



Институт природных ресурсов  
Кафедра бурения скважин

*Депрессионное бурение на ГНТ (гибкая непрерывная труба) одна из перспективных технологий депрессионного вскрытия.  
Нарушение естественного состояния призабойной зоны пласта при репрессиионном вскрытии бурением.  
Методы оценки качества вскрытия продуктивных пластов.  
Скин-фактор как количественная мера несовершенства скважин.*

*Лекция – 4 часа*

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

**Томск-2014 г.**



## **Тема №1**

*Нарушение естественного состояния призабойной зоны пласта при репресссионном вскрытии бурением. Методы оценки качества вскрытия продуктивных пластов. Скин-фактор как количественная мера несовершенства скважин.*



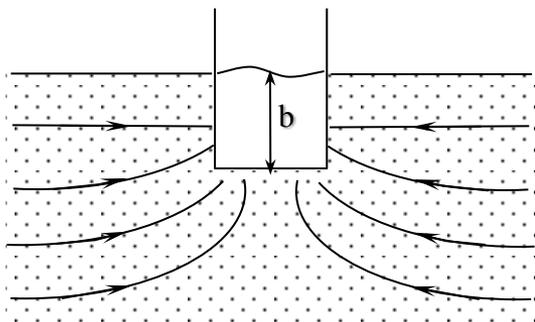
## Качество вскрытия пласта и заканчивания скважины

Качество заканчивания скважин может быть оценено по результатам проведения испытаний пласта как эксплуатационного объекта, на финальной стадии заканчивания.

Реальная скважина оценивается по степени её несовершенств по сравнению с гидродинамически совершенной скважиной. Существует несколько видов несовершенств скважины:

- скважина несовершенная **по степени вскрытия**;
- скважина, несовершенная **по характеру вскрытия**;
- скважина несовершенная **по качеству вскрытия**.

**Скважина несовершенная по степени вскрытия** вскрывает продуктивный пласт не на всю толщину. Такую скважину можно проиллюстрировать графически



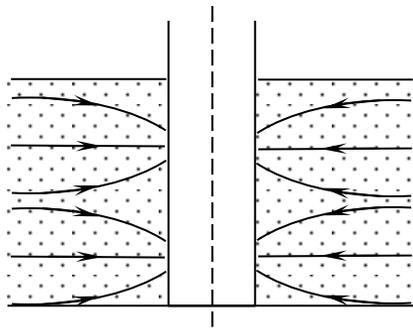
*Схема притока в скважину несовершенную по степени вскрытия*

Степень совершенства по степени вскрытия оценивается отношением толщины вскрытой части пласта к его мощности  $\delta l = b/h$ , где  $b$  - толщина вскрытой части пласта,  $h$  - мощность пласта.



# Качество вскрытия пласта и заканчивания скважины

Скважина считается **несовершенная по характеру вскрытия**, когда связь пласта со скважиной осуществляется не через открытый забой, а через перфорационные каналы.



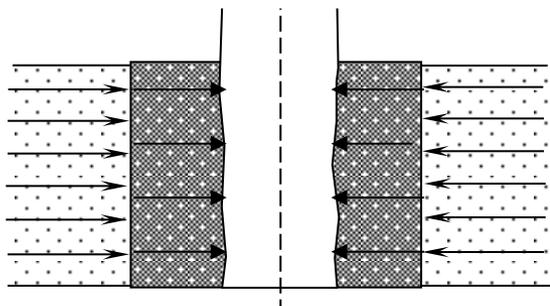
*Схема притока в скважину, несовершенную по характеру вскрытия*

Степень совершенства по характеру вскрытия оценивается отношением

$$\delta_2 = \Sigma S_{перф} / S_{скв},$$

где  $\Sigma S_{перф}$  – суммарная площадь перфорационных отверстий, а  $S_{скв}$  – площадь стенки скважины в интервале продуктивного пласта.

Скважина, у которой проницаемость коллектора в ПЗП снижена по сравнению с естественной проницаемостью пласта, называется **несовершенная по качеству вскрытия**



*Схема притока в скважину, несовершенную по качеству вскрытия*

Степень совершенства по качеству вскрытия оценивается отношением средней проницаемости пласта в призабойной зоне  $k_{пзп}$  к проницаемости пласта  $k_{пл}$ :  $\delta_3 = k_{пзп} / k_{пл}$



## Качество вскрытия пласта и заканчивания скважины

Скважина совершенная по степени, характеру и качеству вскрытия называется гидродинамически совершенной скважиной.

Дебит гидродинамически совершенной скважины  $Q_c$  в м<sup>3</sup>/сек может быть рассчитан по формуле Дюпюи:

$$Q_c = 2 \pi k_{пл} h (P_{пл} - P_z) / (\mu \ln(R_{пзп} / R_c))$$

где –  $k_{пл}$  – проницаемость пласта в м<sup>2</sup>,

$h$  – мощность пласта в м,

$P_{пл}$  – пластовое давление в МПа,

$P_z$  – забойное давление в МПа,

$\mu$  - вязкость пластового флюида в (МПа\*с),

$R_{пзп}$  – радиус призабойной зоны пласта в м,

$R_c$  – радиус скважины в м.



## Качество вскрытия пласта и заканчивания скважины

**Формула Дюпюи для реальной скважины** отличается от формулы Дюпюи для гидродинамически совершенной скважины тем, что в ней вводятся параметры,  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$  характеризующие несовершенную скважину, которые рассчитываются через степень совершенства скважины по формулам:

$$C_1 = \frac{1}{\delta_1} - 1 = \frac{h}{b} - 1; \quad C_2 = \frac{1}{\delta_2} - 1 = \frac{S_{скв}}{\Sigma S_{перф}} - 1; \quad C_3 = \frac{1}{\delta_3} - 1 = \frac{k_{пл}}{k_{нзн}} - 1.$$

$$Q_p = \frac{2\pi k_{пл} h (P_{пл} - P_c)}{\mu \left( \ln \frac{R_{нзн}}{R_c} + C_1 + C_2 + C_3 \right)}.$$
$$Q_p = \frac{2\pi k_{пл} h (P_{пл} - P_c)}{\mu \ln \frac{R_{нзн}}{R_c}}.$$

Для расчета притока пластового флюида к системе взаимодействующих несовершенных скважин важное значение имеет понятие приведенного радиуса.

**Приведенным радиусом**  $R_{пр}$  называется радиус такой фиктивной совершенной скважины, дебит которой при прочих равных условиях равен дебиту гидродинамически несовершенной скважины.



## Качество вскрытия пласта и заканчивания скважины

Для оценки качества заканчивания скважины можно использовать **коэффициент гидродинамического совершенства**  $\phi$ , под которым понимают отношение дебита реальной скважины  $Q_p$  к дебиту  $Q_c$  этой же скважины, если бы она была гидродинамически совершенной (т.е. если бы скважина имела открытый забой полностью вскрытого бурением пласта и естественную проницаемость в ПЗП). Из этого определения и приведённых выше формул можно записать:

$$\phi = \frac{Q_p}{Q_c} = \frac{\ln \frac{R_{nzn}}{R_c}}{\ln \frac{R_{nzn}}{R_c} + C_1 + C_2 + C_3} = \frac{\ln \frac{R_{nzn}}{R_c}}{\ln \frac{R_{nzn}}{R_{np}}}$$

За рубежом для оценки степени совершенства скважины по качеству вскрытия продуктивного пласта применяют такой показатель загрязнения продуктивного пласта как **скин-эффект**  $S_k$ :

$$S_k = \ln \frac{R_3}{R_c} \cdot \left( \frac{k_{nl}}{k_3} - 1 \right),$$

$R_3$  – радиус загрязнённой зоны пласта;

$R_c$  – радиус скважины.

Если  $S_k > 0$ , то это означает, что проницаемость вскрытой части пласта уменьшилась, если  $S_k = 0$ , то проницаемость ПЗП осталась неизменной. Если  $S_k < 0$ , то проницаемость ПЗП стала выше проницаемости пласта.



# Качество вскрытия пласта и заканчивания скважины

## Факторы, влияющие на качество вскрытия продуктивного пласта

- величина репрессии на пласт  $\Delta P_{\text{РЕПР}} = P_{\text{ЗГС}} + P_{\text{ЗГД}} - P_{\text{пл}}$  (связана с плотностью бурового раствора, режимами бурения и СПО);
- продолжительность репрессивного воздействия;
- свойства бурового раствора;
- конструкция скважины в интервале продуктивного пласта.

## Механизмы загрязняющего действия бурового раствора на продуктивный пласт и методы борьбы с ними

- **Проникновение фильтрата бурового раствора**
  - химическое взаимодействие с пластовыми флюидами с образованием твёрдых осадков – индивидуальный подбор состава, исключающего образование осадков,
  - образование бронирующих эмульсий (капли нефти в фильтрате) - применение ПАВ,
  - набухание глинистой фазы коллектора – применение ингибиторов набухания;
- **Проникновение твёрдой фазы бурового раствора**
  - глубокая механическая закупорка пор – введение в состав бурового раствора кислоторастворимых сводообразующих частиц,
  - взаимодействие с осадками и эмульсиями фильтрата и совместная закупорка каналов – подбор состава бурового раствора, исключающего образование осадков.



## **Тема №2**

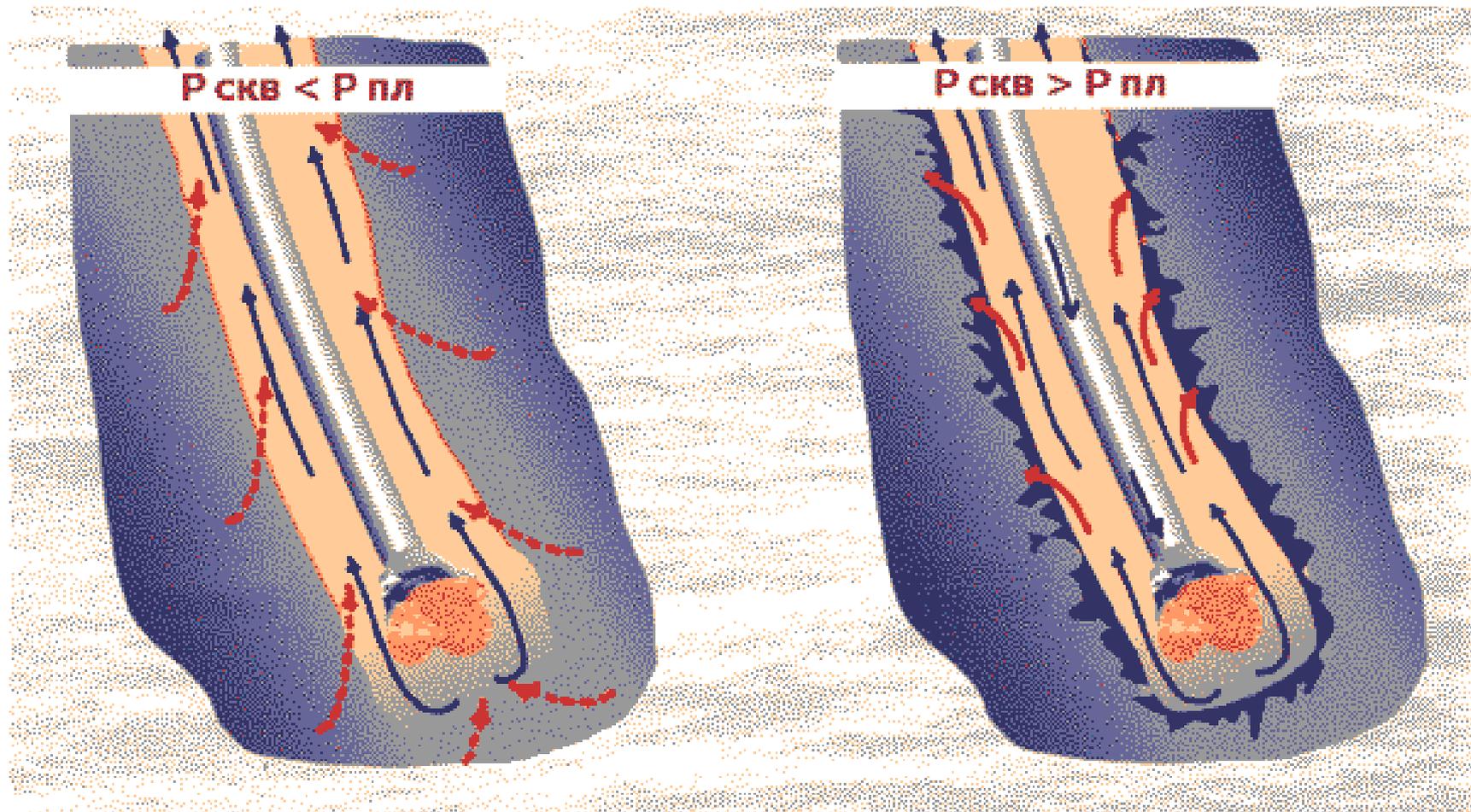
***Депрессионное бурение. Области применения.  
Достоинства и недостатки.***



# Бурение на депрессии

## БУРЕНИЕ НА ДЕПРЕССИИ

## ТРАДИЦИОННОЕ БУРЕНИЕ (БУРЕНИЕ НА РЕПРЕССИИ)





# Бурение на депрессии

## История развития в Европе (буровые подрядчики).

<b>Year</b>	<b>Country</b>	<b>Operator</b>	<b>Details</b>
1995	Germany	DED RWE-DEA	Lisen Brotbrunn gas storage
1996	Australia	WAPET	
	Denmark	Moorsk	Coiled Tubing
	Netherlands	NAM	Coiled Tubing
	UK	Pentex	Oil field onshore
	UK	Shell	First Offshore Well
	Mexico	Pemex	Pffshore Well GOM
1997	Indonesia	Mobi	Arun gas field (depleted)
	Spain	SESA	
	Algeria	Sonarco	
	Oman	PDO	
	Argentina	YPF	
	UK	Shell	Offshore Barque and Cipper
	1998	UK	Edinburgh Oil and Gas
Indonesia		Kutpec	Osoil
Indonesia		Gulf	
Italy		Agip/SPI	Sicily
1999	UK	Shell	Galloon and Barque
	Sharrjah	BP Amoco	



# Бурение на депрессии

## Преимущества

- Увеличение скорости проходки
- Увеличение срока службы долота
- Минимизация проблем в стволе скважины
- Снижение времени работ
- Уменьшение повреждения пласта
- Добыча в процессе бурения
- Непрерывная оценка параметров продуктивного пласта
- Увеличение добычи, высокий начальный КИН
- Уменьшение воздействия на окружающую среду
- Безопасность бурения



# Бурение на депрессии

## Недостатки

- Увеличение стоимости бурового оборудования
- В некоторых случаях неустойчивость ствола скважины
- Непрерывное поддержание заданных условий бурения
- Ограничение в использовании систем измерения
- Возможно ухудшение коллекторских свойств
- Стихийные поглощения промывочной жидкости
- Усиленный контроль над процессом бурения,
- Воспламеняемость и коррозия



# Бурение на депрессии

## Рекомендации к использованию

- Трещиноватого коллектора, подверженного серьезному воздействию буровым раствором при использовании обычной технологии бурения с возможностью потери циркуляции
- Пласты с аномально низким давлением, возможна потеря циркуляции бурового раствора и ухудшение показателей бурения, возможность НГВП.
- Горизонтальное бурение, минимизируя ухудшение коллекторских свойств пласта из-за не проникновения фильтрата бурового раствора при использовании обычной технологии.
- Скважины для подземного хранения нефти и газа минимизируя ухудшение коллекторских свойств
- Капитальный ремонт, минимизируя загрязнения пласта при повторном глушении скважины, сокращая время вывода ее на режим эксплуатации.



# Бурение на депрессии

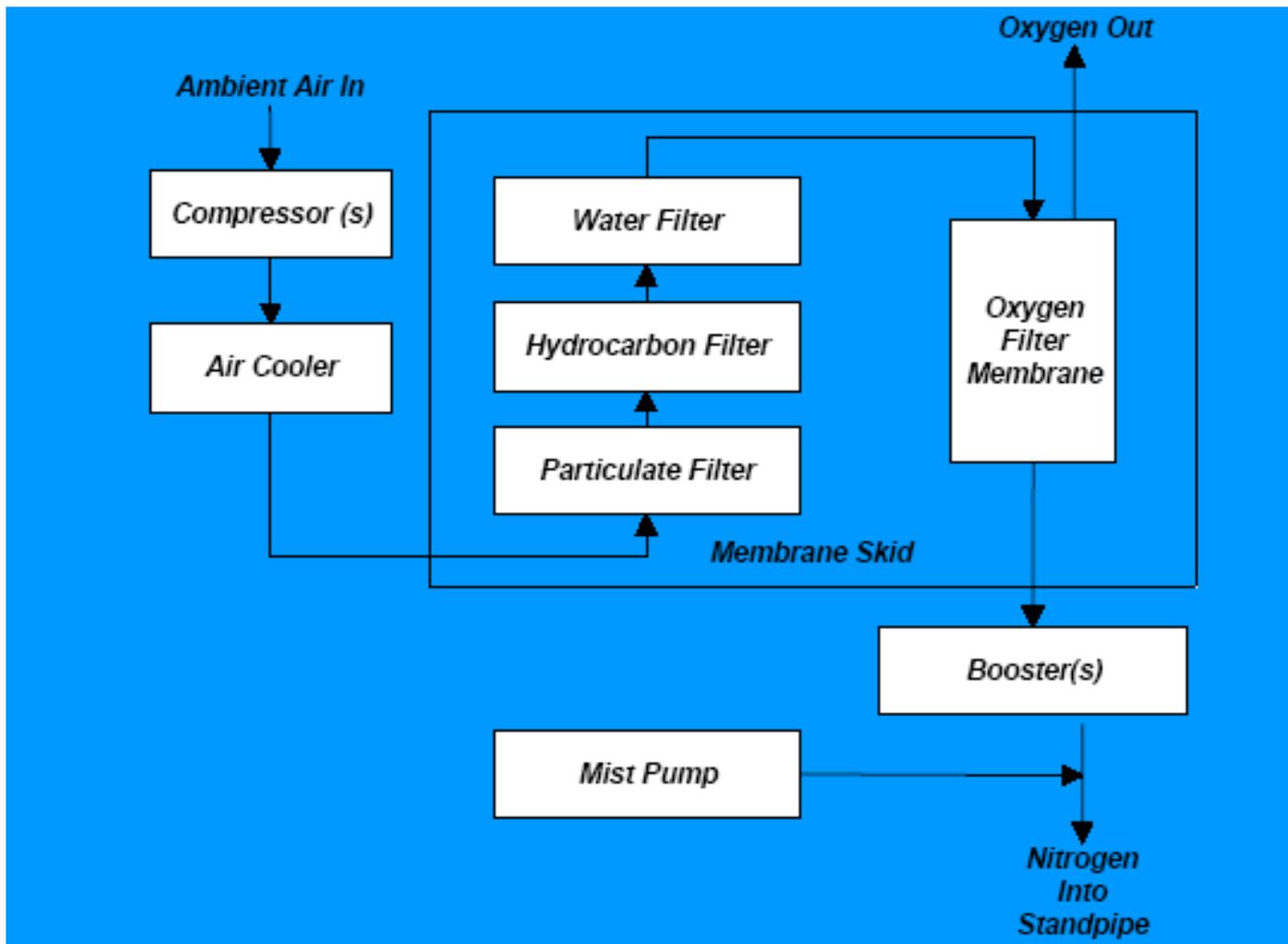
## Ограничения по использованию

- Пласты с аномально высоким давлением и проницаемостью: не смотря на то, что пласты с высокой проницаемостью, первоочередные кандидаты на использование предлагаемой технологии с точки зрения сохранения коллекторских свойств, влияние аномально высокого давления может привести к росту давления во всей циркуляционной системе и как следствие, разрушению поверхностного оборудования.
- «Набухающие», не стабильные пласты, из-за угрозы потери ствола скважины в следствие свое неустойчивости.
- Водозаборная скважина, которая не требует значительно увеличения скорости проходки или улучшения коллекторских свойств.
- Бурение многопластовой залежи с разными пластовыми давлениями, из-за возможности разрыва одного из пропластков. В этом случае оптимальным является применение бурового раствора на нефтяной основе для защиты пластов и снижения риска бурения.



