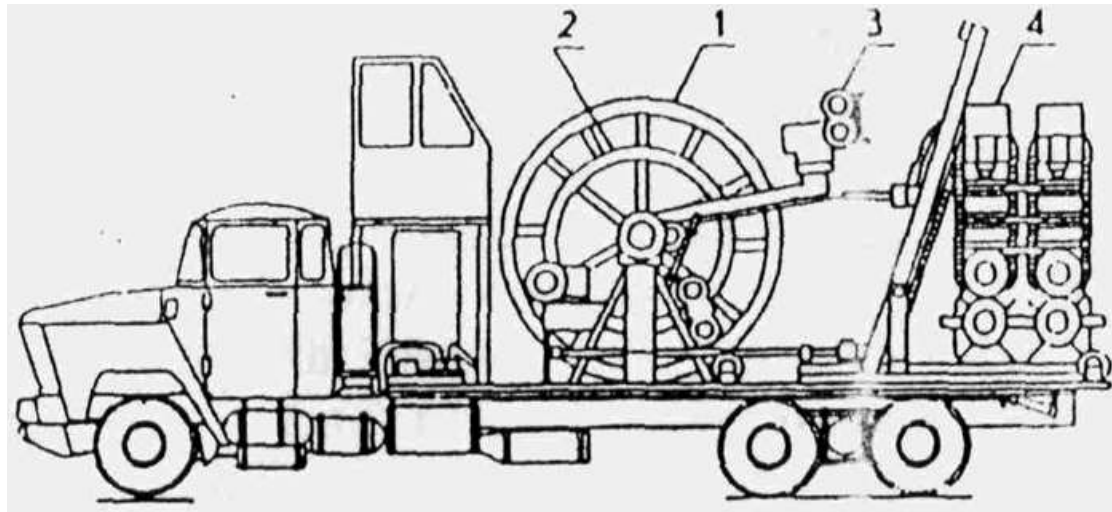
Агрегаты фирмы  
«Рудгормаш»



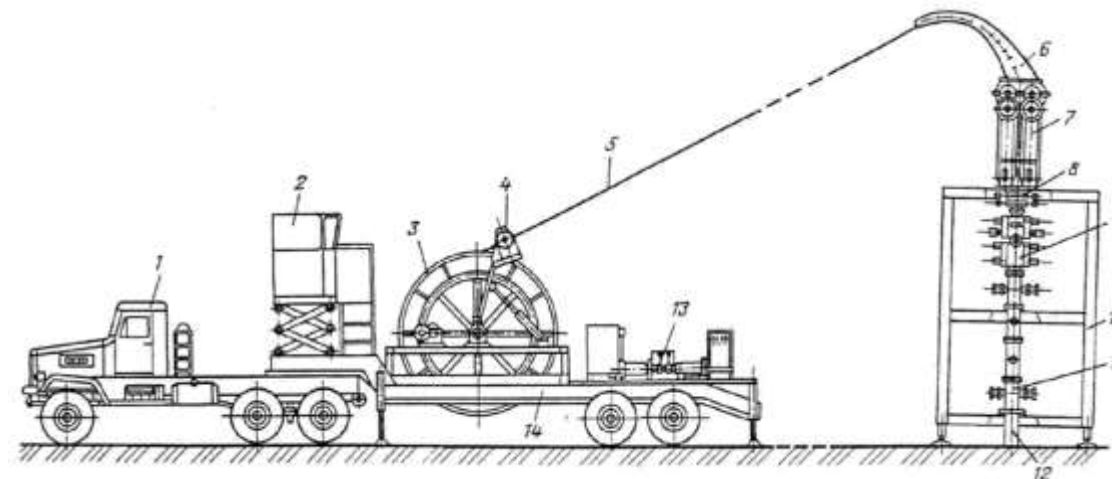
Агрегаты фирмы  
«Брянский Арсенал»



## Колтюбинговые технологии (оборудование)

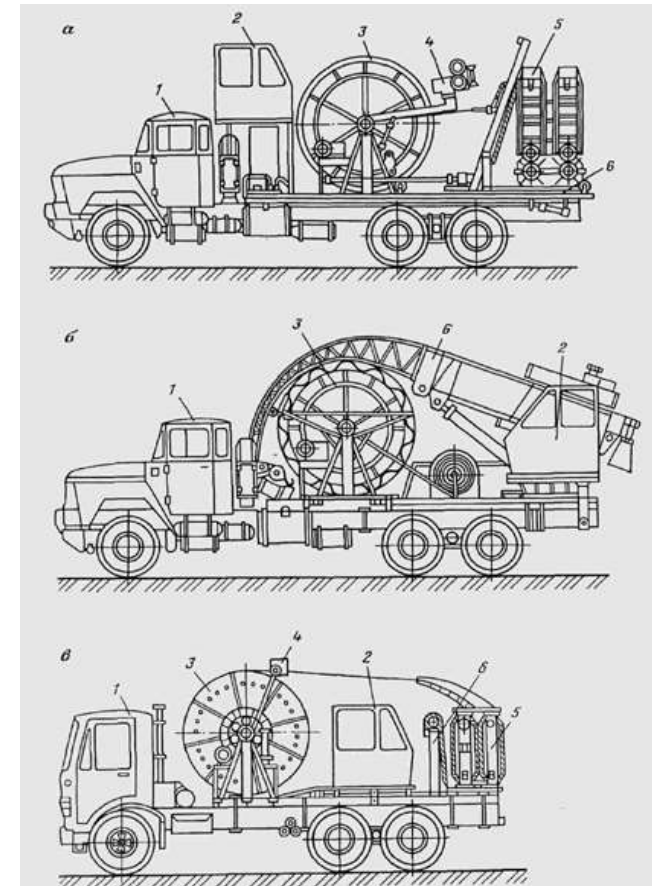


Агрегаты завода «Металлист»