# Бурение на депрессии

## Технологии. Бурение на азоте.



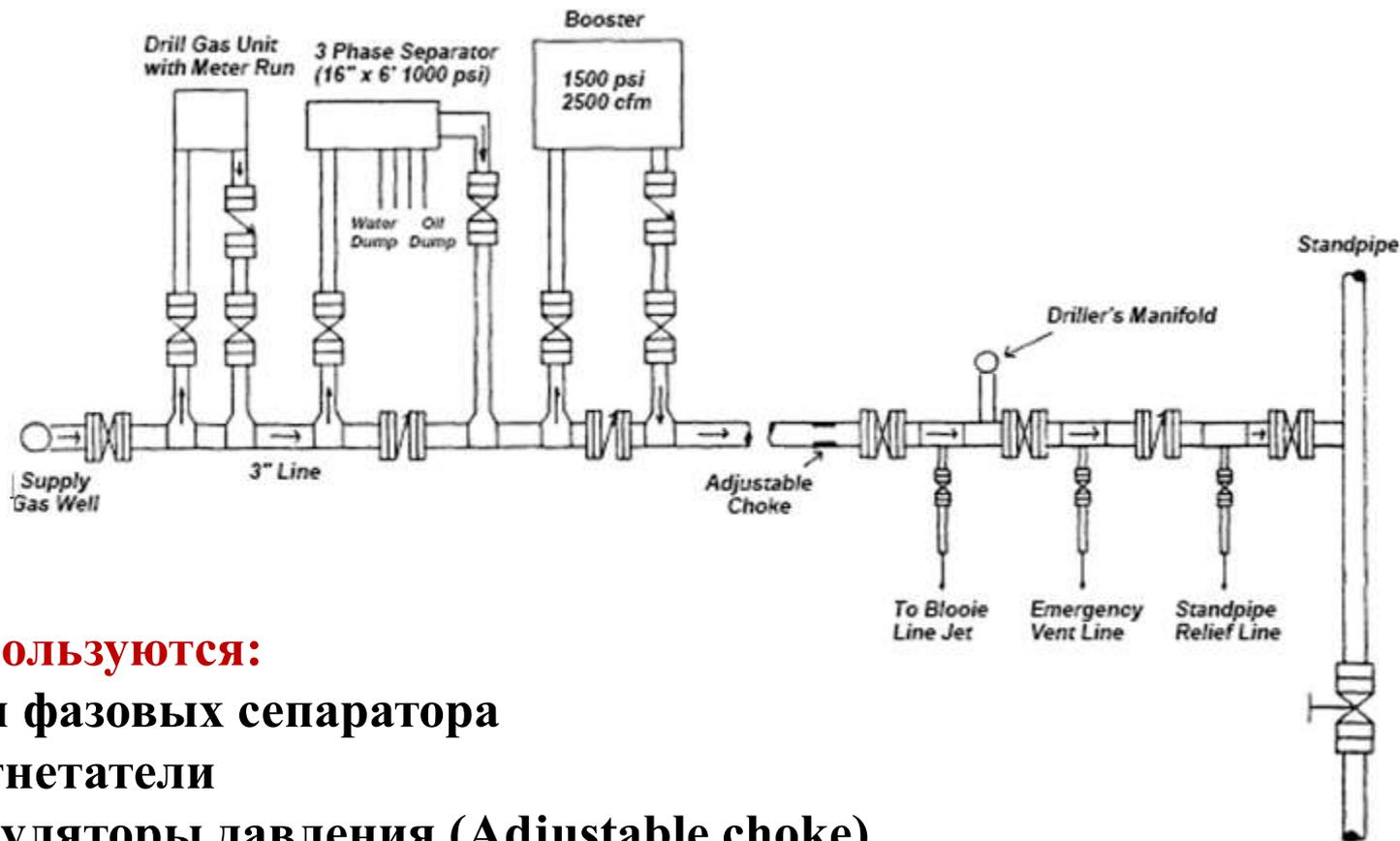
**Дополнительно:**

оборудования для ввода азота, смешивания его с кислородом и воздухом.  
(криогенное оборудование и мембранные фильтры.



# Бурение на депрессии

## Технологии. Бурение на природном газе.

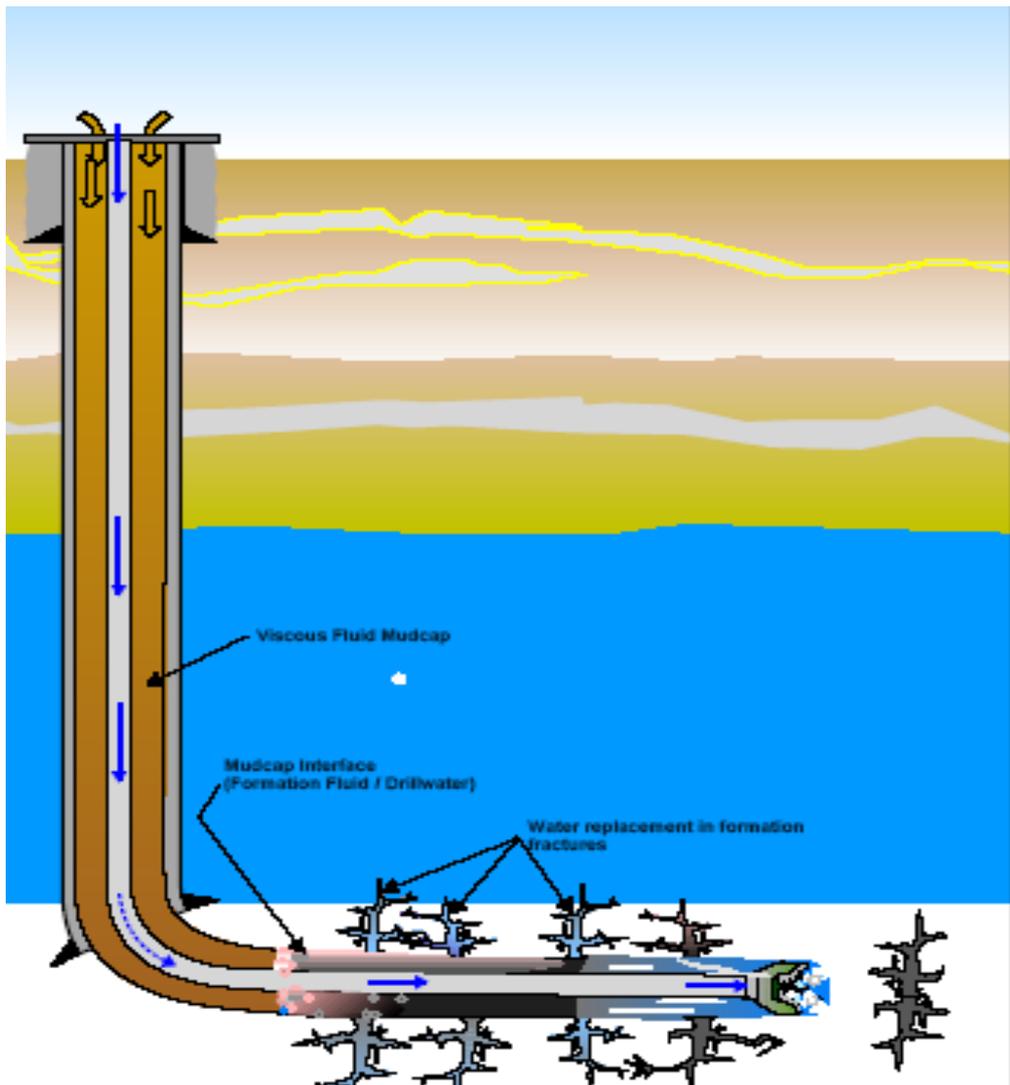


### Используются:

- три фазовых сепаратора
- нагнетатели
- регуляторы давления (Adjustable choke)
- манифольды
- детекторы газа
- факельная система



# Бурение на депрессии Технологии. Mudcap drilling.



Выбуренная порода сразу же закачивается в пласт под действием создаваемых давлений, небольшие гидроразрывы.



## **Бурение на депрессии**

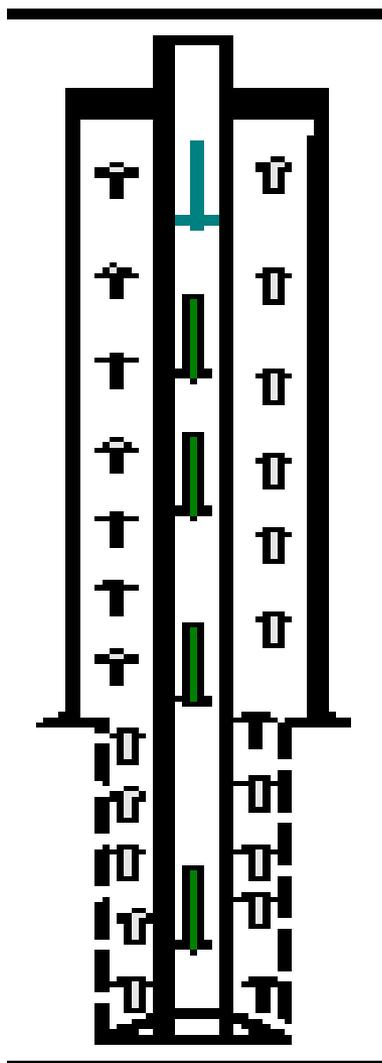
### **Технологии. Другие технологии.**

- бурение с продувкой увлажненным воздухом с добавлением ингибиторов коррозии;**
- бурение устойчивыми пенами;**
- бурение жидкостью насыщенной газом;**
- растворы на водной и нефтяной основе с инъекцией газа (азот, природный газ) для уменьшения его удельного веса.**

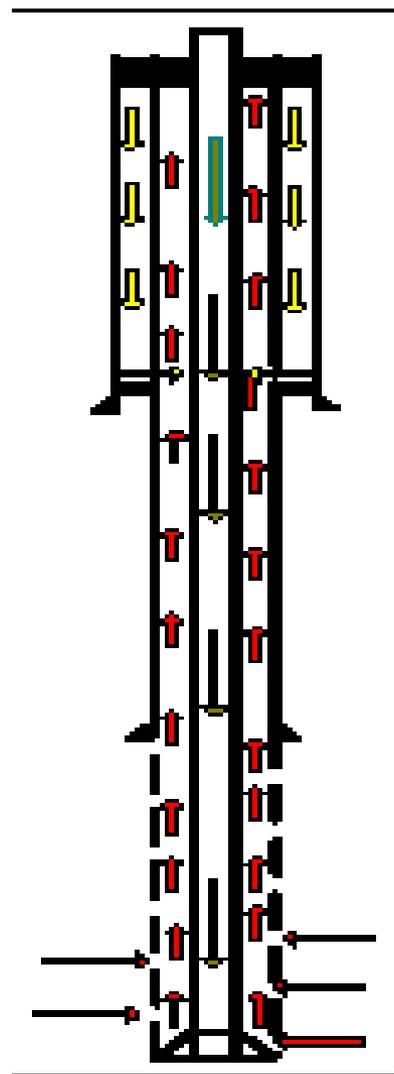


## Бурение на депрессии

Технологии. Методы инъекции газа в буровой раствор.



Через колонну  
бурильных труб

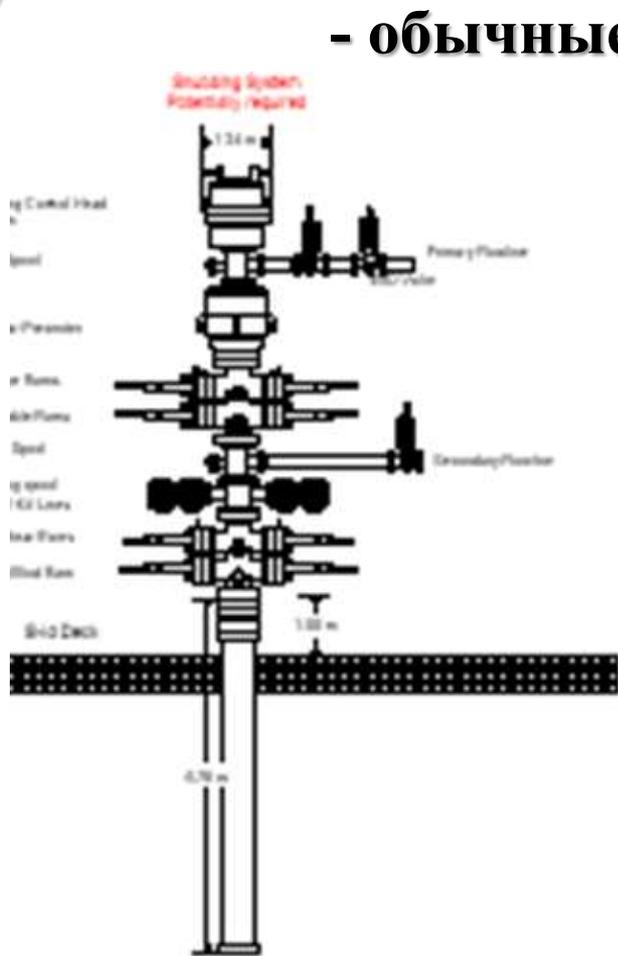
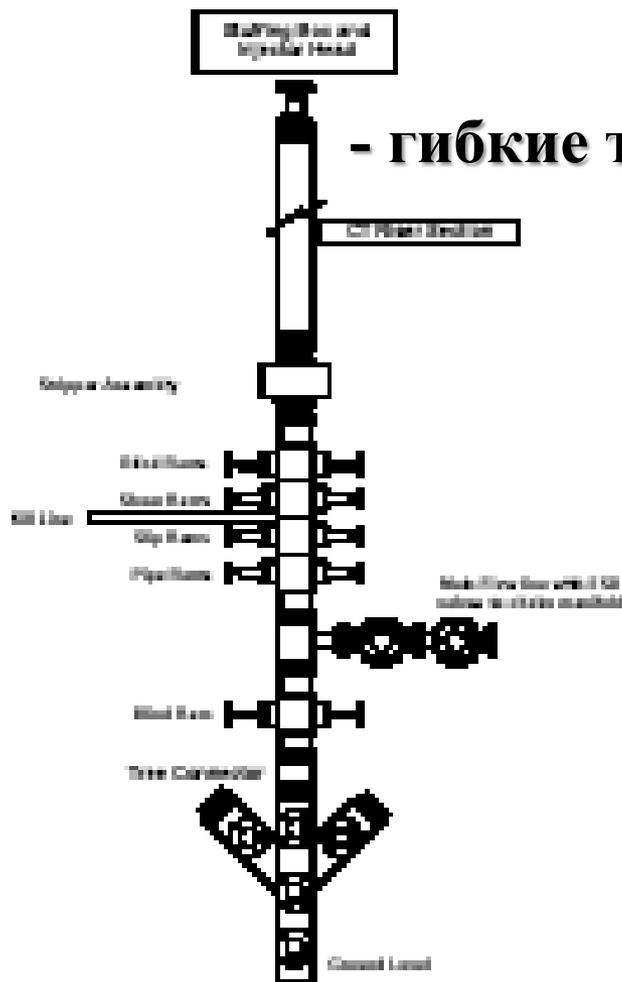


Через затрубное  
пространство



# Бурение на депрессии

## Технологии. Схемы ПВО.



вращающийся  
превентор





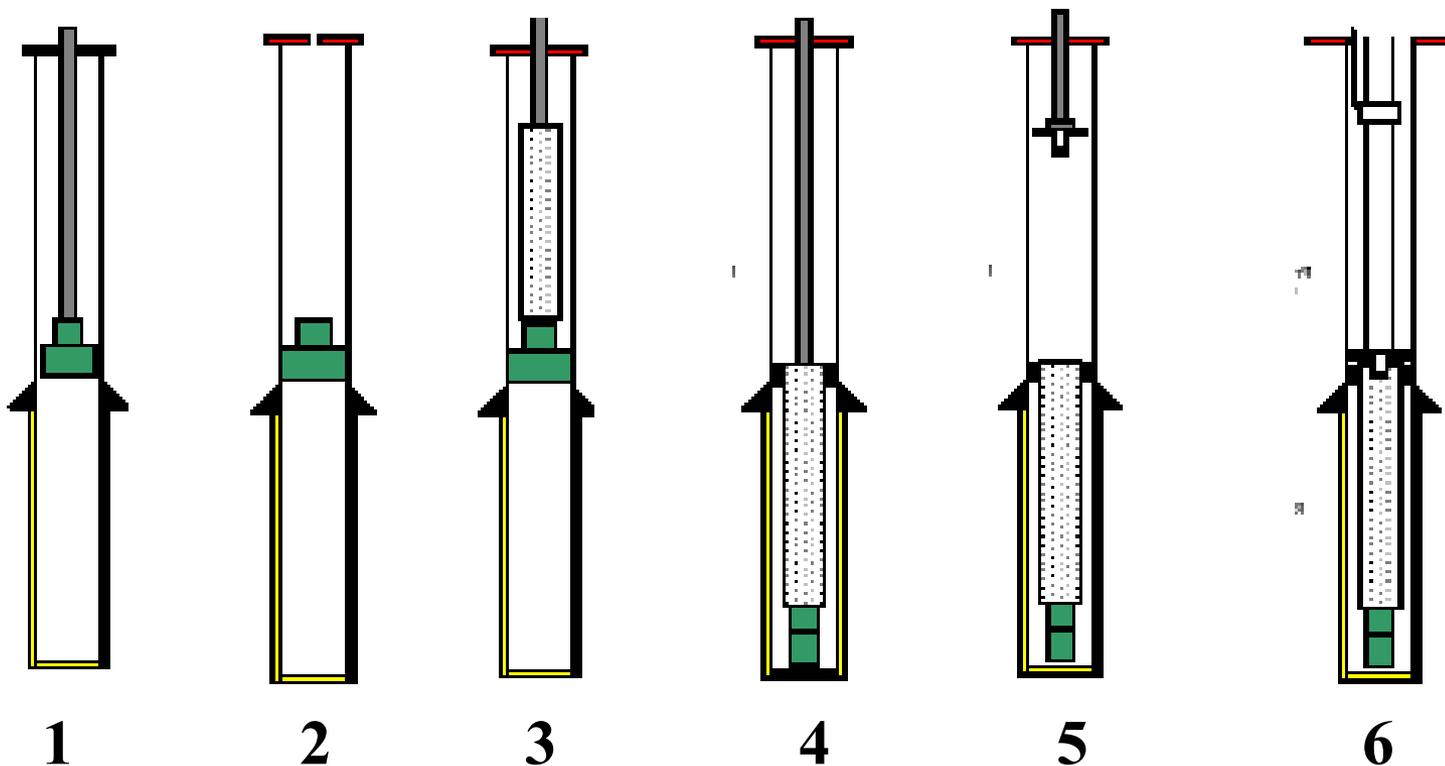
# Бурение на равновесии давлений

## Заканчивание.

- Обычная технология: 20-40% потеря первоначальных свойств пласта при цементировании;

### Использование пакера-пробки

- Спуск хвостовика и перфорация;
- Спуск хвостовика с щелевидными отверстиями;
- Открытым стволом;



Замена  
скважинной  
жидкостью

Спуск  
хвостовика



# Бурение на равновесии давлений

## Рекомендуется:

- пласты, теряющие свои первоначальные свойства в процессе бурения и заканчивания;
- пласты, проблематичные для бурения (прилипание бурильной колонны, потеря циркуляции);
- гетерогенный или высоко слоистые пласты с разной проницаемостью и пористостью;
- пласты, в которых скорость проходки мала при использовании обычной технологии.

## Не рекомендуется:

- скважины с низкой стоимостью бурения;
- пласты с низкой проницаемостью;
- слабо объединенные формирования;
- скважины с низкой устойчивостью ствола;
- скважины, с многократными зонами различных друг от друга давлений.



# Бурение на равновесии давлений

## Сравнительный анализ

Глубина скважины – **2 070** метров, проницаемость продуктивного интервала – **30** мД

№ п/п	Параметр	Обычная технология	Бурение на депрессии
1	Стоимость бурения, \$	149 500	229 375
2	Стоимость заканчивания, \$	141 100	90 445
3	Общая стоимость скважины, \$	290 600	319 820
4	Запасы газа, MCF	550 000	550 000
5	Запасы нефти, STB	11 000	11 000
6.	Первоначальный дебит по газу, MSFD	278	645
7.	Окупаемость, лет	4.38	1.91
8.	Норма прибыли, %	13,94	42,4
9.	Прибыль на инвестированный капитал \$/\$	1.45	1.58
10.	Будущий доход, \$	130 635	186 370
11.	Скин-фактор	+10	0



## **Тема №3**

***Бурение на ГНТ (гибкая непрерывная труба) одна из перспективных технологий депрессионного вскрытия.***



**Тема №3.1**  
***Вводная часть***



# Бурение и подземный ремонт скважин с применением гибких труб

## 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.



# Бурение и подземный ремонт скважин с применением гибких труб

## 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 развертывании 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.



# Бурение и подземный ремонт скважин с применением гибких труб

## 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**.



**Тема №3.2**  
***Оборудование***



# Оборудование. Общие сведения.

## Основными компонентами

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

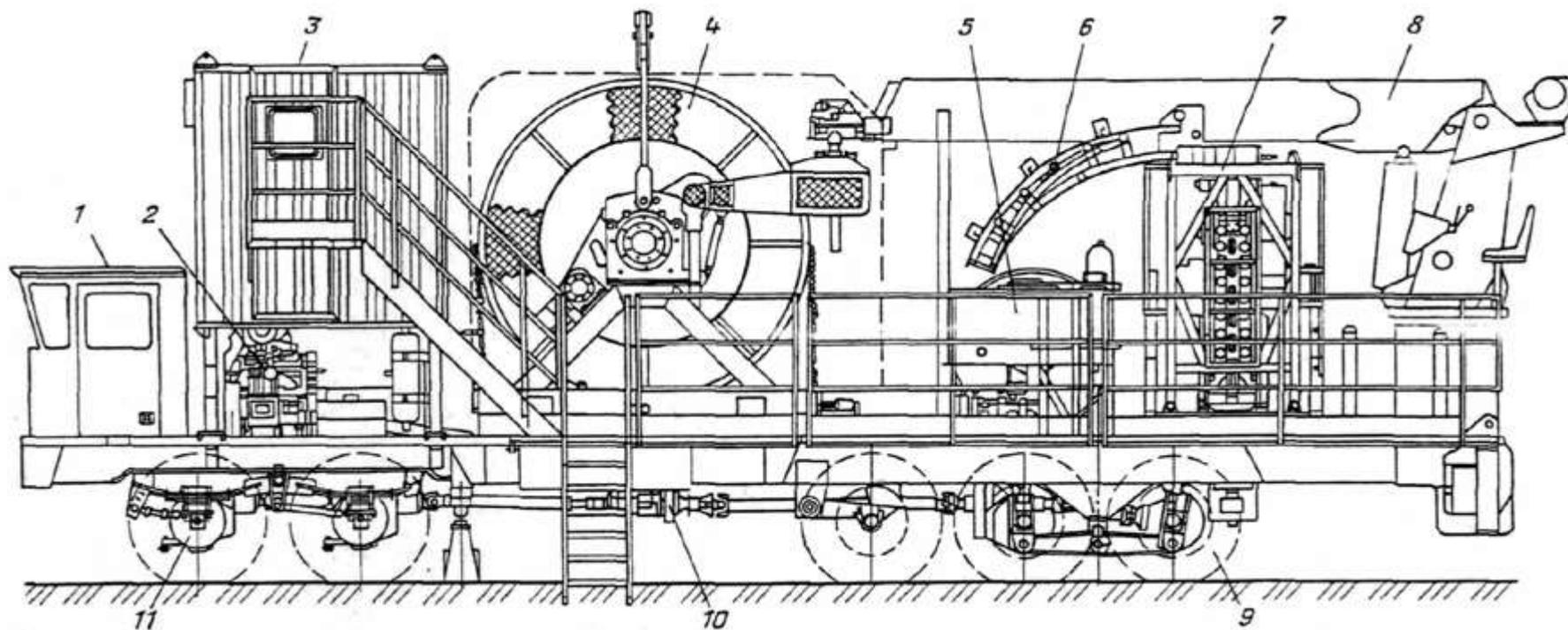
В зависимости от проводимых работ компоновка может включать **дополнительное оборудование**

насосы для закачки рабочей жидкости, насосы для закачки азота, штуцера гидравлические, или регулируемые вручную, лубрикатеры, лубрикатеры, 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.



# Оборудование. Агрегаты.

## Агрегаты фирмы «Dresco»



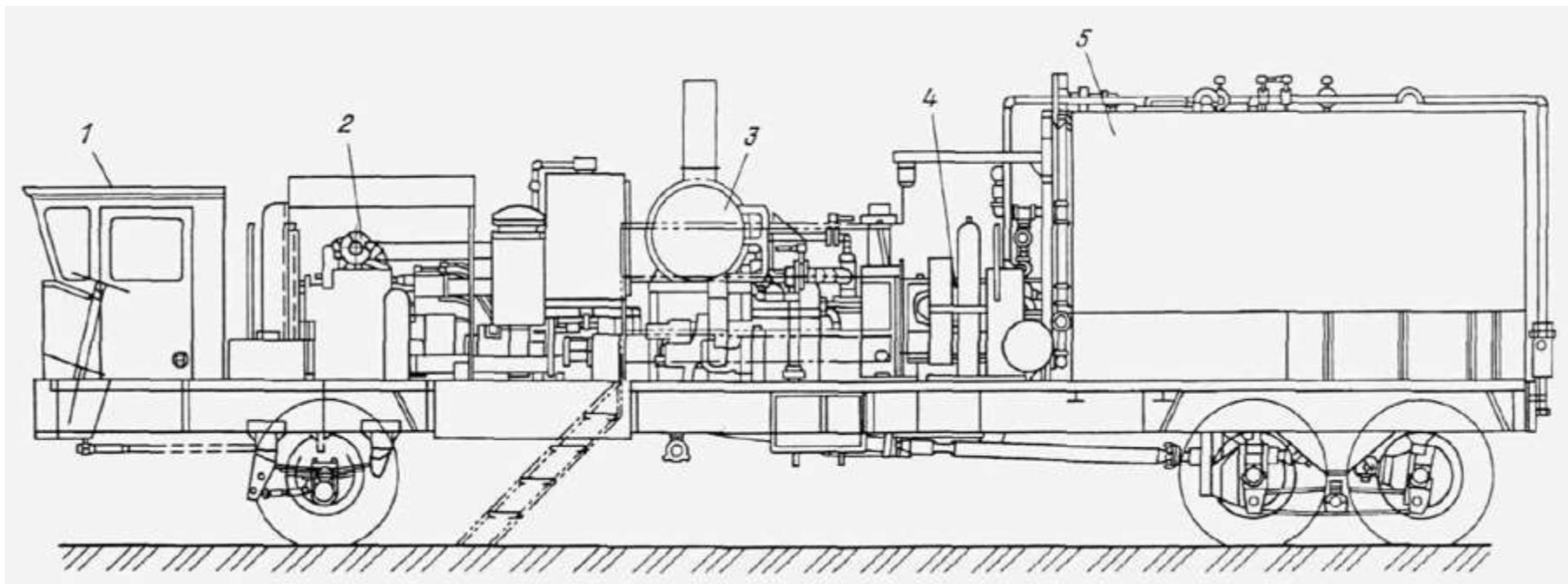
Агрегат для работы с колонной гибких труб фирмы «Dresco»

1 - кабина водителя; 2- силовой агрегат; 3 - кабина оператора; 4 - барабан с КГТ;  
5 - катушки с гибкими шлангами; 6 - направляющая дуга; 7 - транспортер;  
8 - монтажное устройство; 9 - задняя тележка шасси; 10 - раздаточная коробка шасси; 11 - передняя тележка шасси.



# Оборудование. Агрегаты.

## Агрегаты фирмы «Dresco»



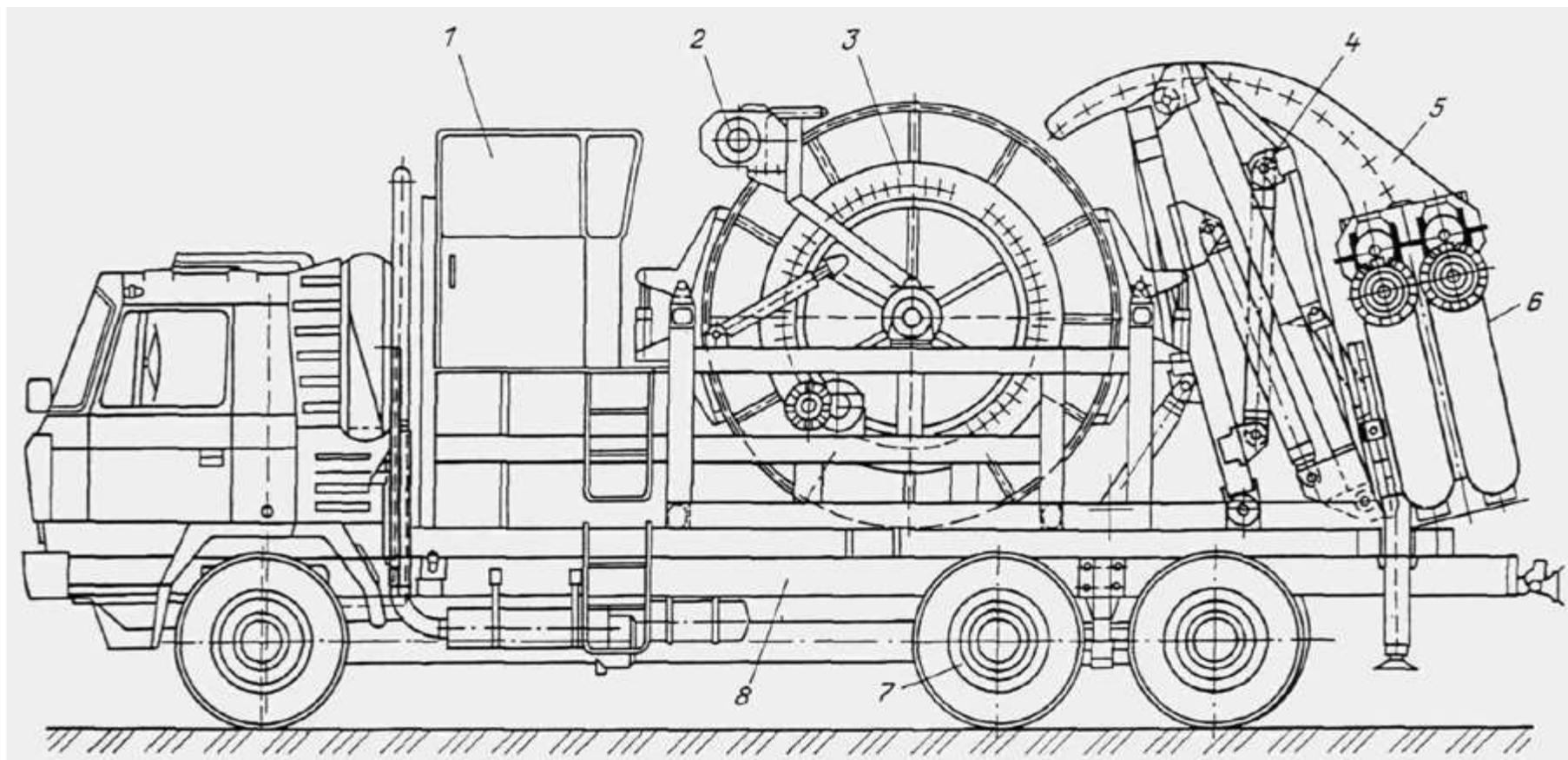
Агрегат для подготовки и закачки технологической жидкости фирмы «Dresco»

1 - кабина водителя; 2 - силовой агрегат; 3- нагреватель; 4 -плунжерный насос для нагнетания технологической жидкости; 5- емкость для технологической жидкости



# Оборудование. Агрегаты.

## Агрегаты фирмы «Рудгормаш»



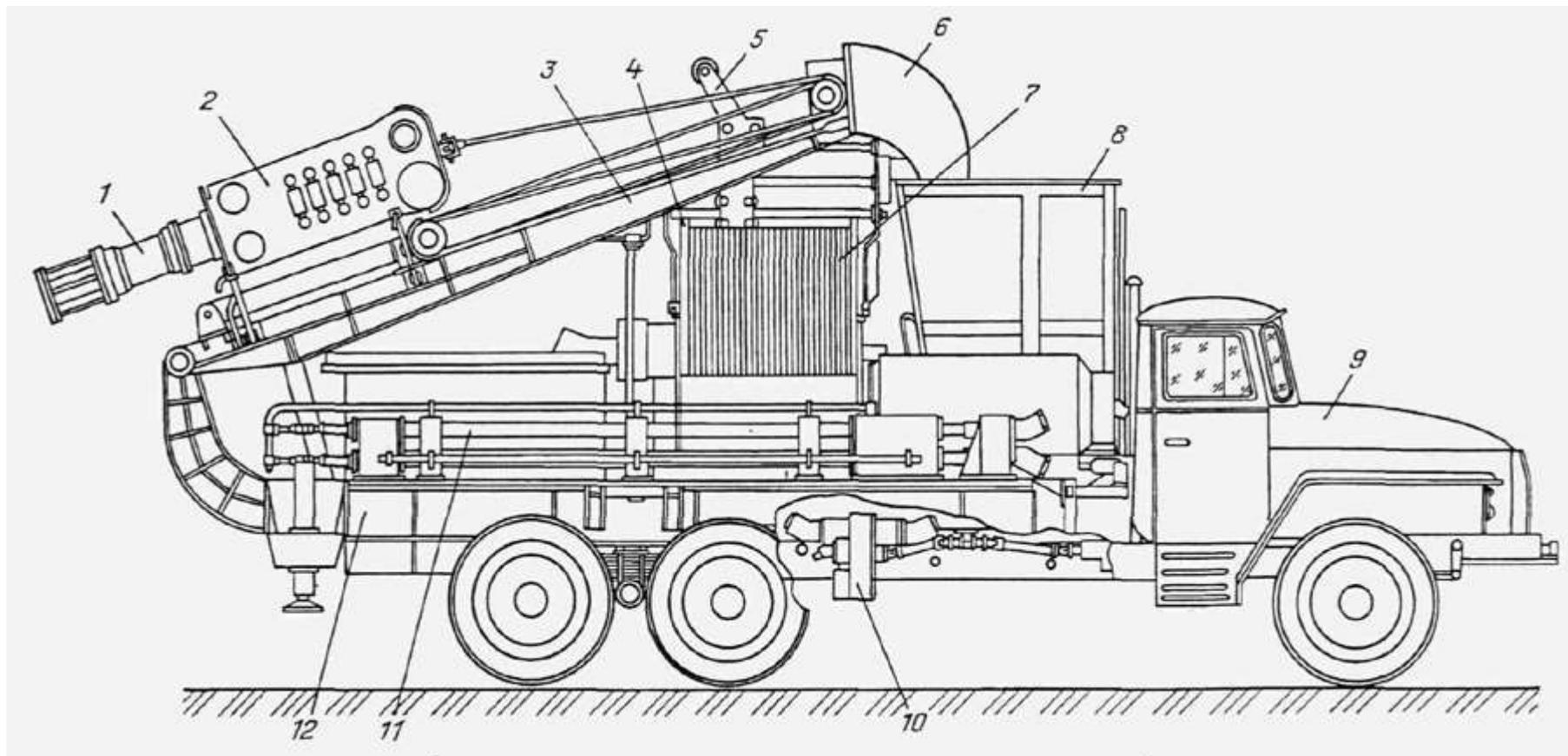
**Агрегат КПС в транспортном положении**

**1 - кабина, оператора; 2 - укладчик гибкой трубы; 3 - барабан с КГТ; 4 - механизм установки транспортера в рабочее положение; 5 - направляющая дуга; 6 - транспортер; 7 - автомобильное шасси; 8 - рама агрегата**



# Оборудование. Агрегаты.

## Агрегаты фирмы «Брянский Арсенал»



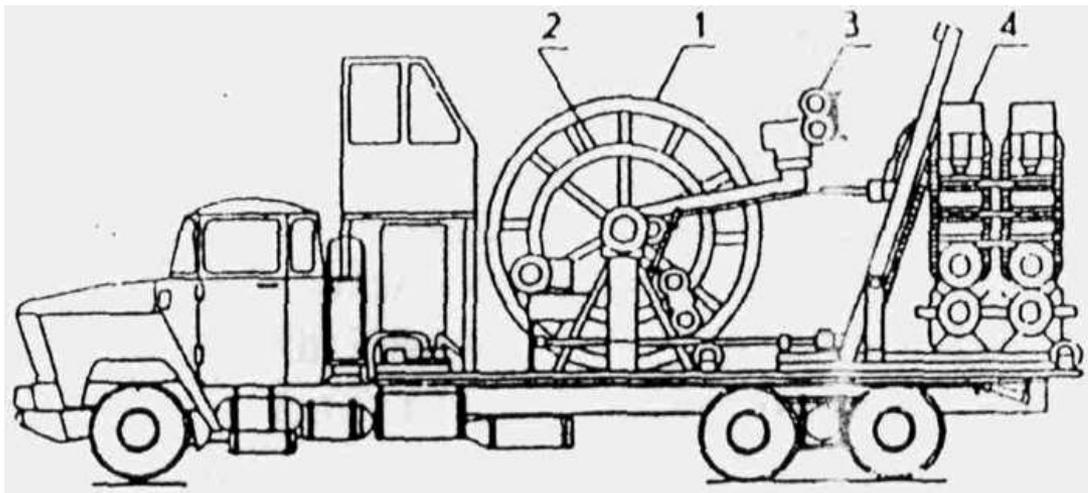
Агрегат "Скорпион" в транспортном положении:

1 - герметизатор устья; 2 - транспортер; 3 - монтажное устройство; 4 - барабан;  
5 - укладчик КГТ; 6 - направляющая дуга; 7 - колонна



# Оборудование. Агрегаты.

## Агрегаты завода «Металлист»



Мобильная установка УПД-5М  
1 – барабан, 2 – непрерывная труба, 3 – укладчик труб, 4 – механизм подачи для СПО.