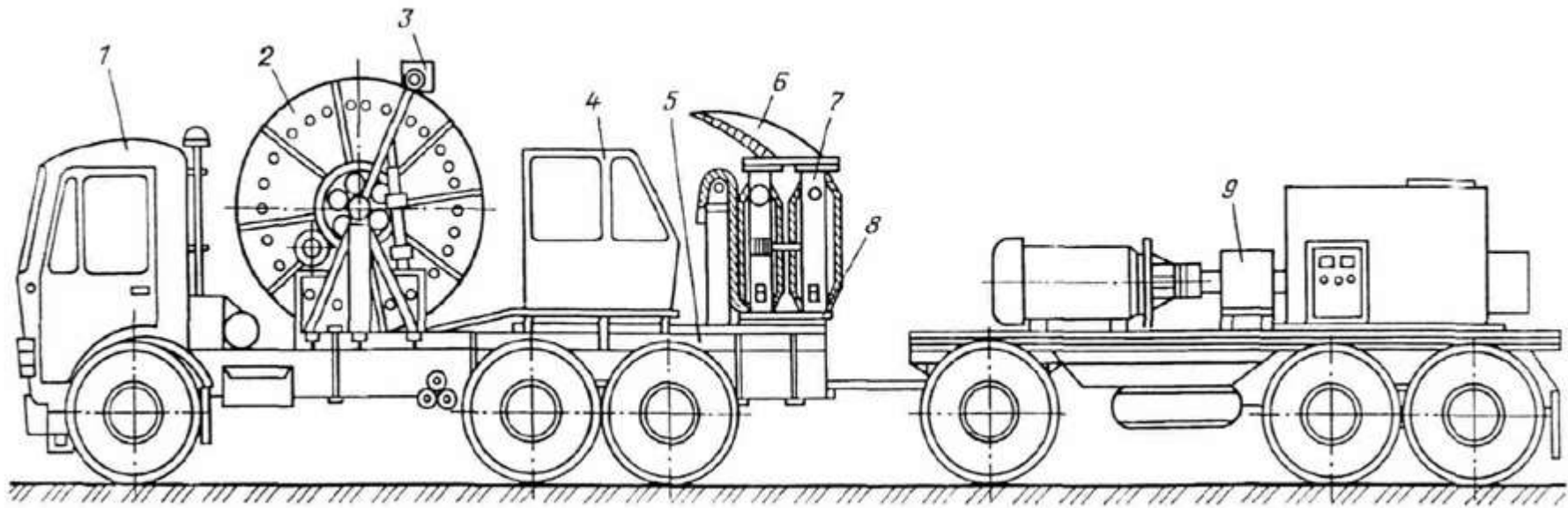
Агрегат фирмы «Dowell»

## Прочие модификации





## Колтюбинговые технологии (оборудование)





## Колтюбинговые технологии (оборудование устья)

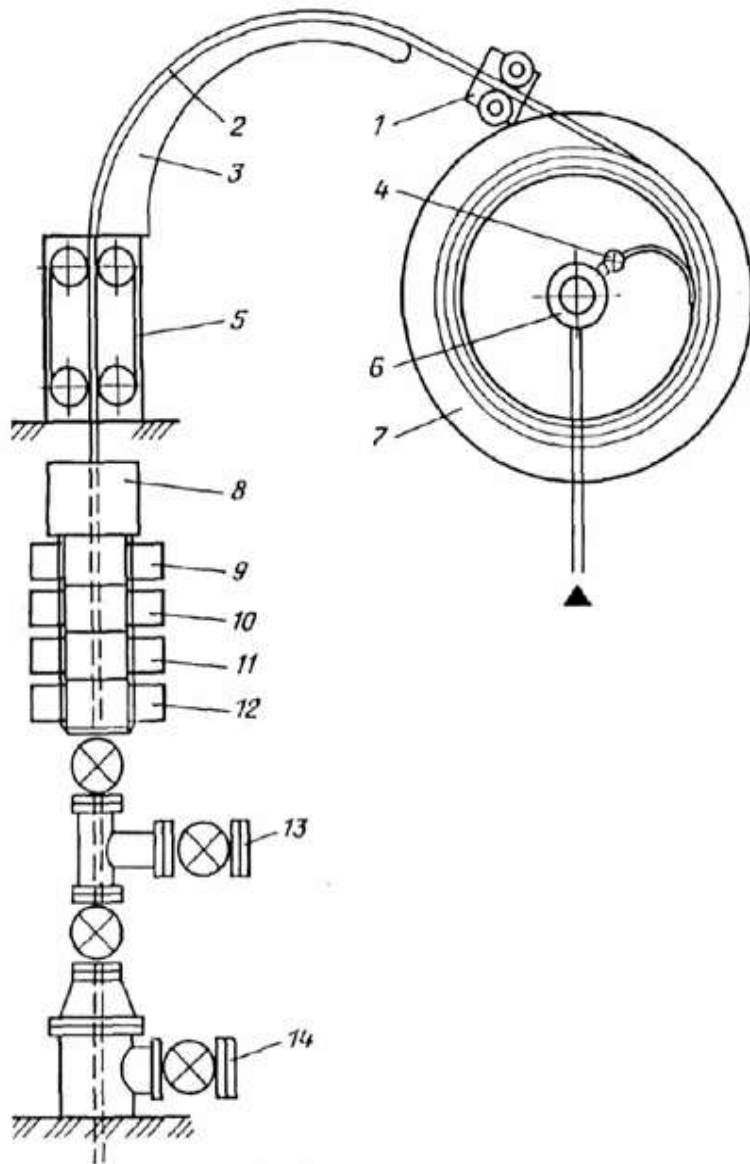
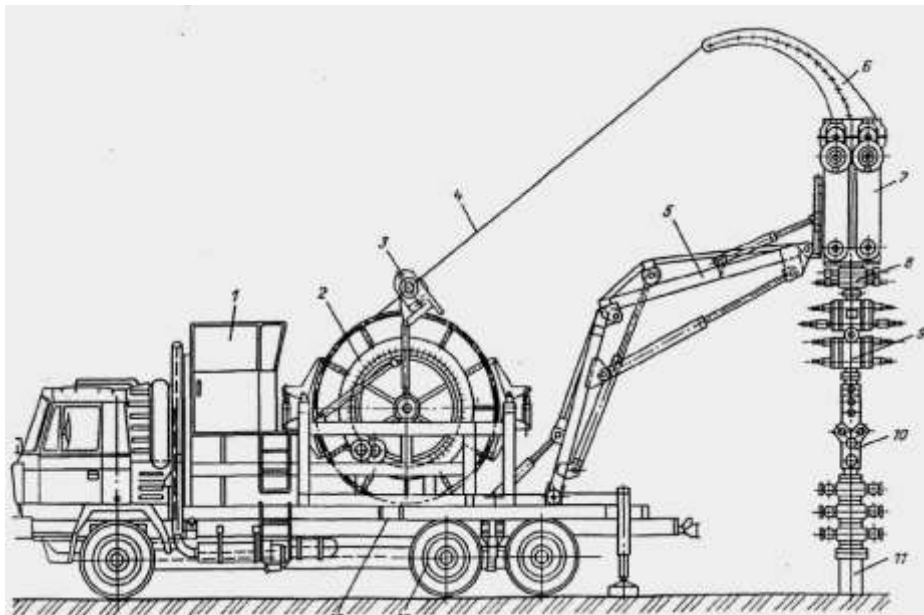


Схема оборудовании устья скважины и основных узлов агрегата при выполнении работ с гибкой трубой

- 1 - укладчик трубы;
- 2 - колонна гибких груб;
- 3 - направляющая дуга;
- 4 - задвижка;
- 5 - транспортер;
- 6 - вертлюг;
- 7 - барабан с КГТ;
- 8 - герметизатор устья;
- секции превентора:
  - 9 -перекрывающая вес поперечное сечение,
  - 10 -с перерезывающими плашками,
  - 11 - с удерживающими плашками,
  - 12 - герметизирующая КГТ; отвод жидкости:
  - 13 - в полости НКТ;
  - 14 -из кольцевого пространства между ПКТ и эксплуатационной колонной



## Колтюбинговые технологии (агрегаты на устье)

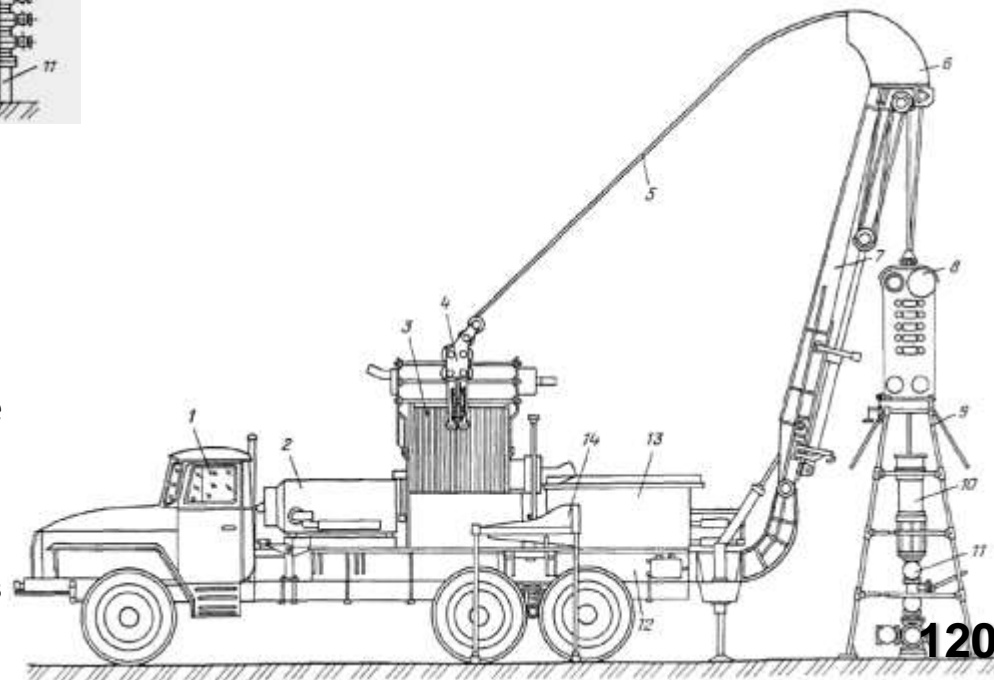


**Агрегат «Скорпион» в рабочем положении на скважине**

1 - кабина водителя; 2 - бак гидросистемы агрегата; 3 - барабан с КГТ; 4 - укладчик КГТ; 5 - колонна гибких труб; 6 - направляющая дуга; 7 - монтажное устройство; 8 - транспортер; 9 - опора транспортера; 10 - герметизатор устья; 11 - арматура устья скважины; 12 - рама агрегата; 13 - емкость для технологической жидкости; 14 - кабина оператора в рабочем положении (показаны только ее опоры)

**Агрегат КПРС, изготавливаемый заводом «Рудгормаш», в рабочем положении на скважине**

1- кабина оператора; 2 - барабан с КГТ; 3 - укладчик КГТ; 4- колонна гибких труб; 5 - механизм установки транспортера в положение; 6 – направляющая дуга; 7 - транспортер; 8 - герметизатор устья; 9 - превентор; 10 - фонтанная арматура; 11 - устье скважины; 12 - автомобильное шасси; 13 - рама агрегата







## Колтюбинговые технологии (КНБК)

**Перо НКТ** – Компоновка с пером НКТ представляет собой часть трубы, обрезанной под углом  $\pm 30^\circ$  по продольной оси с удаленными заусенцами. Острый конец слегка загнут назад, чтобы не зацепиться за что-либо в скважине.