### Характеристика установки

Установка УПД-5М ориентирована на шасси автомобиля - КраЗ-250

Тяговое усилие, кгс - 5000

Скорость спуска и подъема непрерывной трубы, м/с - 0-0,2

Давление в трубе, Мпа - 25

При наружном диаметре трубы 33 мм глубина спуска - до 1800 м

При наружном диаметре трубы 25 мм глубина спуска - до 2300 м

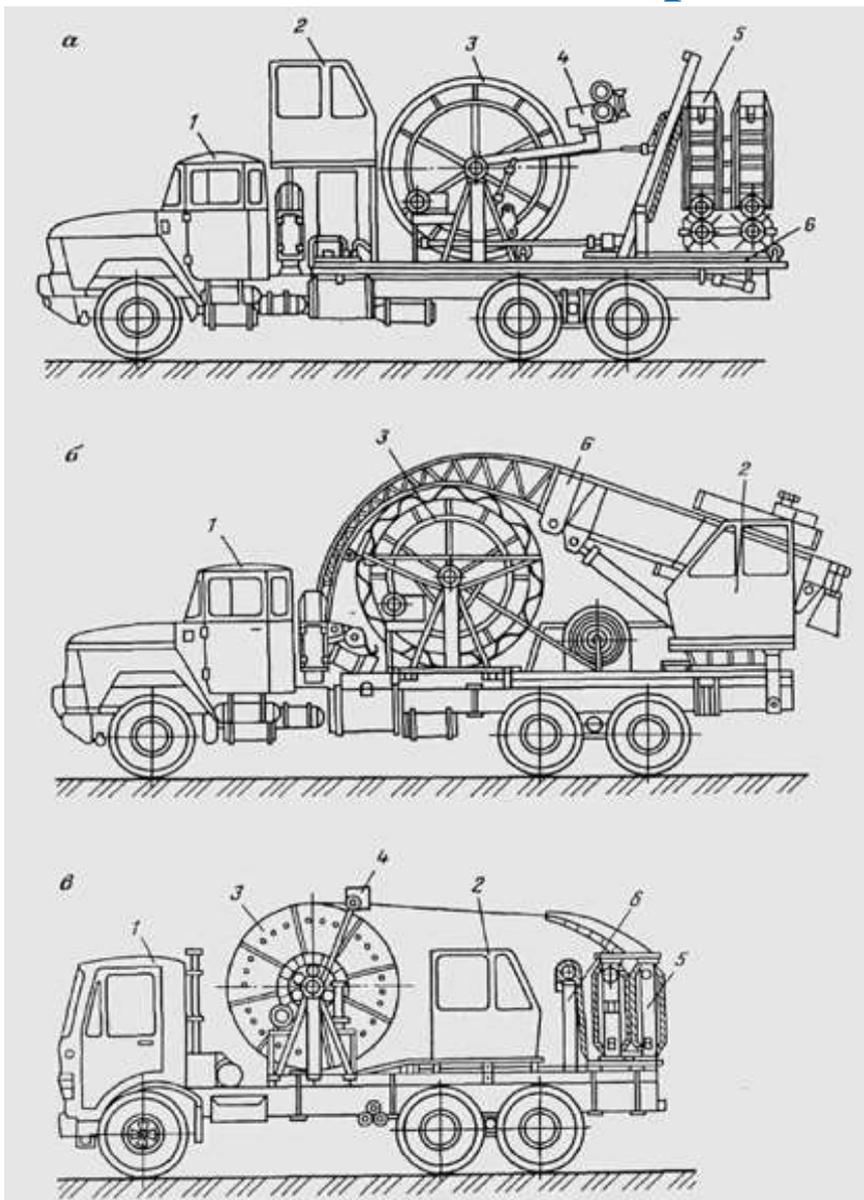
Одной установкой можно восстановить **100** и более скважин в год.

Конструкция установки позволяет переходить с одного диаметра трубы на другой без проведения дополнительных работ.



# Оборудование. Агрегаты.

## Прочие модификации



### Компоновки агрегатов на автомобильных шасси

Местоположение кабины оператора:

а - за кабиной водителя,

б - на корме агрегата,

в-между барабаном для КТТ и  
транспортёром;

1- кабина водителя;

2- кабина оператора;

3 - барабан с КТТ;

4 - укладчик трубы;

5 - транспортёр;

6-механизм установки транспортёра

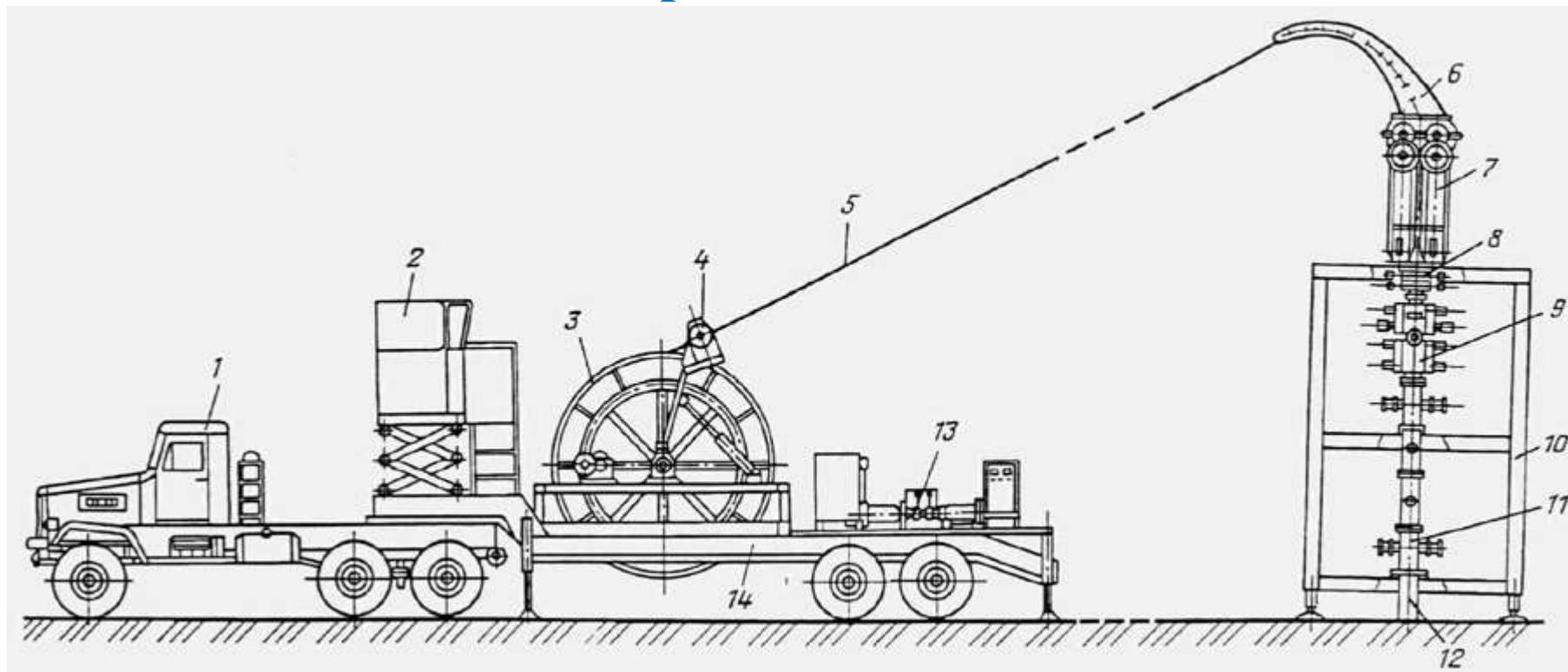
в рабочее положение



# Оборудование. Агрегаты.

Агрегаты, смонтированные на полуприцепах и прицепах.

Фирма «Dowell».

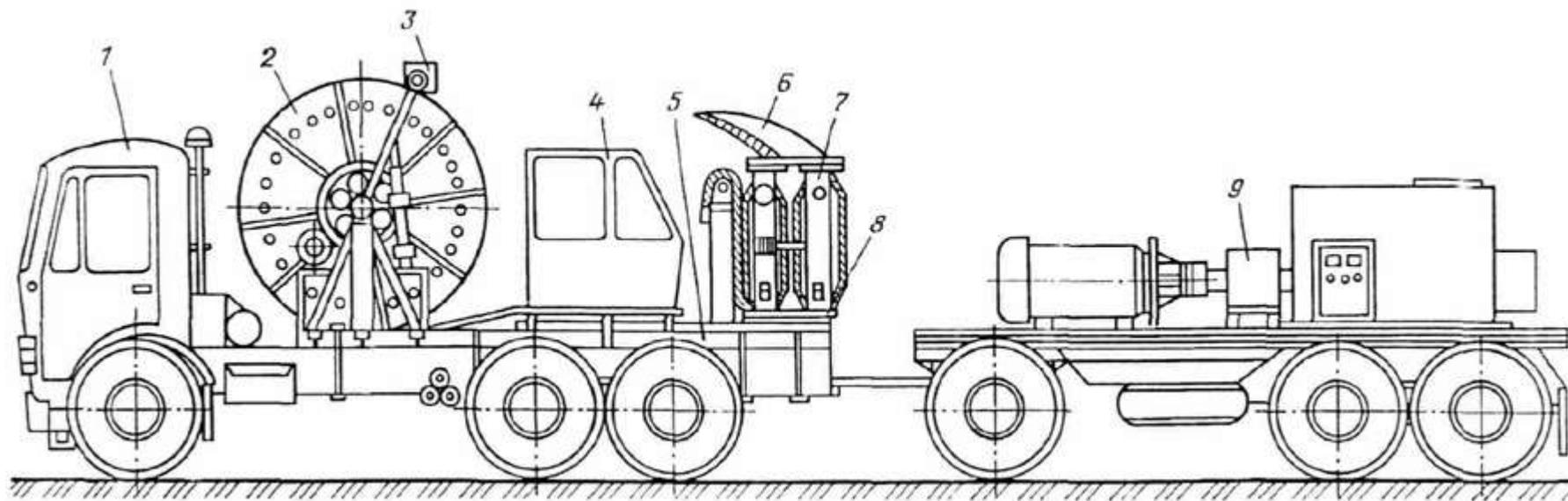


Компоновка агрегата на полуприцепе в рабочем положении на скважине  
1 - автомобиль-буксировщик; 2 - кабина оператора; 3 - барабан с КГТ; 4 — укладчик КГТ; 5 - колонна гибких труб; 6 - направляющая дуга; 7 - транспортер; 8-герметизатор устья; 9 - превентор; 10 — опора транспортера; 11 - оборудование устья скважины; 12 - устье скважины; 13 - насосная установка; 14 - рама агрегата



# Оборудование. Агрегаты.

## Агрегаты, смонтированные на полуприцепах и прицепах.



**Размещение комплекта оборудования на автомобильном шасси и прицепе**

**1- кабина водителя; 2 - барабан с колонной гибких труб; 3 - укладчик КИТ; 4 - кабина оператора; 5 - рама агрегата; 6 - направляющая дуга; 7 - транспортер; 8 - механизм установки транспортера в рабочее положение; 9 - насос для нагнетания технологической жидкости**



# Оборудование устья скважины

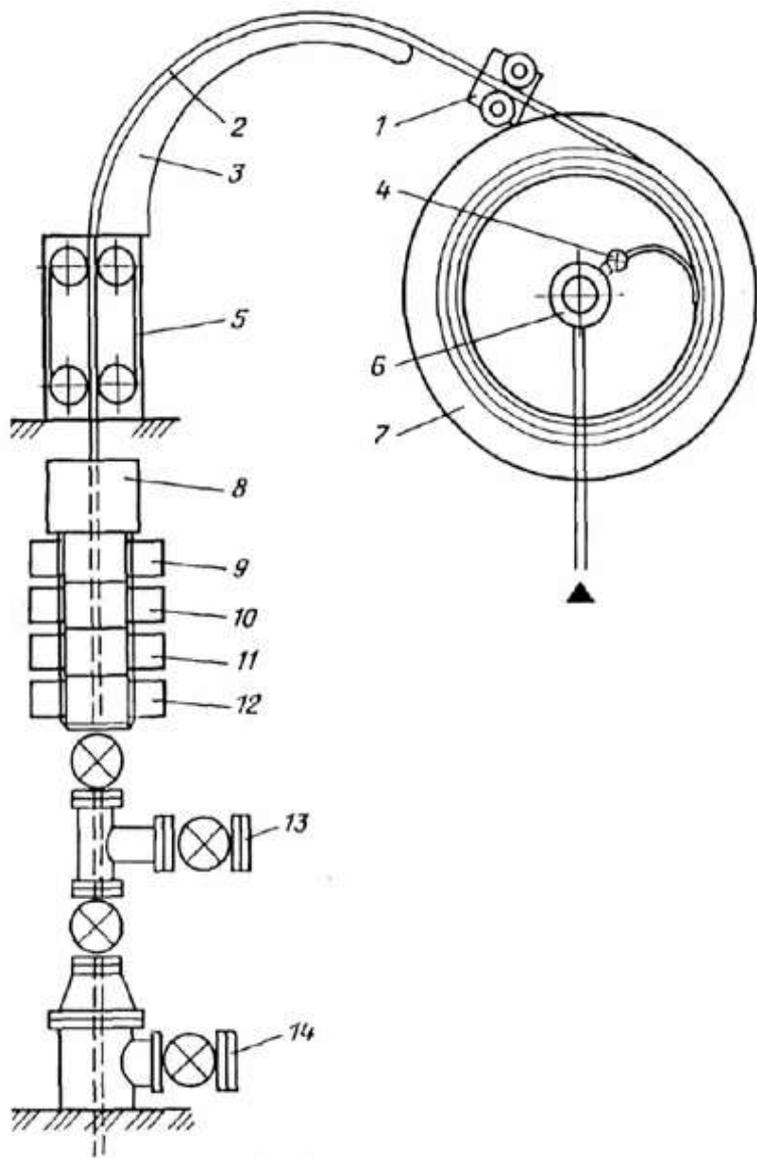


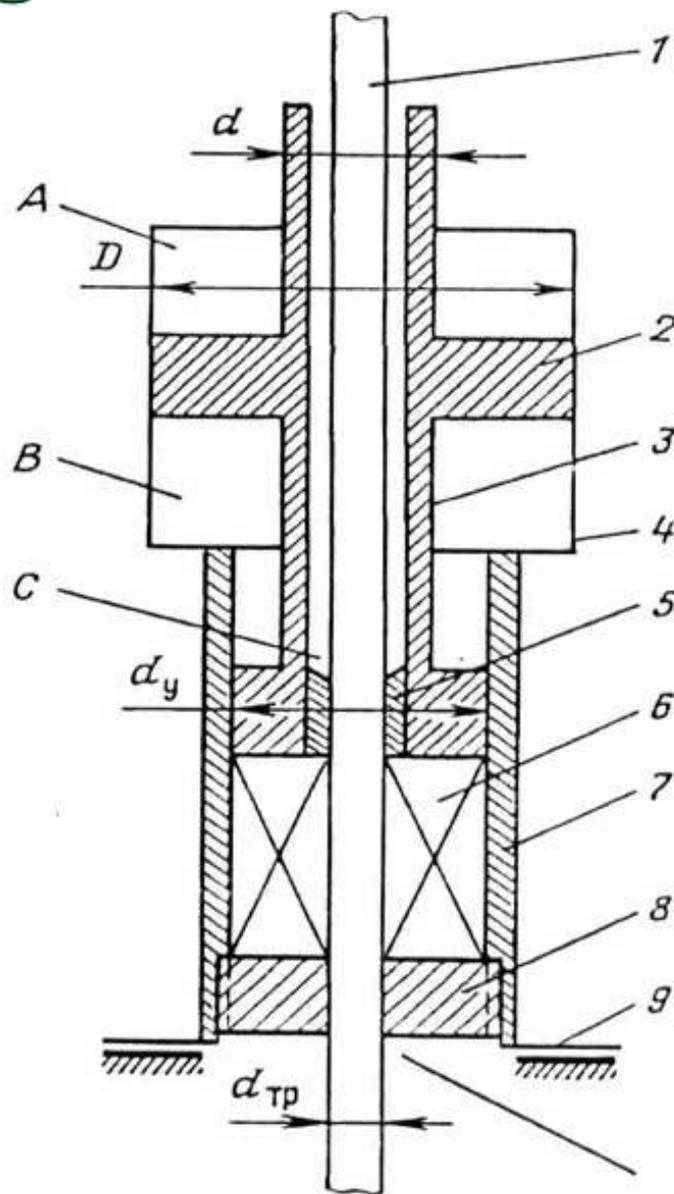
Схема оборудовании устья скважины и основных узлов агрегата при выполнении работ с гибкой трубой

- 1 - укладчик трубы;
- 2 - колонна гибких труб;
- 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



# Оборудование устья скважины

## Схема герметизатора устья с осевым расположением приводного цилиндра



Колонна гибких труб **1** проходит через полый шток **3**, центрируется направляющей втулкой **5** и взаимодействует с уплотнительным элементом. Для установки нового и извлечения изношенного уплотнительного элемента в нижней части корпуса предусмотрен затвор **8**, положение которого относительно корпуса фиксируется посредством упорной резьбы или байонетного соединения. Для крепления герметизатора на превенторе имеется фланец **9**. Описанная конструкция герметизатора наиболее проста, по ее недостатки - это значительные осевые габариты и существенная масса.



# Оборудование устья скважины

Обычно герметизатор колонны гибких труб содержит уплотнительный элемент, через который пропущена гибкая труба. Степень обжатия ее уплотнительным элементом определяется давлением рабочей жидкости гидропривода, подаваемой в его цилиндр. В процессе работы в зависимости от положения штока цилиндра гидропривода уплотнительный элемент может обеспечивать или гарантированный зазор, или плотное прижатие к поверхности гибкой трубы. В некоторых конструкциях в результате силы трения, возникающей на поверхности контакта трубы с уплотнительным элементом, труба может удерживаться на весу.

Над герметизатором устанавливают устройство, обеспечивающее принудительное перемещение колонны гибких труб вверх или вниз. В отечественной технической литературе это устройство называют транспортером, а в англоязычной - инжектором или инъекционной головкой.