**Промывочный наконечник** – обычно включает в себя запресованное соединение у нипельного конца переходника и промывочную насадку. Промывочный наконечник часто используется для промывки рыхлой засыпки и проппанта, для закачки цемента, кислоты и т. д.

**Перфорационная компоновка** – включает (сверху вниз) клинообразный коннектор, сборку двухстворного обратного клапана, сборку гидравлического разъединителя, циркуляционный клапан, локатор конца НКТ, отводной переводник шарового типа, выдвижной переводник, запорный циркуляционный переводник, взрывную головку, приводимую в действие давлением, и перфорационные заряды, спускаемые на НКТ.

Данные компоновки используются для перфорации хвостовиков в скважинах с большим углом отклонения и горизонтальных скважинах, где спуск оборудования на каротажном кабеле невозможен.



## Колтюбинговые технологии (КНБК)

**Компоновка для ловильных работ** - включает (сверху вниз) клинообразный коннектор, гидравлический разъединитель, центратор, шарнирное соединение, акселератор, направленный вверх, или вниз, проходной патрубок, циркуляционный клапан, гидравлические ясы, направленные вверх, или вниз и гидравлически управляемое спускное /подъемное оборудование.

Ловильные работы могут включать установку и удаление цементных мостов и устройства для регулирования дебита, спуск через НКТ гравийных фильтров в горизонтальных и направленных скважинах, и многие другие стандартные ловильные и каротажные работы.

**Компоновка для разбуривания фрезой или долотом** - включает (сверху вниз) клинообразный коннектор, сборку гидравлического разъединителя, циркуляционный клапан и комбинацию долота и двигателя.

Данные компоновки могут применяться для разбуривания фрезой минеральных отложений, спрессованного пропаната, цемента, сложного цементного моста и т. д. Типы бурильных работ могут различаться.



## Колтюбинговые технологии (КНБК)

**Каротажная компоновка** – может включать (сверху вниз) сборку кабельного наконечника (промывочное отверстие, фиксатор кабеля, калиброванное механическое соединение с шейкой для захвата ловильным инструментом) переходник на обсаженную скважину 7 : 1, переводник сжатия /растяжения и каротажное оборудование (оборудование ГК, локатора муфт, гибких муфт, АКЦ).

Конкретная конфигурация зависит от необходимой информации и геометрии ствола скважины. Данные компоновки используются при работах в направленных и горизонтальных скважинах, где спуск оборудования на каротажном кабеле невозможен.



## Колтюбинговые технологии (КГТ)

В настоящее время большинство гибких труб изготавливают из стали обычной **малоуглеродистой**, **низколегированной** и **нержавеющей**. Небольшое количество труб производят и из других металлов, например, сплавов титана.

Улучшение прочностных показателей трубы может быть достигнуто за счет использования высокопрочных низколегированных сталей, подвергаемых термообработке, включающей закалку и отпуск. Химический состав сталей отличается повышенным содержанием хрома и молибдена, обеспечивающих способность стали принимать закалку.

В начале **90-х годов** для производства труб стали использовать **титан** и **его сплавы**, что позволило, с одной стороны, улучшить их прочностные характеристики, а с другой, повысить надежность, поскольку титановые, как и алюминиевые трубы, изготавливают методом экструзии, что позволяет исключить продольный шов.



# Технологии ПРС и КРС

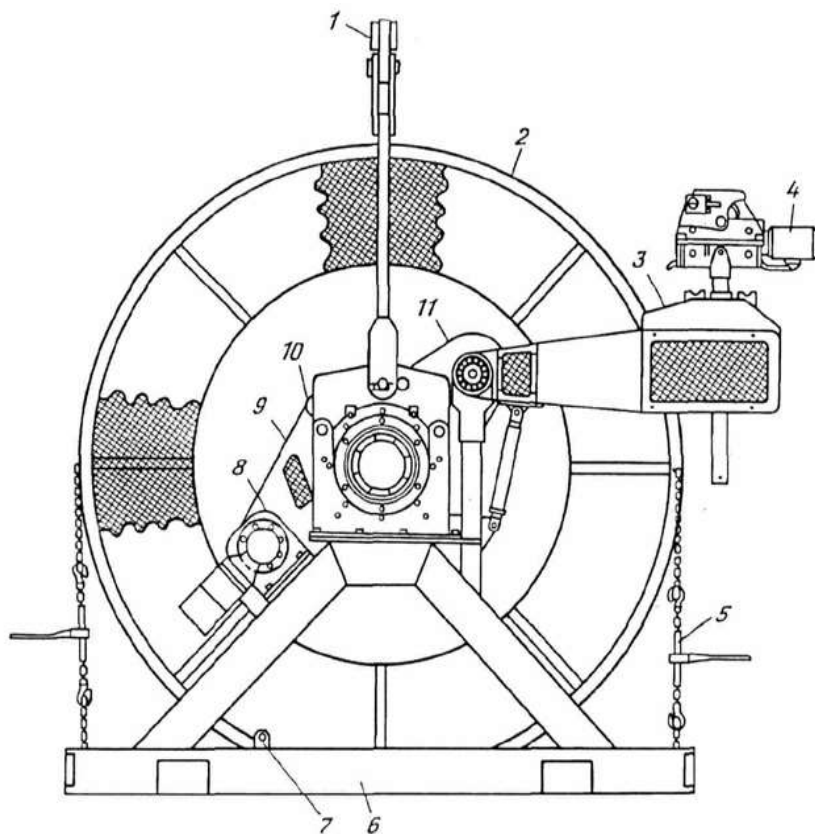
## Колтюбинговые технологии (КГТ)