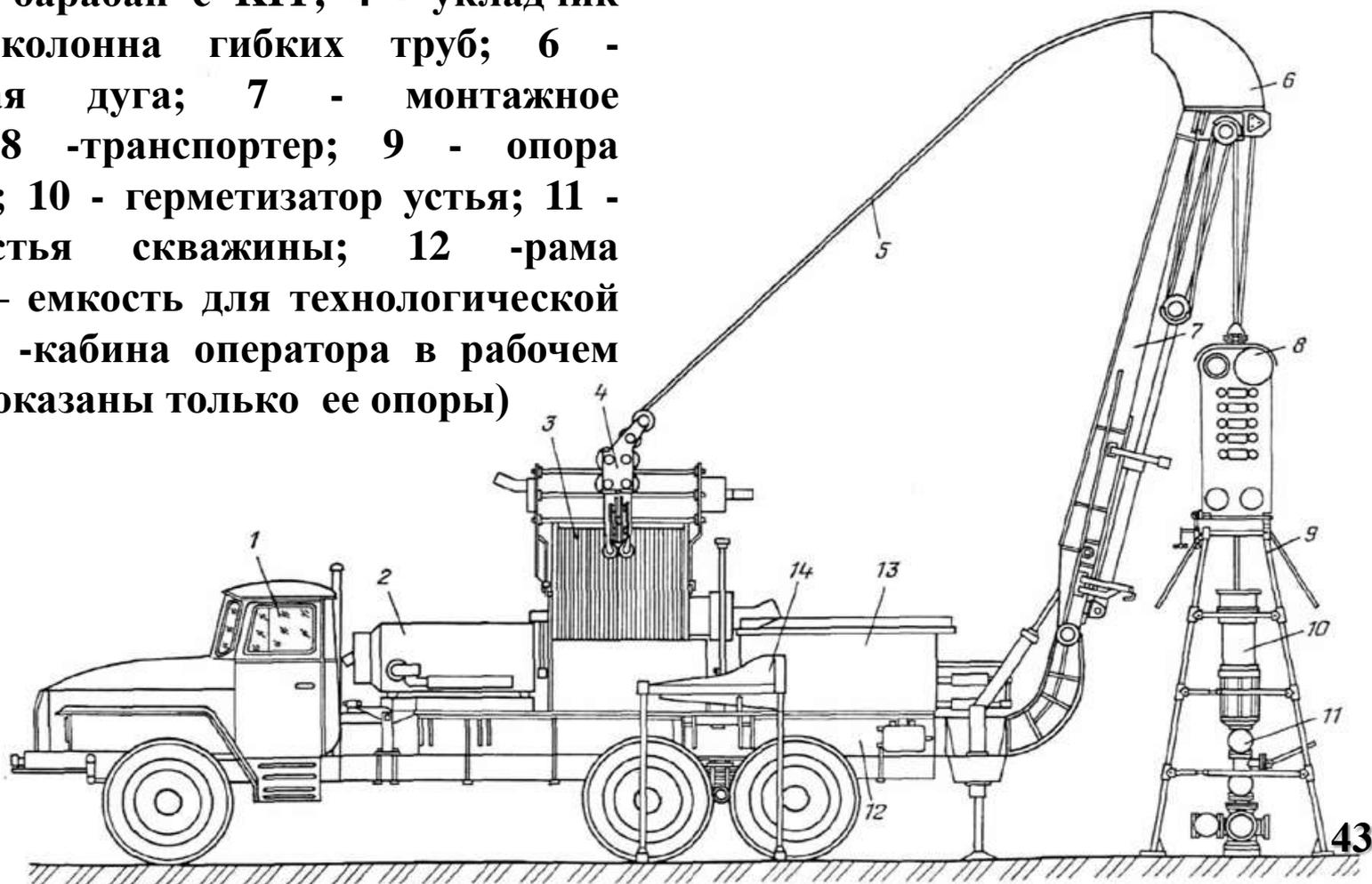


# Оборудование устья скважины

## Конфигурация устьевого оборудования

Агрегат "Скорпион" в рабочем положении на скважине

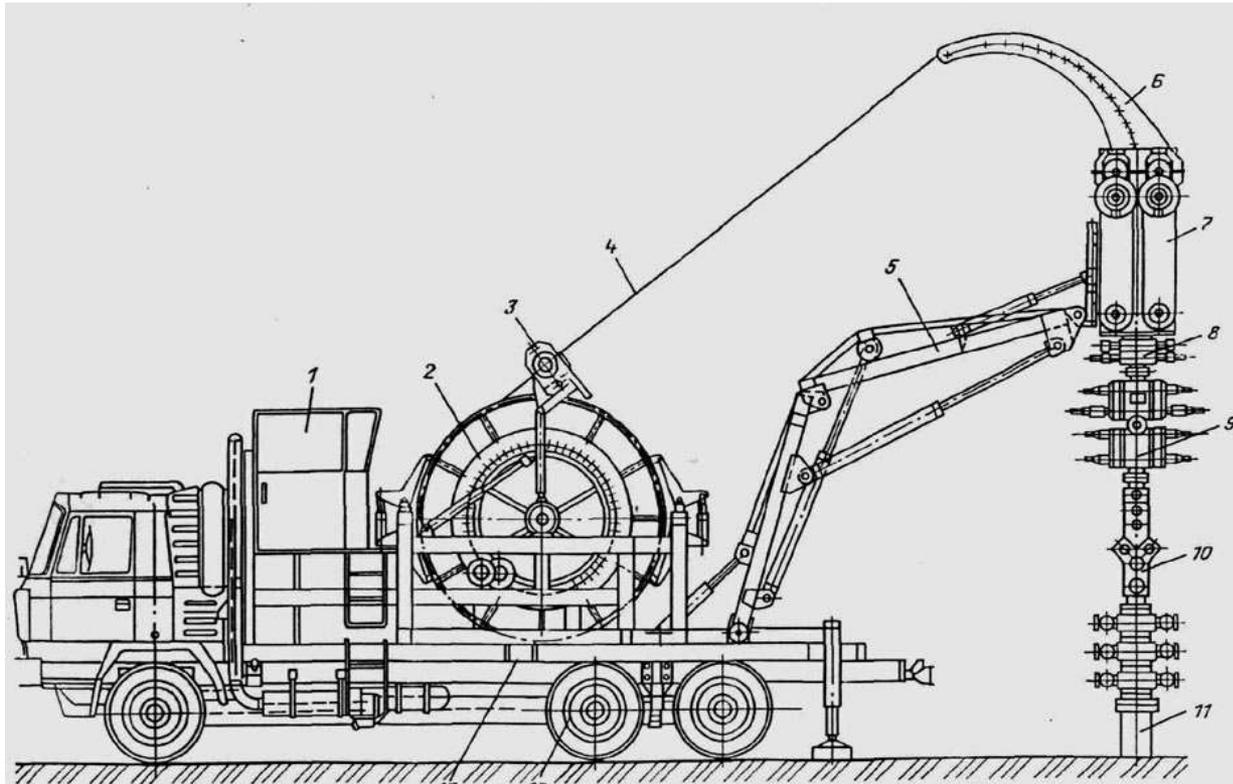
1 - кабина водителя; 2 - бак гидросистемы агрегата; 3 - барабан с КГТ; 4 - укладчик КГТ; 5 - колонна гибких труб; 6 - направляющая дуга; 7 - монтажное устройство; 8 - транспортер; 9 - опора транспортера; 10 - герметизатор устья; 11 - арматура устья скважины; 12 - рама агрегата; 13 - емкость для технологической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





# Оборудование устья скважины

## Конфигурация устьевого оборудования



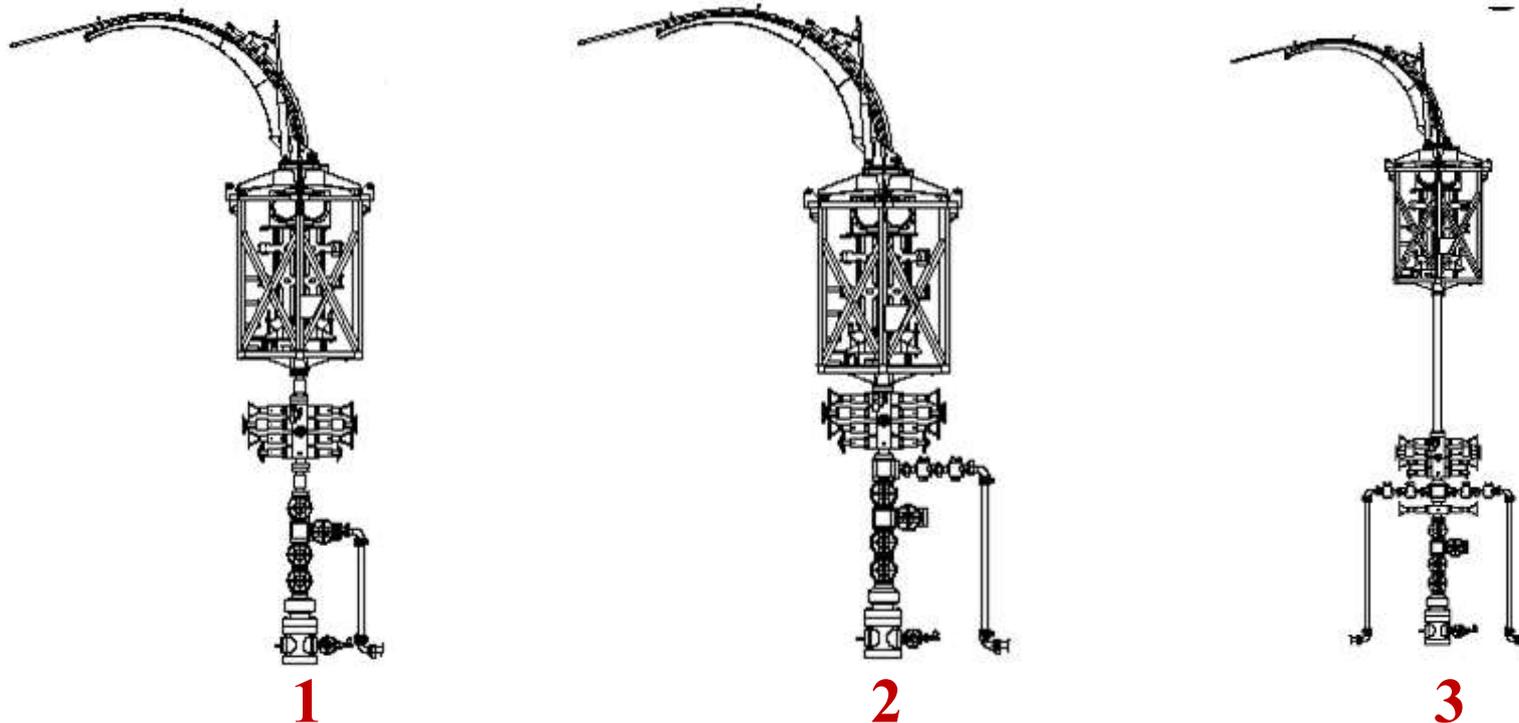
Агрегат КПРС, изготавливаемый заводом «Рудгормаш», в рабочем положении на скважине

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



# Оборудование устья скважины

## Конфигурация устьевого оборудования



Минимальная необходимая конфигурация противовыбросового оборудования для любой работы с использованием ГНКТ включает четырехплащечный блок превенторов и стрип-пакер.

**1** - Монтажная компоновка для устьевого давления меньшего, чем 2,500 psi. (172 атм.)

**2** - Монтажная компоновка для устьевого давления меньшего, чем 2,500 psi (172 атм.) (крестовина установлена над задвижкой отводящей линии).

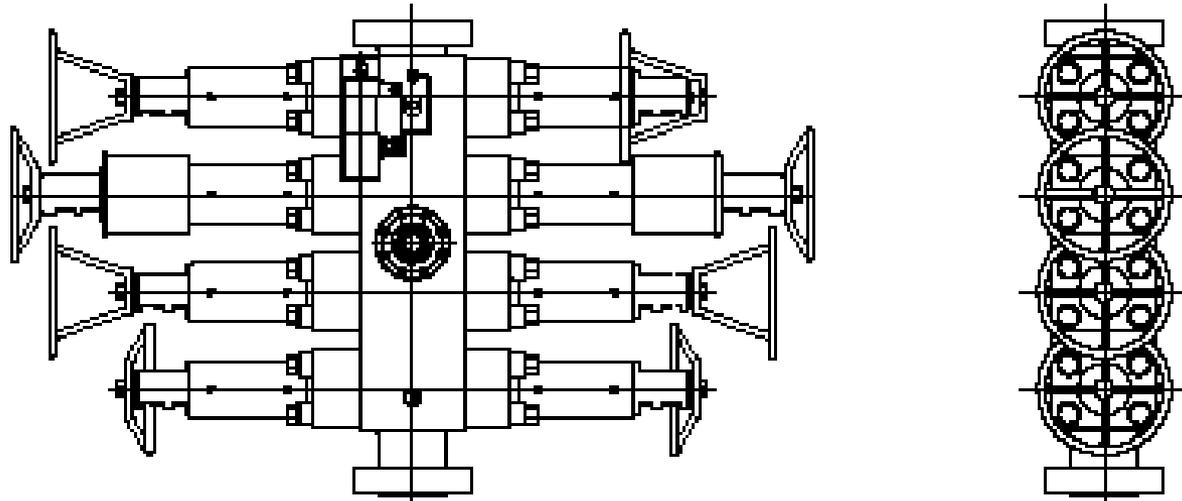
Характер многих работ требует применения погружного инструмента, не вмещающегося в стандартную компоновку устьевого оборудования. Добавление секции лубрикатора (добавочного лубрикатора или промежуточной устьевого катушки) позволяет спускать погружной инструмент под давлением (**3**).



# Оборудование устья скважины

## Превенторы

### Четырехплашечные превенторы



**Комплект плашек №1** – Глухие плашки, предназначенные для герметического закрытия скважины при подъеме трубы из превентора.

**Комплект плашек №2** - Срезные плашки, предназначенные для обрезания ГНКТ и/или каротажного кабеля. Выходная труба на линию глушения (с пробковым краном)- Выходная труба на линию глушения используется для закачки в скважину флюидов глушения вне колонны ГНКТ, если она не повреждена, и через колонну ГНКТ, если она обрезана. Эта часть превентора должна использоваться только в случае аварии, и не должна использоваться для подключения возвратной линии, и т. д.

**Комплект плашек №3** – Клиновые плашки, предназначенные для удержания ГНКТ при опускании/подъеме колонны в скважину при давлении в скважине и при работе с ГНКТ в условиях отсутствия давления в скважине.

**Комплект плашек №4** – Трубные плашки, предназначенные для герметического закрытия кольцевого пространства вокруг ГНКТ.



# Оборудование устья скважины

## Погружное оборудование

**Коннекторы (переходники) ГНКТ** используются для монтажа различного оборудования к нижней части колонны ГНКТ.

Можно использовать переходники нескольких типов.

- **Резьбовые** – состоит из резьбы обвязочной трубы и резьбы, соответствующей оборудованию. При использовании данного коннектора необходима ГНКТ с резьбой на нижней части.
- **С установочным винтом** – оператор использует установочные винты для подсоединения коннектора ГНКТ с установочным винтом к нижней части ГНКТ.
- **С обжимным кольцом Swageloc.**
- **Насадочные** – оборудован уплотнительным кольцом и пазом, позволяющими оператору насаживать ГНКТ на коннектор, применяется специальный обжимной инструмент для подсоединения коннектора к ГНКТ.



# Оборудование устья скважины

## Погружное оборудование

**Возвратный клапан (забойный обратный клапан)** используется, как защитное устройство для предотвращения притока флюида вверх по ГНКТ в случае прокола, или повреждения ГНКТ на поверхности.

Обычно применяются возвратные клапана **двух типов**:

**состоящий из шара и седла** – является наиболее типичным обратным клапаном в силу простоты своей конструкции, а также простоты профилактики, надежности и низкой цены. Главным недостатком применения является ограничение проходного сечения и потока флюида.

**шарнирный (откидной)** – применяется при спуске шара для задействования погружного оборудования, или если характеристики потока не позволяют использовать клапан, состоящий из шара и седла.



# Оборудование устья скважины

## Погружное оборудование

**Шарнирные соединения** обычно имеют шароседельную конструкцию, позволяющую создавать угловое направление потока между погружным инструментом внизу и колонной ГНКТ наверху.

Шарнирные соединения применяются:

- **в направленных скважинах**, когда длина компоновки погружного инструмента препятствует прохождению через радиус кривизны;
- **при попытке прохождения через профрезерованное окно в обсадной колонне**.

**Гидравлический разъединитель** спускается при всех работах с использованием компоновки погружного инструмента ГНКТ.

Устанавливается непосредственно под переходником, или над ограничивающим отверстием для отпуска шара. Если колонна ГНКТ прихвачена в скважине, так, что ее невозможно поднять, то спускается шар, действующий поршень гидравлического разъединителя и нижняя часть разъединителя отпускается. Нижняя часть гидравлического разъединителя включает в себя ловильную шейку для захвата и извлечения после подъема ГНКТ из скважины.



# Оборудование устья скважины

## Погружное оборудование

### Каротажное оборудование

Большинство из обычно используемого каротажного оборудования может спускаться в скважину на ГНКТ, когда требуется скважинная циркуляция для подъема различного погружного оборудования, в горизонтальных или направленных скважинах, где каротажный кабель не спускается сам собой.

### Забойные двигатели

Применяются когда необходимо применять легкое бурение или фрезерование. Диаметр, число лопастей и эффективность двигателя определяют технические требования к потоку флюида, выходную скорость и вращающий момент. Обычно на колонне ГНКТ спускаются забойные двигатели малого диаметра.



# Оборудование устья скважины

## Компоновки погружного оборудования

**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.



# Оборудование устья скважины

## Компоновки погружного оборудования

**Компоновка для ловильных работ** - включает (сверху вниз) клинообразный коннектор, гидравлический разъединитель, центратор, шарнирное соединение, акселератор, направленный вверх, или вниз, проходной патрубков, 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.



# Оборудование устья скважины

## Компоновки погружного оборудования

**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).

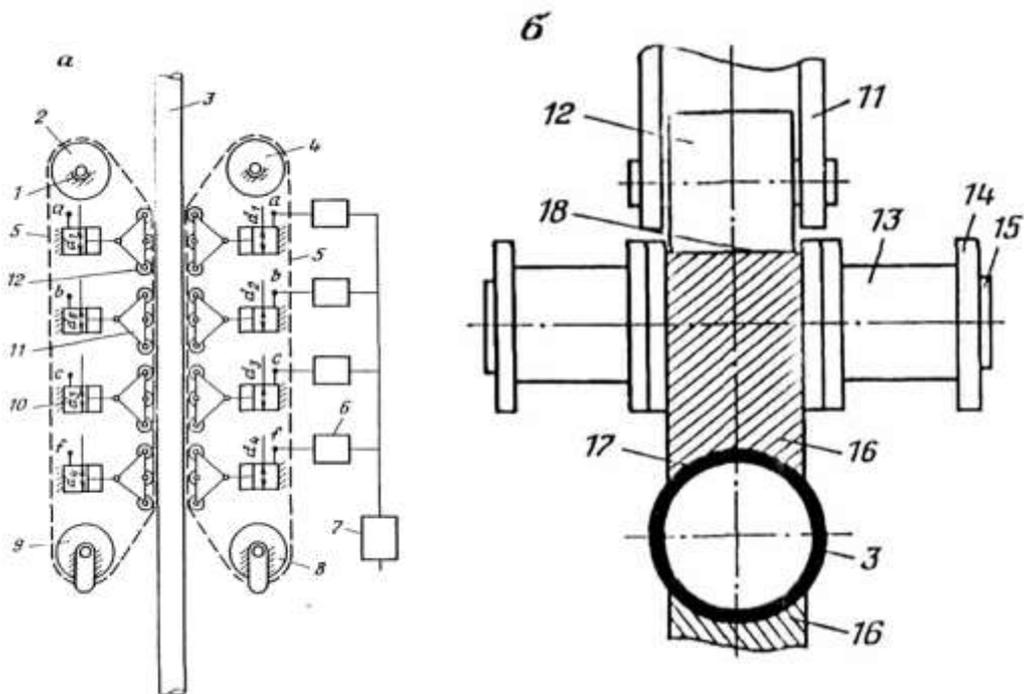
Конкретная конфигурация зависит от необходимой информации и геометрии ствола скважины. Данные компоновки используются при работах в направленных и горизонтальных скважинах, где спуск оборудования на каротажном кабеле невозможен.



# Оборудование для перемещения КГТ

Одним из наиболее ответственных узлов агрегата является транспортер. Он должен обеспечивать перемещение колонны гибких труб в заданном диапазоне без проскальзывания рабочих элементов и повреждений наружной поверхности трубы и ее геометрии. Необходимо, чтобы транспортер при перемещении КГТ и вверх, и вниз работал одинаково надежно.

К настоящему времени сложились два направления в конструировании транспортеров - с одной и двумя тяговыми цепями, снабженными плашками, взаимодействующими с колонной гибких труб. Плашки прижимаются к гибкой трубе с помощью гидравлических цилиндров.



Принципиальная схема транспортера с двумя цепями (а) и поперечное сечение его узла плашек (б)

*a, b, c, f* — точки подвода жидкости от вторичных регуляторов к цилиндрам прижима



# Оборудование. Колонна гибких труб.

## Общая информация

Изготовление колонн гибких непрерывных труб в начальный период проведения работ на промыслах, впервые осуществила компания «**Great Lakes Steel Co.**» (США) в **1962** г. Трубы диаметром 33,4 мм с толщиной стенки 4,4 мм сваривали в атмосфере инертного газа встык из 15 кусков. Изготовленную трубу наматывали на катушку с диаметром сердечника 2,7 м.

Параллельно специалисты Канады создавали гибкие трубы для бурения скважин. К **1976** г. фирмой «**Flex Tube Service Ltd.**» была изготовлена и использована при проведении буровых работ гибкая колонна из стали диаметром 60,3 мм. которая наматывалась на катушку с диаметром сердечника около 4 м и состояла из сваренных встык 12-метровых труб.

Основное внимание изготовителей труб было сосредоточено на отработке технологии, которая могла бы обеспечить как можно большую длину отдельных плетей и таким образом сократить число поперечных стыков, а также на совершенствовании конструкции самого стыка.

К **1983** г. благодаря использованию заготовок ленты из Японии специалистам фирмы «**Quality Tubing Inc.**» (США) удалось увеличить длину плетей до 900 м. Стыки отдельных плетей выполняли еще до поступления ленты в трубогибочную машину, что позволило существенно повысить качество труб. При этом наружный диаметр последних был увеличен до 89 мм.

К **1991** г. глубина спуска КГТ увеличилась до 5200 м, а в **1995** г. был начат выпуск труб с наружным диаметром 114,3 мм.



# Оборудование. Колонна гибких труб.

## Материалы 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.



# Оборудование. Колонна гибких труб.

## Технология изготовления 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 станков 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.



# Оборудование. Колонна гибких труб.

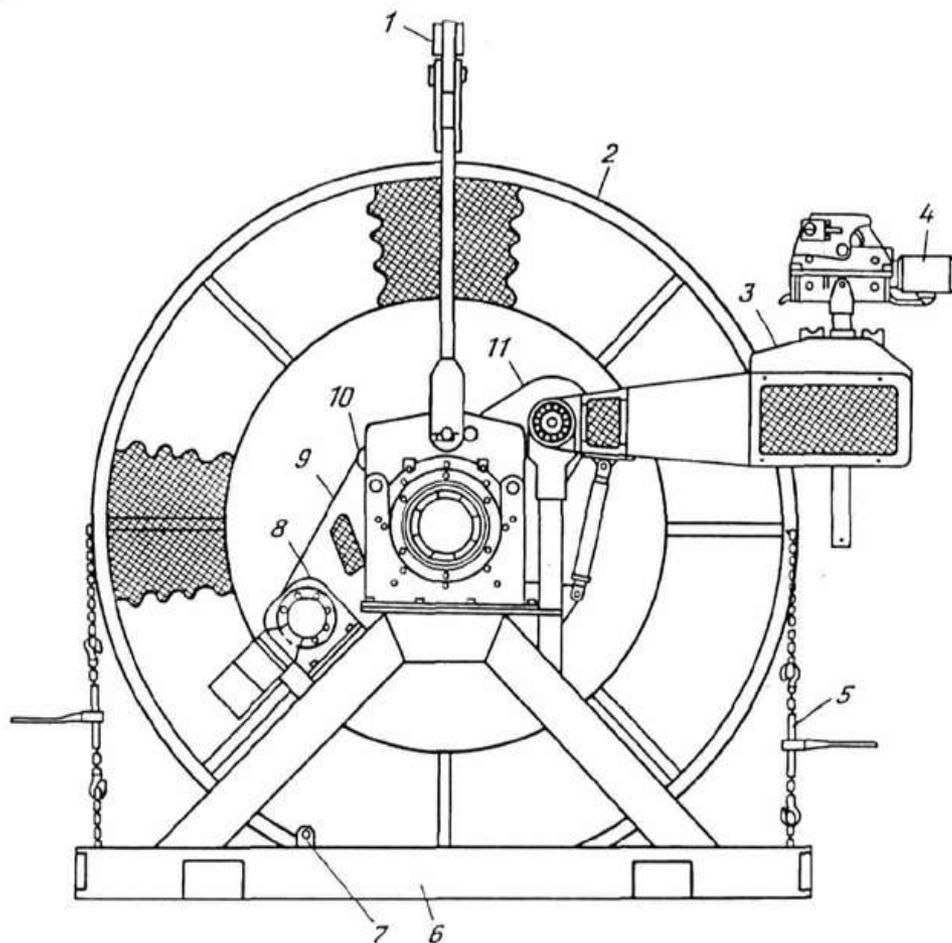
## Характеристики гибких труб. США и Канада.

Наружный диаметр, мм	22,2	25,4	31,8	38,1	44,5	50,8	60,3
Толщина стенки, мм	2,2	1,7-2,8	1,9-4	2,4-4	2,8-4	2,8-4	3,2-4
Масса 1 м, кг	1,09	1,02-1,54	1,4-2,73	2,12-3,33	2,84-3,95	3,2-4,6	4,5-5,5
Допустимое растягивающее усилие, кН	65,6	58,8-92,8	83,4-162,5	127,7-199,3	170,5-236,2	196-273	265-328
Испытательное давление, МПа	73,2	48,6-74,9	43,9-91,4	46,8-76,2	45,9-65,3	40,2-57,1	38,4-48,1

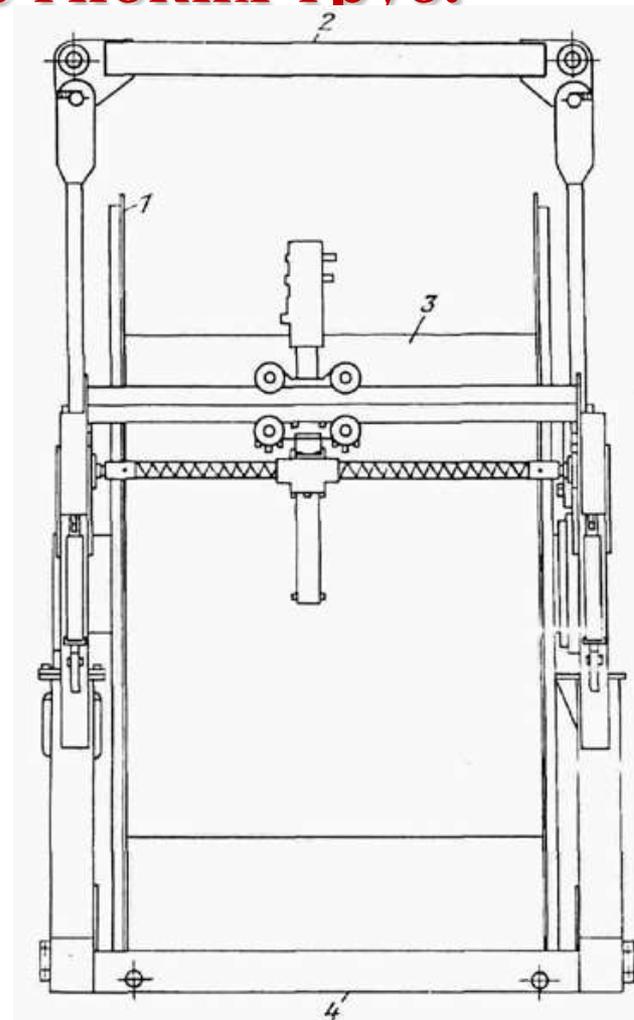




# Оборудование. Хранение гибких труб.



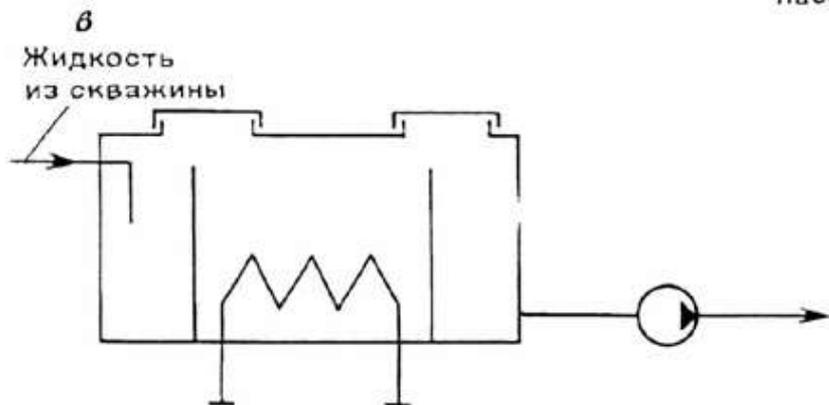
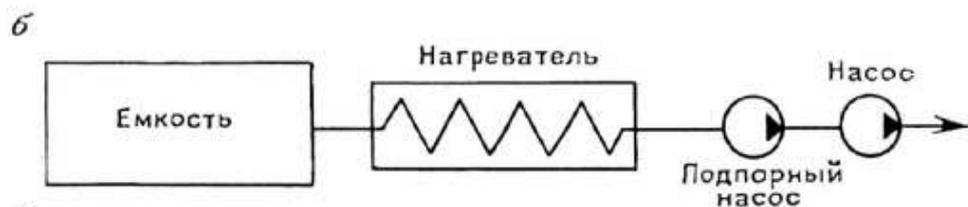
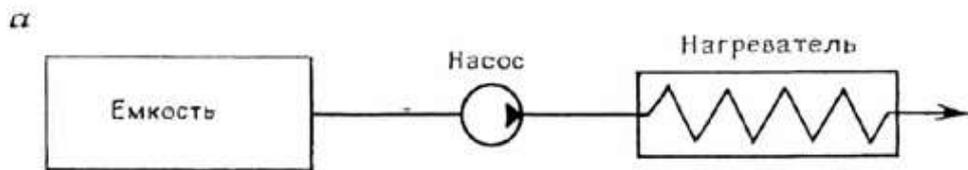
Конструкция барабана для хранения колонны гибких труб  
1 – траверса; 2 - катушка для намотки КГТ; 3 - механизм укладчика; 4 - подвижная каретка укладчика; 5 - стопор катушки; 6 – рама; 7 - фиксатор; 8 - привод катушки; 9- трансмиссия; 10 - крышка опоры подшипника; 11 - привод механизма укладчика.



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



# Оборудование для приготовления технологических жидкостей



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



# Оборудование устья скважины

## Параметры, влияющие на 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.



# **Порядок подготовки 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.**



## **Порядок подготовки 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.**



## **Тема №3.3**

***Технологические операции с  
применением колонны гибких труб.  
Возможные осложнения.***



## Технологические операции с применением колонны гибких труб

### Вызов притока. Освоение скважины. Газлифтный способ.

При выполнении операций, связанных с использованием газлифта, помимо агрегата для работы с КГТ у устья скважины монтируют дополнительное оборудование. Оно включает емкость для азота **1**, компрессор для его закачки **7** и сливную емкость **3**, если по каким-либо причинам нельзя использовать трубопровод системы сбора продукции скважины.

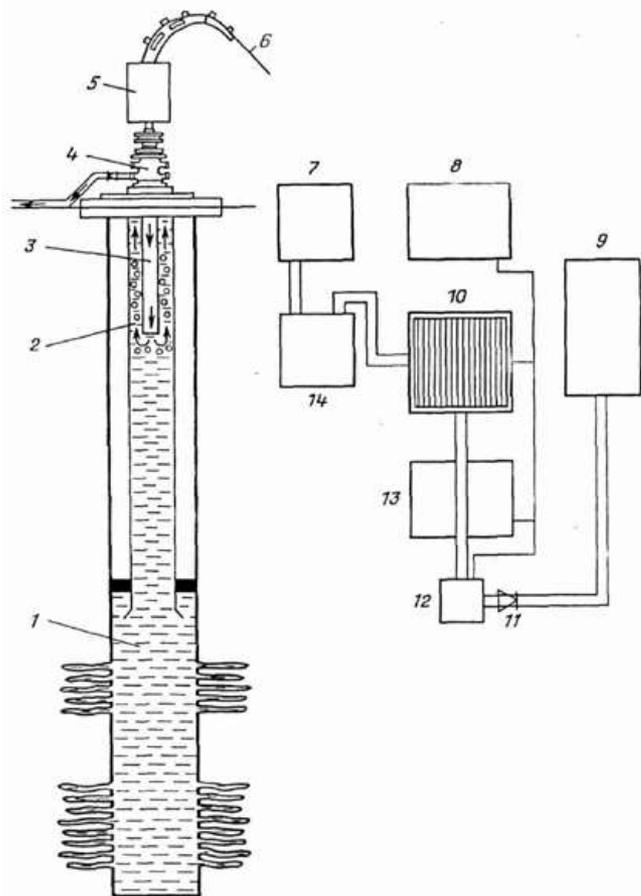


Схема расположения оборудования для проведения газлифта

- 1- пластовая жидкость;
- 2 - смесь азота и пластовой жидкости;
- 3 - азот;
- 4 - оборудование устья скважины;
- 5 - транспортер;
- 6 - колонна гибких труб, наматываемая на барабан 10;
- 7 - емкость для азота;
- 8 - система управления работой узлов агрегата;
- 9 -емкость для сбора пластовой жидкости, извлеченной из скважины, 10- барабан с КГТ;
- 11 - дроссель;
- 12 - привод транспортера;
- 13 - силовая установка;
- 14 - насос для закачки азота



## Технологические операции с применением колонны гибких труб

### Вызов притока. Освоение скважины. Газлифтный способ.

Закачку азота начинают сразу или при погружении КГТ не более чем на **100 - 200 м** и ее спуске и не прекращают в течение всего процесса вызова притока. Подают азот с постепенным увеличением объема до **14-20 м<sup>3</sup>/мин**. При этом давление закачки газа постоянно контролируют и при погружении трубы в жидкость его увеличивают.

Сначала начинает аэрироваться жидкость, находящаяся в колонне лифтовых труб. Если описываемая операция выполняется после проведения на скважине работ, которым предшествовало ее задавливание, то, как правило, это соленая техническая вода или в худшем случае глинистый раствор.



## Технологические операции с применением колонны гибких труб

### Очистка от песка забоя скважины.

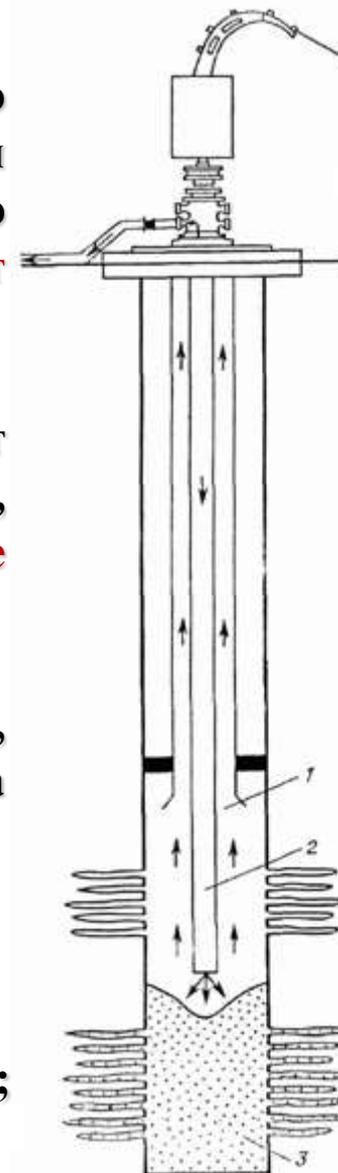
Появление песка на забое скважины может быть обусловлено различными причинами. Независимо от причин появления песка для обеспечения нормальной эксплуатации скважины его следует удалять. **При этом отрицательное воздействие на пласт должно быть минимальным.**

При выборе оборудования для выполнения подобных работ нужно иметь в виду, что **длина колонны гибких труб**, содержащихся на катушке барабана агрегата, должна быть **не меньше глубины забоя скважины.**

У устья скважины располагают агрегат с колонной гибких труб, насосный агрегат, буферную емкость для приема поднимающейся из скважины промывочной жидкости.

Схема внутрискважинного оборудования при промывке забоя скважины

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





## Технологические операции с применением колонны гибких труб

### Очистка от песка забоя скважины.

Помимо описанных используют сжимаемые жидкости, **содержащие газ**. К ним же, правда, с определенной условностью могут быть отнесены и пены, поскольку они представляют собой газожидкостную эмульсию. В качестве жидкости для образования пен используют **воду** или **нефть**, в качестве газа - **азот**. Для образования устойчивой пены добавляют небольшое количество ПАВ (до 5-6%). Использование пен в качестве промывочных жидкостей обусловлено стремлением снизить гидростатическое давление на пласт при выполнении технологических операций. Важным свойством пены является ее способность удерживать во взвешенном состоянии крупные твердые частицы, что не удастся другим типам промывочных жидкостей.

**Основными показателями процесса промывки скважины являются величины скоростей в колонне гибких труб и затрубном пространстве.**



### Очистка от песка забоя скважины.

Анализ показывает, что установившаяся скорость оседания для частиц песка размером **0,84 мм** составляет **0,128 м/с**, а для **2 мм** - **0,274 м/с**. Поскольку гранулометрический состав песка в пробке достаточно разнообразен, то расчеты следует проводить с учетом максимальных размеров песчинок, выносимых на поверхность. Считается, что для обеспечения подъема песка в вертикальной скважине скорость восходящего потока жидкости должна превышать установившуюся скорость оседания в **1,5-2** раза, а в горизонтальных участках — в **10** раз.

Если ньютоновская жидкость не обеспечивает выноса песка, необходимо использовать пену или газ.

Специалисты американских и канадских фирм, выполняющих подобные работы, рекомендуют ограничивать скорость спуска КГТ до **9-12 м/мин**, если положение пробки неизвестно. Если оно установлено, скорость может быть увеличена до **18 м/мин**. В процессе спуска КГТ должна поддерживаться непрерывная циркуляция жидкости. Нежелательно также оставлять КГТ неподвижной в течение длительного времени.

После размыва пробки или ее участка нужно продолжать промывку без изменения глубины подвески КГТ до тех пор, пока из кольцевого пространства не будет вынесен весь объем песка.



## **Технологические операции с применением колонны гибких труб**

### **Удаление песчаных и парафиновых пробок.**

**В процессе эксплуатации скважин фонтанным и газлифтным способами, а также при применении установок электропогружных насосов в определенном интервале глубин происходит отложение парафина, провоцирующее осаждение песка (если он есть), с последующим образованием пробок.**

**Помимо традиционных методов их удаления - скребками, спускаемыми на проволоке, «летающими» скребками и другими инструментами - достаточно эффективно может быть использовано оборудование с КГТ, которое позволяет проводить операции по удалению пробки без прекращения эксплуатации скважины.**



## Технологические операции с применением колонны гибких труб

### Удаление песчаных и парафиновых пробок.

При проведении данных работ применяют комплект оборудования, аналогичный описанному в предыдущем разделе, если условия промывки не требуют нагретой технологической жидкости. Эффективность выполнения подобных работ существенно возрастает, если используют нагретую технологическую жидкость. Подготовка скважины и оборудования к работе также аналогичны описанным выше. Схема размещения оборудования внутри скважины соответствует описанной в разделе соответствующему удалению песка с забоя скважины, с той лишь разницей, что колонна гибких труб в процессе выполнения работ не выходит ниже башмака лифтовой колонны.