**Технология изготовления труб из малоуглеродистых и низколегированных сталей состоит из следующих этапов**

- вначале из рулонов тонколистовой стали необходимой толщины вырезают непрерывные ленты, ширина которых соответствует лине окружности образующей готовой трубы. Длина полос определяется возможностями прокатных станов производителей листа. Для США она соответствует 570 м, для Японии - 900 – 1000 м;
- отдельные ленты сваривают встык, причем листы соединяют либо наискосок, либо «ласточкиным хвостом». Швы зачищают, поверхность обрабатывают механически и термически. После этого качество сварочных швов проверяют с помощью дефектоскопии;
- полученную стальную ленту направляют в трубопрокатный стан, где она проходит между валками, формирующими из нее трубу. Для соединения кромок последней применяют кузнечную сварку в атмосфере инертного газа — кромки трубы нагревают с помощью индуктора, а затем прижимают друг к другу валками;
- с наружной поверхности трубы механическим способом удаляют сварочный грат и зачищают стык;
- зону сварочного шва подвергают отпуску и последующему охлаждению;
- проверяют качество шва;
- трубу пропускают через калибровочный стан и подвергают окончательной термообработке - среднему отпуску с последующим охлаждением на воздухе и в ванне.

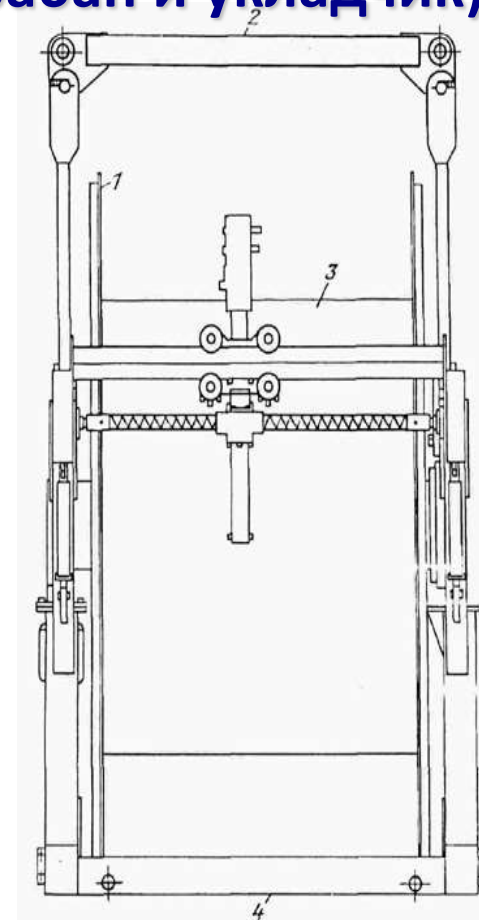


## Колтюбинговые технологии (барaban и укладчик)



### Конструкция барабана для хранения колонны гибких труб

1 – траверса; 2 - катушка для намотки КГТ; 3 - механизм укладчика; 4 - подвижная каретка укладчика; 5 - стопор катушки; 6 – рама; 7 - фиксатор; 8 - привод катушки; 9- трансмиссия; 10 - крышка опоры подшипника; 11 - привод механизма укладчика.

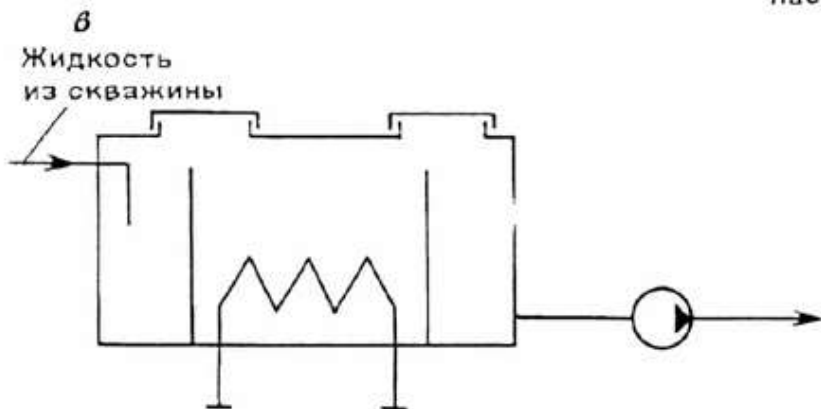
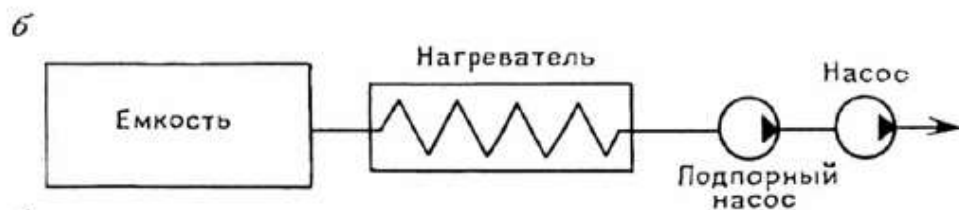
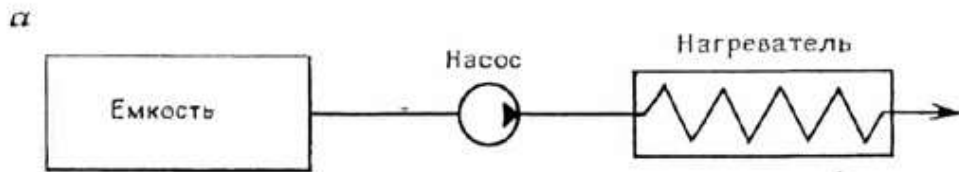