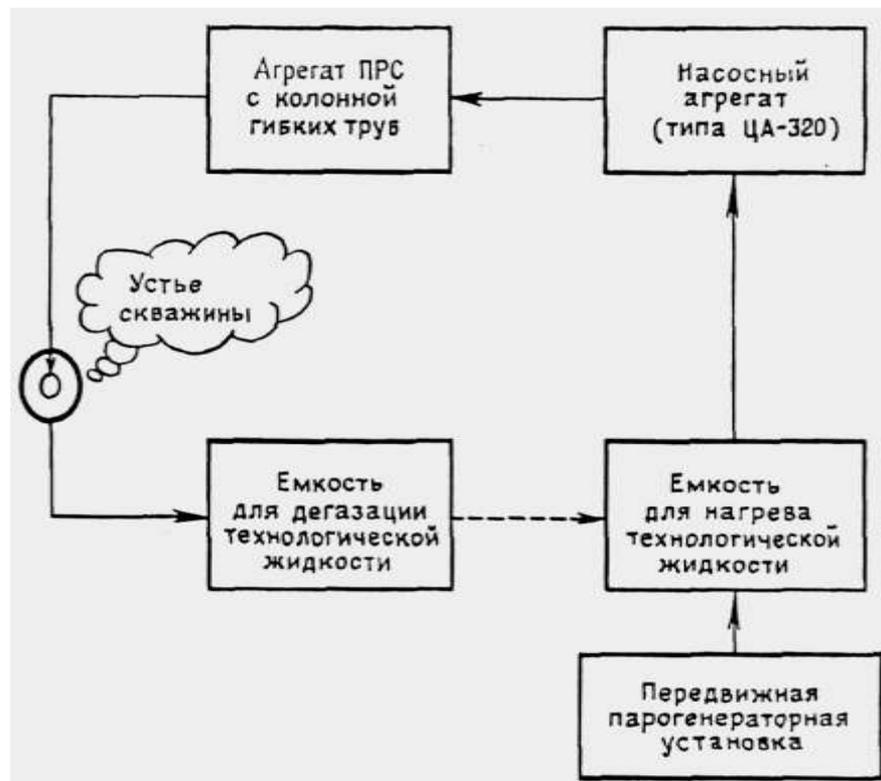


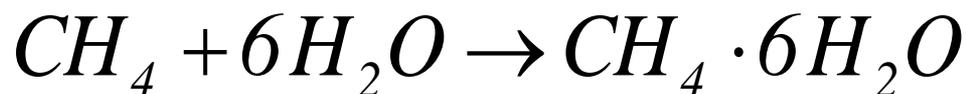
Схема оборудования при промывке скважины нагретой технологической жидкостью



## Технологические операции с применением колонны гибких труб

### Удаление гидратных пробок и растепление скважин.

В процессе подъема пластовой жидкости по колонне лифтовых труб гидростатическое давление уменьшается по мере ее перемещения вверх. Если величина этого давления становится ниже давления насыщения, из пластовой жидкости выделяется попутный газ. Часть его растворяется в пластовой воде, неизбежном компоненте пластовой жидкости. При температурах и давлениях, соответствующих равновесному состоянию смеси, и ниже этих значений происходит реакция



образуются **кристаллогидраты углеводородов** и появляется **кристаллическое вещество**.

**Метан, этан, пропан и бутан** образуют кристаллогидраты при **отрицательных температурах**, а при повышенном давлении и положительных температурах их возникновению способствует наличие легких углеводородов и обводненность скважин.



## Технологические операции с применением колонны гибких труб

### Удаление гидратных пробок и растепление скважин.

Кристаллогидраты осаждаются на стенках колонны лифтовых труб и **в затрубном пространстве**. Прекращение эксплуатации скважины способствует интенсивному образованию кристаллогидратов. Этому процессу способствует и понижение температуры пластовой жидкости в полости скважины. Наиболее интенсивно гидраты осаждаются на стенках труб в интервале **100 - 900 м** при любых способах эксплуатации скважин - фонтанном, с помощью электроцентробежных насосов и штанговых скважинных установок.

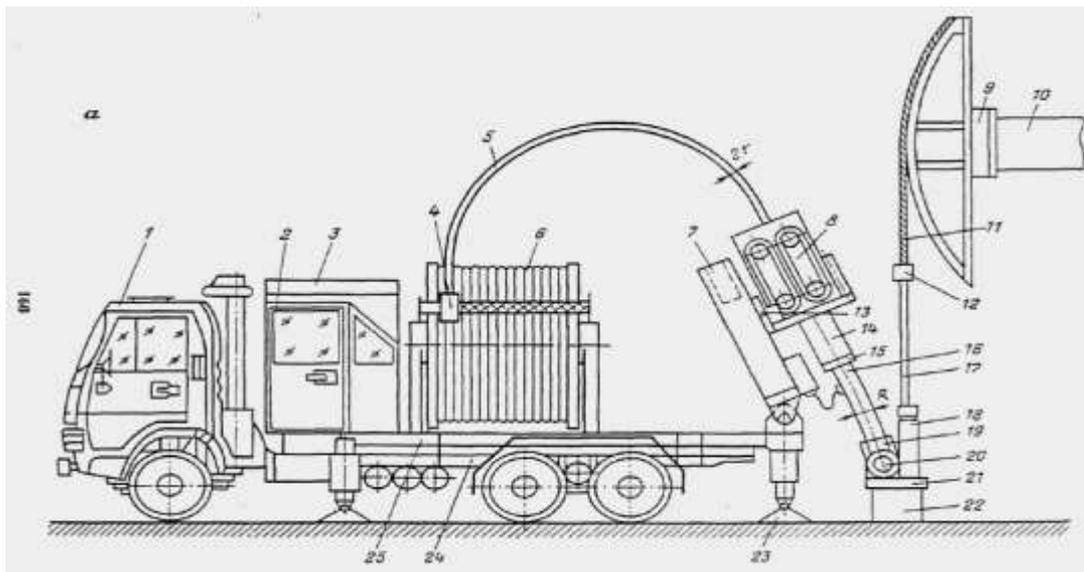
Отложения гидратов возможны на различных участках - в полости лифтовых труб, кольцевом пространстве, а также и тут и там.

Для гидратных пробок существует ряд методов, наиболее эффективным из которых является промывка скважины горячим соляным раствором (**при  $t = 70 - 80$  °C**). При использовании установок с КГТ гидраты удаляют в результате подачи технологией жидкости во внутреннюю полость НКТ, если эксплуатацию скважины проводят фонтанным способом, или с помощью электроцентробежных насосов. Если скважина оборудована штанговой скважинной насосной установкой, то технология удаления гидратной пробки резко усложняется. В этом случае КГТ спускают в кольцевое пространство между колонной НКТ и эксплуатационной.



## Технологические операции с применением колонны гибких труб

### Удаление гидратных пробок и растепление скважин.



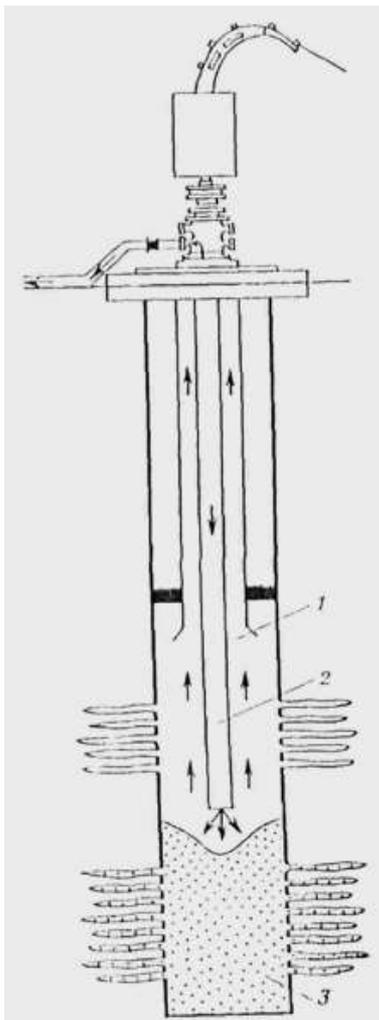
Для ликвидации гидратных пробок и растепления скважин в составе комплекса поверхностного оборудования должна быть установка (подогреватель) для нагрева технологической жидкости. Это может быть или **нагреватель проточного типа**, как в установках фирм «Dresco», или **емкость с необходимым запасом жидкости**, предварительно нагреваемой от внешнего источника тепла.

Наибольшие затраты времени и энергетических ресурсов требуются при проведении работ по **растеплению скважины**. В данном случае имеет место образование массива гидратов и льда как в колонне лифтовых труб, так и в кольцевом пространстве эксплуатационной колонны.



## Технологические операции с применением колонны гибких труб

### Удаление гидратных пробок и растепление скважин.



#### Схема внутрискважинного оборудования при промывке забоя скважины

- 1 - жидкость с частицами песка, поднимающая на поверхность;
- 2 - полимерный гель, закачиваемый в скважину;
- 3 - гидратная пробка.

Порядок работ остается тем же, что и при удалении песчаных пробок, однако темп их выполнения снижается, поскольку ликвидация гидратной или парафиногидратной пробки является более энергоемким процессом. Технологическая жидкость после взаимодействия с отложениями гидратов уменьшает температуру и поднимается вверх по кольцевому пространству между КГТ и НКТ.

В процессе удаления следует **контролировать температуру технологической жидкости на входе и выходе КГТ**, а также у устья скважины. **Слишком низкая температура восходящего потока свидетельствует о наличии гидратов в кольцевом пространстве, что чревато повторным образованием пробки в колонне лифтовых труб, потерей циркуляции и последующим прихватом колонны гибких труб.**



## Установка цементного моста.

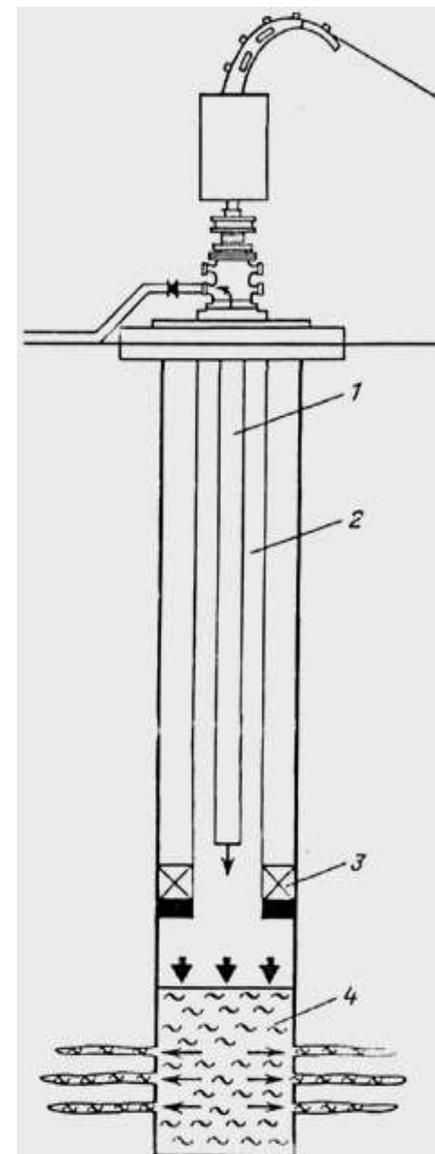
Одной из целей установки цементного моста может быть изоляция части перфорационных отверстий. Необходимость выполнения подобных работ обусловлена, например, прорывом подошвенных пластовых вод. В этом случае цемент нагнетают непосредственно в перфорационные отверстия, расположенные в определенном интервале.

Наземное оборудование должно включать помимо традиционного набора **цементирувочный насос** и **емкость для цементного моста**.

Установка цементного моста может осуществляться непосредственно в полости эксплуатационной колонны. В этом случае предварительно в изолируемый участок эксплуатационной колонны намывают песок, сверху устанавливают разделительную пробку, после чего закачивают необходимый объем цементного раствора.

### 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





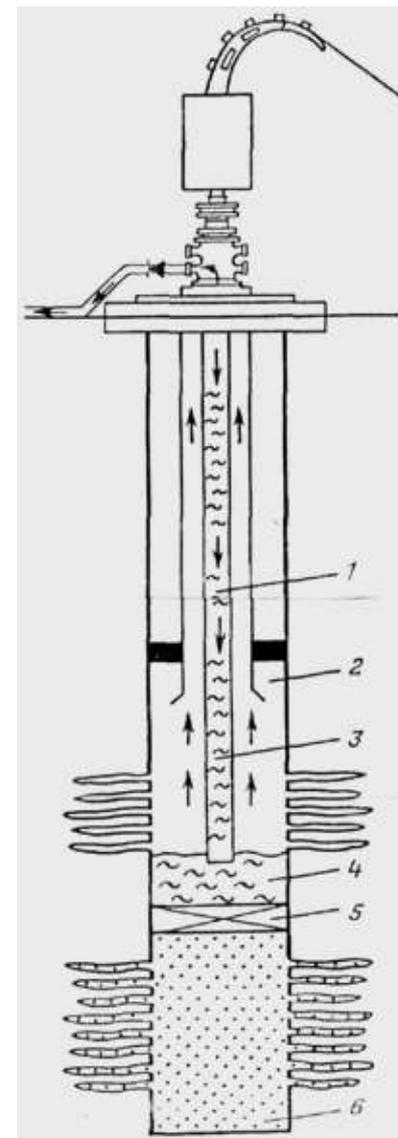
## Установка цементного моста.

Если цемент закачивают в пласт, то выполняют следующие операции:

- **на первом этапе** колонну гибких труб опускают таким образом, чтобы обрез трубы находился в зоне перфорационных отверстий, которые подлежат изоляции. Спуск колонны выполняют при обеспечении циркуляции воды;
- **на втором этапе** закачивают расчетный объем цементного раствора;
- **на третьем этапе** поднимают гибкую трубу на 8-10 м и закрывают задвижку на выходе из колонны НКТ;
- **на четвертом этапе**, используя воду в качестве продавочной жидкости, цемент закачивают в пласт.

Схема внутрискважинного оборудования при закачивании цементного раствора в пласт

1- цемент, закачиваемым в скважину; 2 - жидкость, находящаяся в скважине; 3 - пакер; 4 - цемент, доставленный в скважину



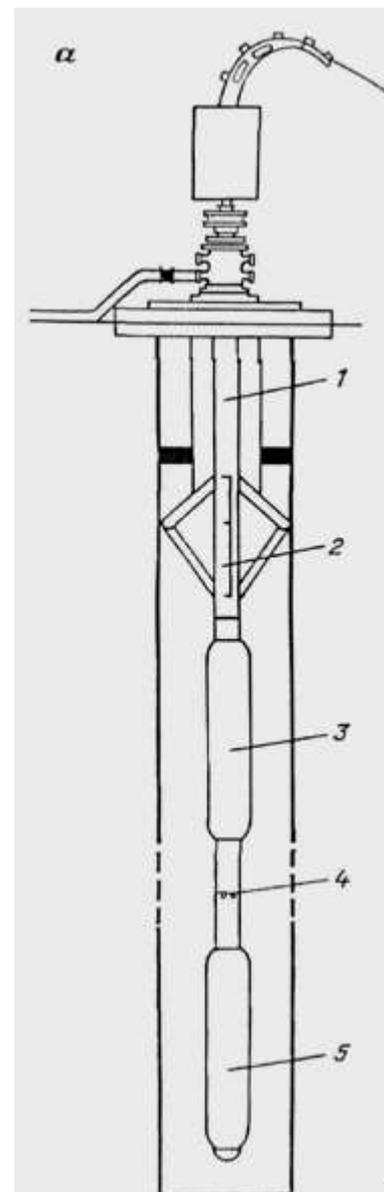


## Технологические операции с применением колонны гибких труб

### Селективное воздействие на пласт.

Объектом селективного воздействия на пласт являются либо **перфорационные отверстия**, расположенные на определенном уровне, либо **зона негерметичности эксплуатационной колонны**, через отверстия которой в скважину поступает вода. Подобное воздействие осуществляют при закачке цемента, поинтервальной кислотной обработке либо в других случаях, когда нужно обработать точно заданный интервал.

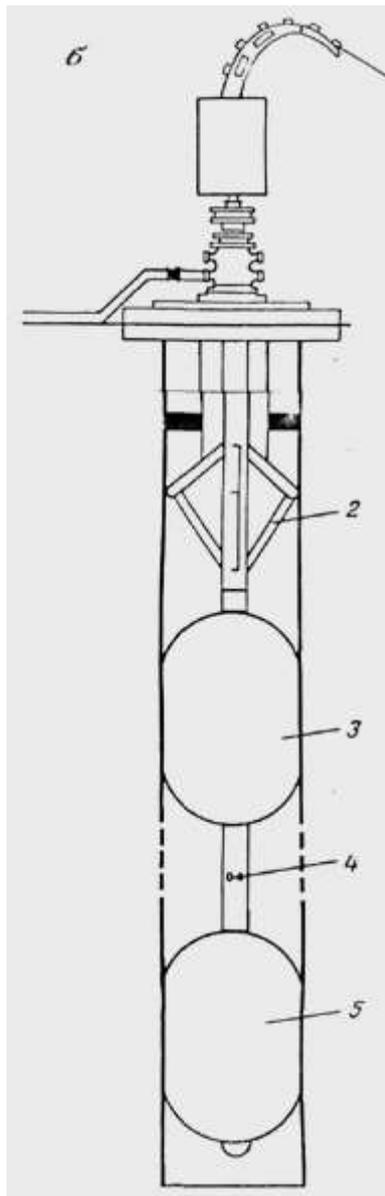
При проведении этих работ на колонне гибких труб спускают **сдвоенный пакер** и выше него на точно определенной высоте - **локатор**. После спуска пакера ниже расчетного уровня колонну гибких труб приподнимают до тех пор, пока локатор не зафиксирует ее требуемого положения.





## Технологические операции с применением колонны гибких труб

### Селективное воздействие на пласт.



Затем пакер приводится в рабочее положение и наружные поверхности камер плотно прижимаются к стенкам эксплуатационной колонны.

На следующем этапе работ открываются отверстия, через которые полость колонны гибких труб сообщается с пространством между пакерами. В него закачивается необходимая технологическая жидкость и при необходимости продавочная.

После выдержки скважины в течение необходимого времени давление уменьшается, пакер переводится в транспортное положение и извлекается на поверхность.



# Технологические операции с применением колонны гибких труб

## Селективное воздействие на пласт.

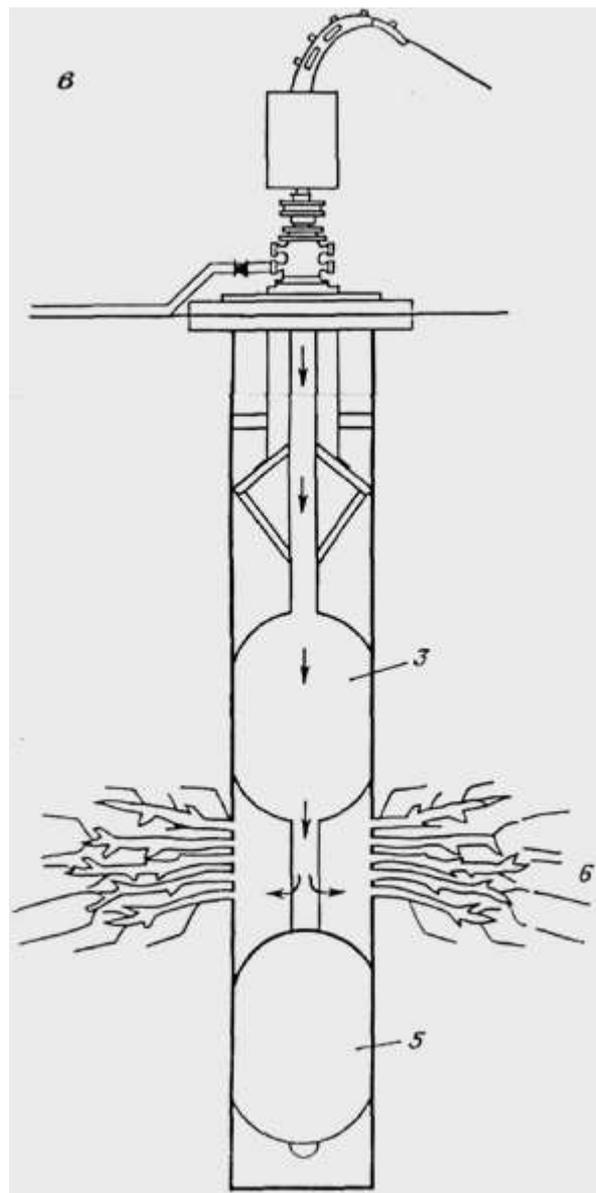


Схема внутрискважинного оборудования,

содержащего сдвоенный пакер

в транспортном (а) положении

рабочем (б) положении

при проведении процесса воздействия (в)

1 - колонна гибких труб;

2 - локатор, установленный на КГТ;

3 - верхний пакер;

4 - соединительный патрубок с отверстиями;

5 - нижний пакер;

6 - призабойная зона пласта, подвергаемая воздействию



## **Технологические операции с применением колонны гибких труб**

### **Кислотная обработка призабойной зоны пласта**

Кислотную обработку с использованием оборудования КГТ проводят в тех же целях, что и при традиционных технологиях: **главным образом для воздействия кислоты на карбонатные породы, слагающие продуктивный пласт, и увеличение его проницаемости.**

Наземный комплекс оборудования, помимо агрегата с КГТ и стандартного устьевого оборудования, должен содержать **агрегат для кислотной обработки скважин**, имеющий специализированный насос и емкость для запаса кислоты. В некоторых технологиях кислотной обработки предусмотрен подогрев кислоты.