### Укладчик гибкой трубы

1 - реборда; 2 – траверса; 3 - бочка барабана; 4 – рама.



## Колтюбинговые технологии (приготовление ПЖ)



### Схемы подготовки

### технологической жидкости

**а, б** - при перекачивании насосом соответственно холодной и горячей жидкости (в последнем случае при использовании подпорного насоса);

**в** - при применении емкости со встроенным нагревателем;

**г** - при работе с замкнутым контуром циркуляции пластовой жидкости



## Колтюбинговые технологии (выбор оборудования)

- ✓ Диаметр НКТ, обсадной трубы, необсаженной скважины, длина и размер ограничений в стволе скважины определяют внешний диаметр ГНКТ.
- ✓ Угол отклонения и интенсивность набора кривизны наклонно-направленных скважин определяет внешний диаметр, толщину стенки и марку ГНКТ.
- ✓ Скорость потока, необходимая для определенных работ определяет внутренний диаметр ГНКТ.
- ✓ Устьевое, забойное и фрикционное давление определяют внутренний и внешний диаметр и марку используемой ГНКТ также, как и тип оборудования по контролю за устьевым давлением и оборудования на возвратной линии.
- ✓ Технические характеристики забойного гидравлического двигателя определяют внутренний и внешний диаметр, марку и длину используемой ГНКТ.
- ✓ Полевые условия, включая характер места, высоту устьевого оборудования, местные правила проведения работ и другие соображения определяют тип применяемой установки ГНКТ.





## Колтюбинговые технологии (подготовка оборудования к работе)

1. Расположить установку ГНКТ как можно ближе к скважине и установить катушку на одном уровне со скважиной.
2. Спустить мостки и начните прогрев двигателя.
3. Установить опоры крана. Использовать подходящие подставки под опоры для стабилизации положения установки ГНКТ.
4. Поднять кабину оператора и закрепите ее.
5. При помощи гидравлических цилиндров поднять сборку направляющего устройства катушки и выровнять катушку со скважиной.
6. Провести функциональную проверку гидравлического оборудования. Устранить возможные неполадки.
7. Осмотреть противовыбросовое оборудование установки ГНКТ.
8. Установить противовыбросовое оборудование установки ГНКТ на землю или на устьевое оборудование в зависимости от типа используемых соединений на нижней части противовыбросового оборудования и/или требований производимых работ. Убедиться, что соединение герметично.
9. Открыть гидравлически устройство управления цепями инжектора.



## Колтюбинговые технологии (подготовка оборудования к работе)

10. Отмотать часть ГНКТ, достаточную для спуска примерно 2-х метров трубы через направляющее устройство ГНКТ и установить хомут ГНКТ рядом с направляющим устройством катушки.
11. Осторожно вставить вручную трубу в направляющее устройство ГНКТ.
12. При помощи крана поднять направляющее устройство катушки на 2 метра и спустить примерно метр трубы ниже направляющего устройства ГНКТ.
13. Снять хомут ГНКТ с направляющего устройства катушки.
14. Установить направляющее устройство ГНКТ на верхнюю часть инжектора при заправке трубы в захват на приводных цепях инжектора.
15. Вставить все четыре штифта в запоры, прикрепляющие направляющее устройство ГНКТ к инжектору. Изменить положение подъемного сцепления направляющего устройства ГНКТ.
16. Отцентрировать трубу в захвате. Закрепить приводные цепи инжектора на трубе и приложите достаточное давление к устройству управления цепям инжектора для продвижения трубы через УГУ.
17. Заменить уплотняющий элемент УГУ и расслабьте болты, закрепляющие привод инжектора на датчике нагрузки во время транспортировки.

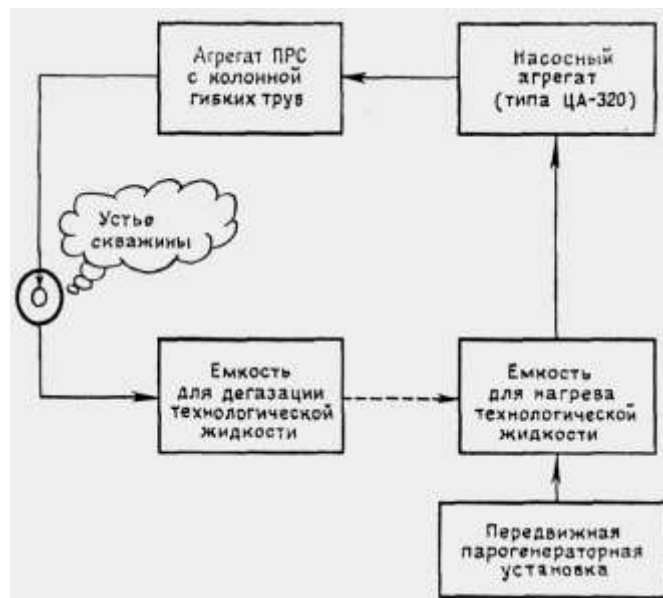
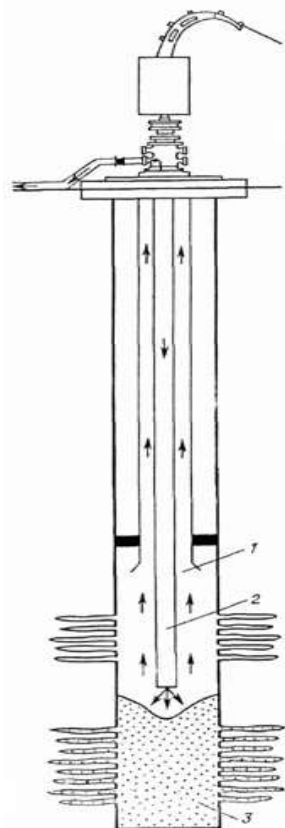
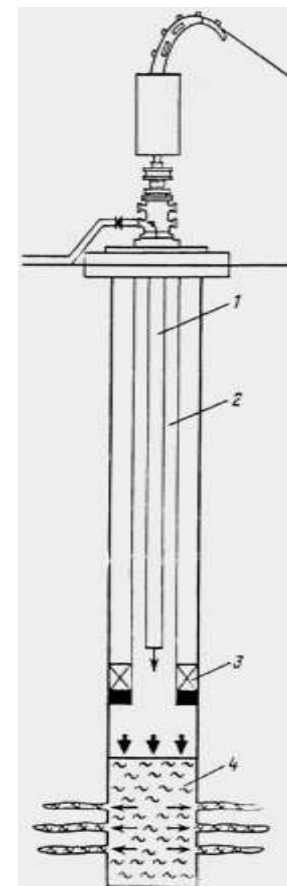


## Колтюбинговые технологии

- Удаление песчаных пробок
- Удаление парафиновых пробок
- Удаление гидратных пробок
- Растепление скважин
- Установка цементного моста

### Схема внутрискважинного оборудования при установке цементного моста

1 – вода; 2 – жидкость, вытесняемая из скважины; цемент: 3 – закачиваемый по КГТ; 4 – доставленный в скважину; 5 – мост; 6 – пластовая жидкость



### Схема оборудования при промывке скважины нагретой технологической жидкостью

### Схема внутрискважинного оборудования при промывке забоя скважины

- 1 - жидкость с частицами песка, поднимающаяся на поверхность;  
2 - полимерный гель, закачиваемый в скважину;  
3 - песок

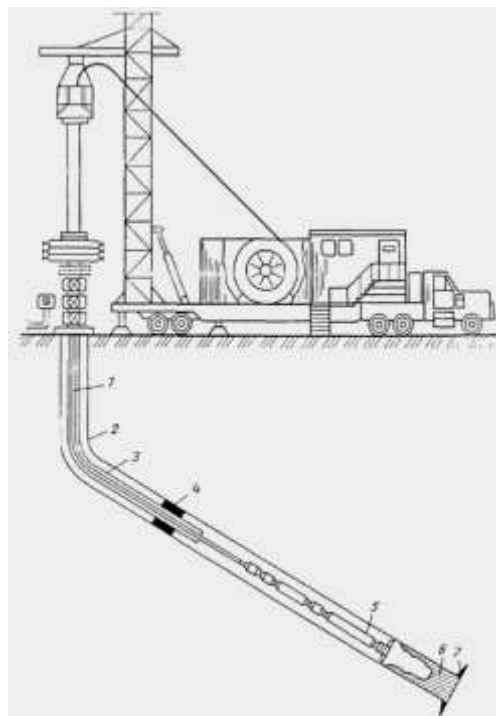
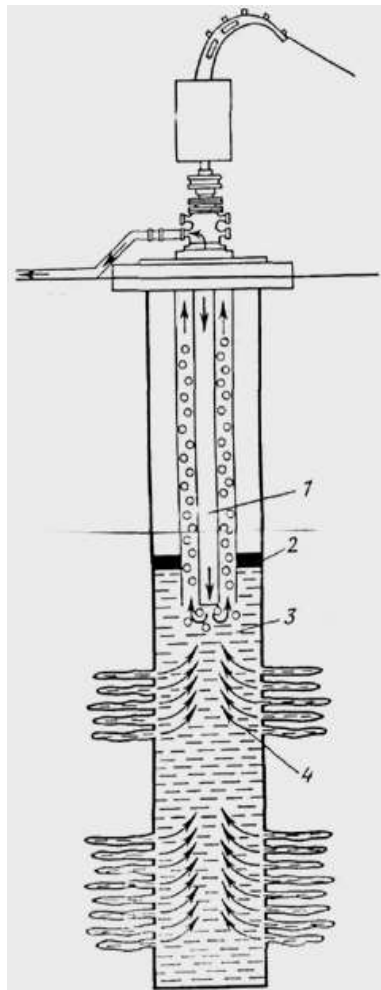


## Колтюбинговые технологии

- Селективное воздействие на пласт
- Кислотная обработка ПЗП
- Разбуривание полости скважины

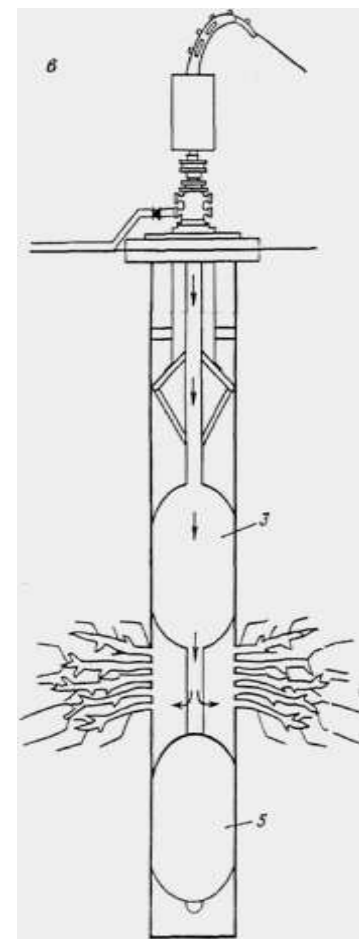
### Схема расположения оборудования для разбуривания

Колонны: 1-гибких труб; 2-эксплуатационная; 3 - насосно-компрессорных труб; 4 - пакер; 5-забойный двигатель с породоразрушающим инструментом; 6 - разрушаемая цементная или плотная песчаная пробка; 7-забой скважины.



### Схема внутрискважинного оборудования, применяемого при кислотной обработке скважин

Кислота: 1 - закачиваемая в КГТ, 2 – пакер, 3 – в полости скважины, 4 - продавленная в призабойную зону пласта;



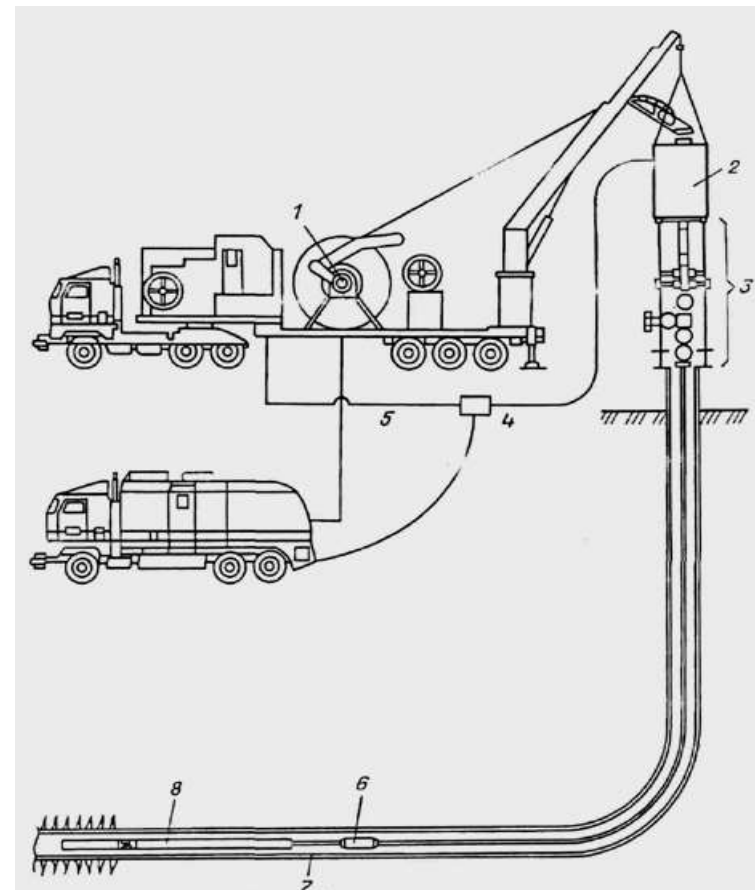
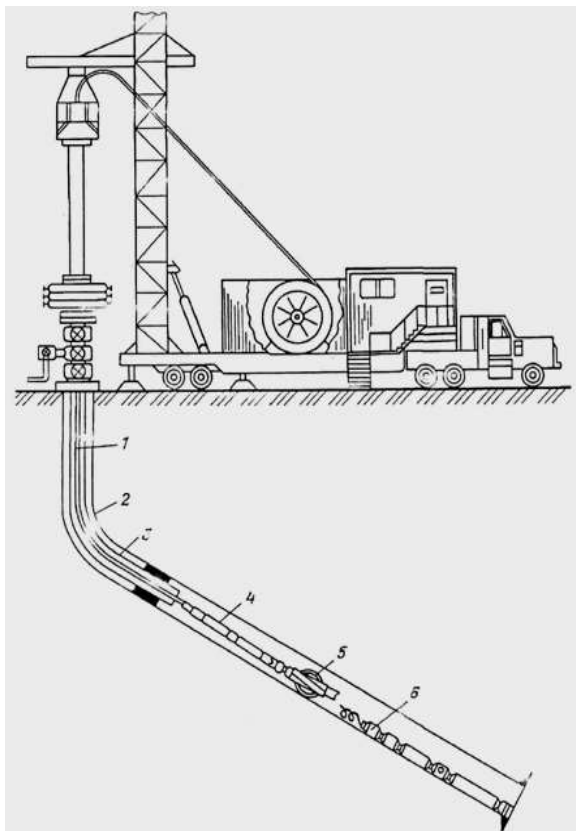


## Колтюбинговые технологии

- Каротажные работы
- Ловильные работы

### Оборудование, применяемое при ловильных работах

Колонны: 1 - гибких труб; 2 - эксплуатационная; 3 - насосно-компрессорных труб; 4 - забойный двигатель; 5 - ловильный инструмент; 6 - извлекаемый из скважины предмет



### Оборудование, применяемое при каротажных работах

1 - токосъемник для соединения с кабелем, расположенным внутри КГГ; 2 - транспортер; 3 - оборудование устья; 4, 5 - линии передачи данных соответственно от агрегата и транспортера к самописцам; 6 - центратор; 7-участок немагнитной трубы; 8 - внутрискважинные приборы для каротажа.

**Спасибо за внимание!!!**