В процессе выполнения данной операции КГТ при обеспечении непрерывной циркуляции воды спускают на глубину перфорации. На следующем этапе в скважину через КГТ закачивают расчетный объем кислоты, после чего ее продавливают в пласт. При закачке и продавке кислоты выкидная задвижка на арматуре колонны лифтовых труб закрыта. Это обеспечивает проникновение реагента через перфорационные отверстия в пласт.



# Технологические операции с применением колонны гибких труб

## Кислотная обработка призабойной зоны пласта

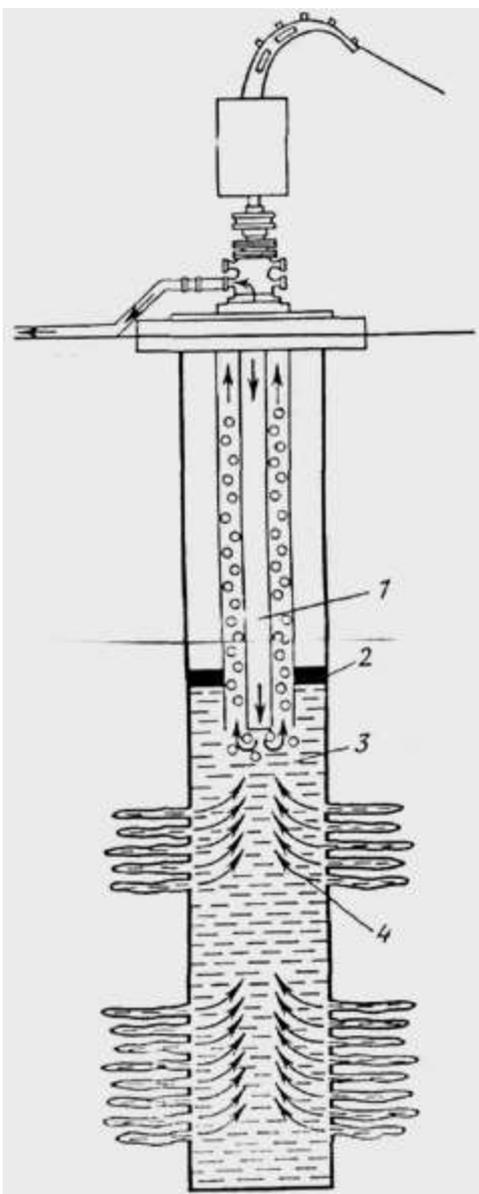


Схема внутрискважинного оборудования,  
применяемого при кислотной обработке  
скважин

Кислота:

1 - закачиваемая в КГТ,

3 – в полости скважины,

4 - продавленная в призабойную зону пласта;

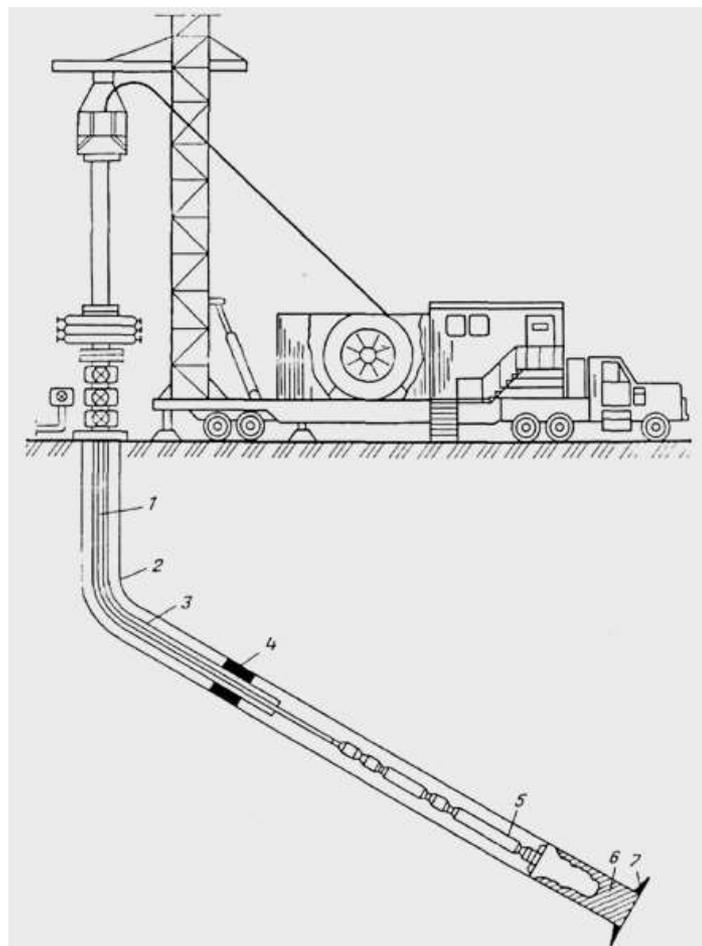
2 - пакер



# Технологические операции с применением колонны гибких труб

## Разбуривание полости скважины.

Эта группа операций отнесена к подземному ремонту, а не к бурению, поскольку речь идет не о разрушении породы, а удалении пробок, цементных отложений, цементных мостов и других образований в колоннах лифтовых труб или эксплуатационных.



Для удаления плотных пробок, образованных из песка, парафина и кристаллогидратов, а также цемента применяют технологии, основанные на их разбуривании.

### 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.



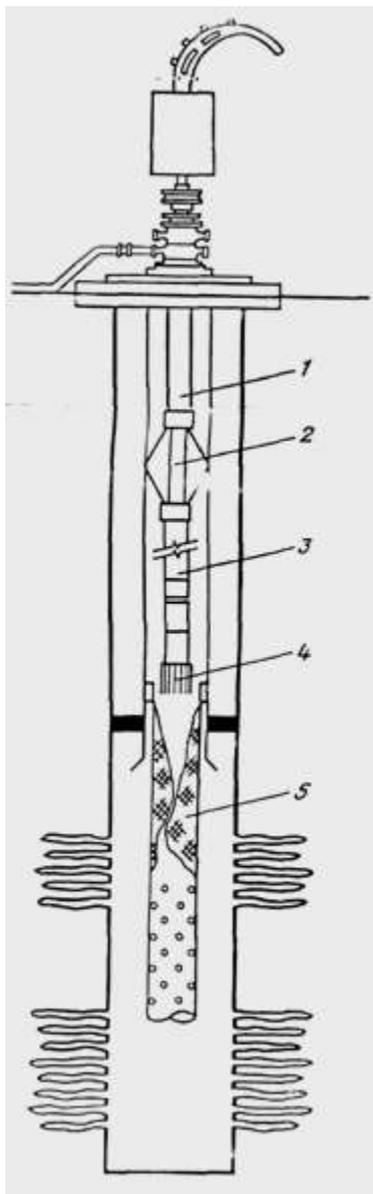
# Технологические операции с применением колонны гибких труб

## Разбуривание полости скважины.

**Схема для удаления пробок в колонне лифтовых труб** Последняя включает установленные на колонне гибких труб стабилизатор (он выполняет и функции центриатора), забойный двигатель и инструмент, разрушающий пробку. В качестве последнего обычно используют долота истирающего типа с алмазным или твердосплавным вооружением. Выбор именно этих – типов долот обусловлен особенностями режима работы забойного двигателя - большое число оборотов при малой осевой нагрузке.

### Схема внутрискважинного оборудования, применяемого при разбуривании пробок в полости лифтовых труб

- 1 - колонна гибких труб;
- 2 - стабилизатор (центриатор);
- 3 - забойный двигатель;
- 4 - породоразрушающий инструмент (долото истирающего типа);
- 5 - разрушаемая пробка (остатки цемента или плотная песчаная пробка).





## Разбуривание полости скважины.

Для разбуривания с целью снижения реактивного, момента применяют забойные двигатели с меньшим, чем для бурения на КГТ, крутящим моментом, поскольку для описываемых операций используют гибкие трубы диаметром **38** и **44** мм. Наиболее характерными являются следующие параметры двигателей:

Диаметр КГТ, мм	38	44
Крутящий момент, Нм	360	400-550
Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	250-580	330-340
Подача жидкости, л/с	2,5-2,7	4,4-6,9



## Разбуривание полости скважины.

При необходимости проведения бурения в эксплуатационной колонне используют тот же комплект наземного и внутрискважинного оборудования, с тем лишь отличием, что в качестве породоразрушающего инструмента применяют расширитель, ниже которого устанавливают долото малого диаметра («пилотная фреза»).

### Схема расположения оборудования для разбуривания

Колонны:

1-гибких труб,

2-эксплуатационная,

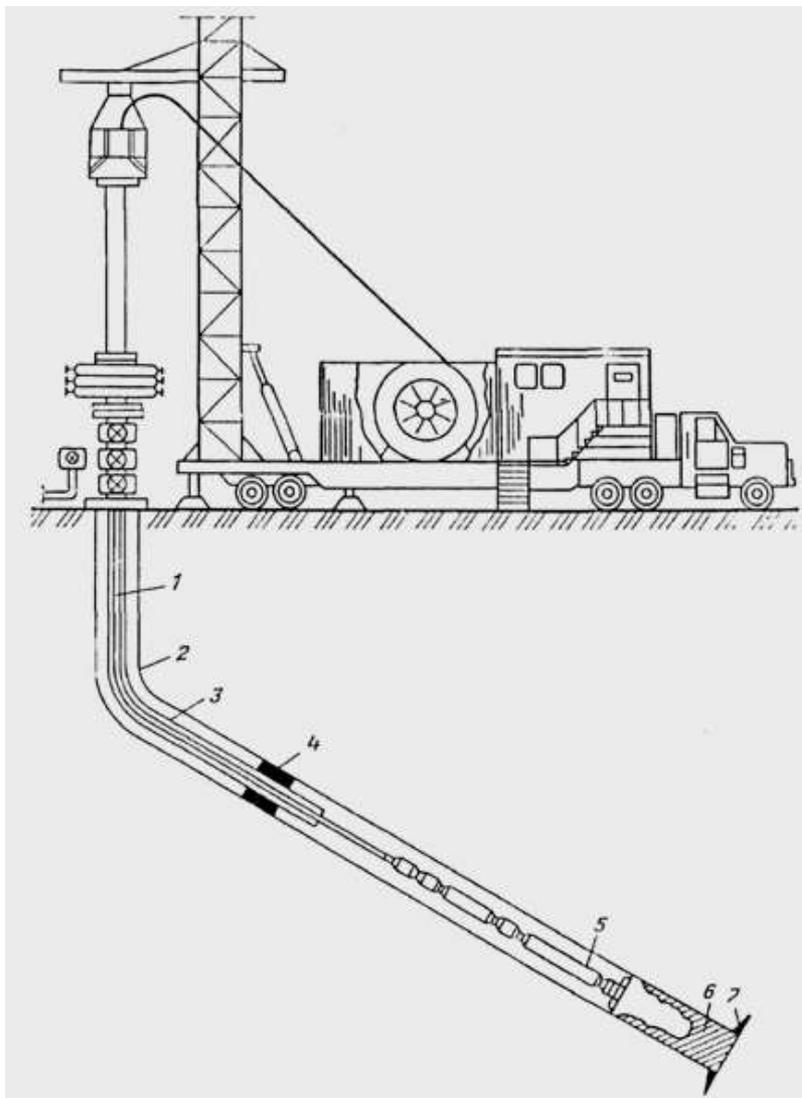
3-насосно-компрессорных труб;

4 - пакер;

5 - забойный двигатель с породоразрушающим инструментом;

6 - разрушаемая цементная или плотная песчаная пробка;

7- забой скважины.





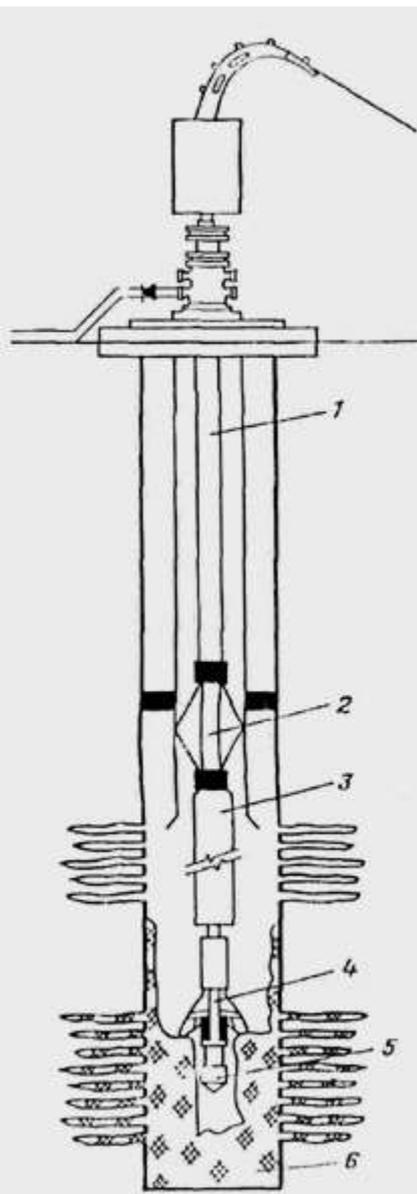
## Разбуривание полости скважины.

При выполнении операций на глубинах, удаленных от башмака колонны лифтовых труб, используют стабилизатор, обеспечивающий взаимодействие с большим, чем в предыдущем варианте компоновки, диаметром труб.

Одним из распространенных видов работ является расширение ствола скважины. Работы подобного типа выполняют при необходимости удаления цементного камня, оставшегося после цементировки перфорационных отверстий, цементных мостов, остатков цемента, который успел затвердеть до того, как раствор был вымыт из полости труб. Достаточно эффективна операция по расширению ствола с целью удаления плотных песчаных пробок.

### Схема внутрискважинного оборудования, применяемого при работе с расширителем

- 1 - колонна гибких труб;
- 2 - стабилизатор (центратор);
- 3 - забойный двигатель;
- 4 - расширитель;
- 5 - направляющее (пилотное) долото;
- 6 - разрушаемая пробка





## Каротажные работы

Для выполнения каротажных исследований обычно используют трубы диаметром **33 мм**, внутри которых заранее размещают многожильный каротажный кабель.

Для соединения каротажных приборов с КГТ применяют специальный **переходный узел с циркуляционными отверстиями срабатывающими при определенной величине давления**, шлипсы для удержания кабеля и специальный разъем для присоединения кабеля к инструменту.

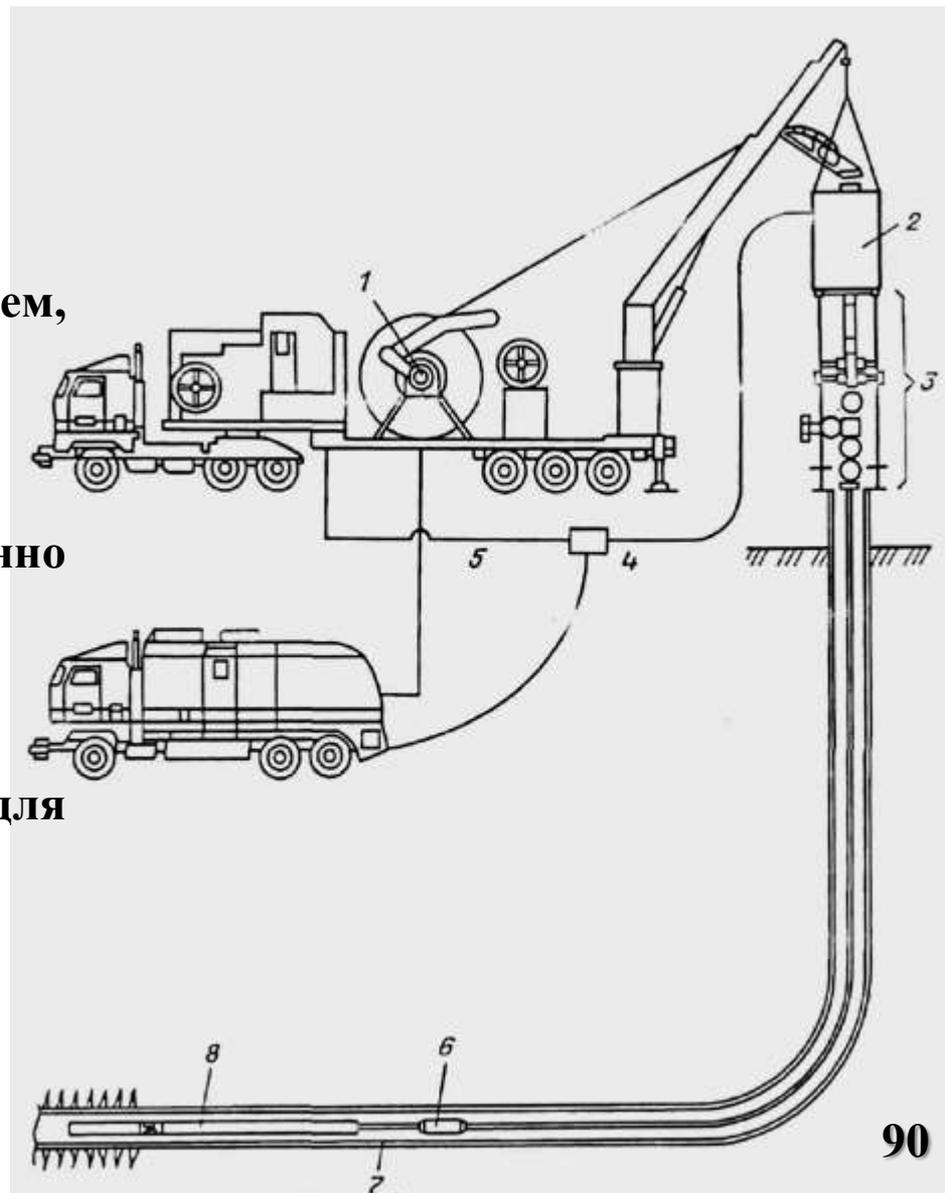


# Технологические операции с применением колонны гибких труб

## Каротажные работы.

### Оборудование, применяемое при каротажных работах

- 1 - токосъемник для соединения с кабелем, расположенным внутри КГТ;
- 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.





# Технологические операции с применением колонны гибких труб

## Ловильные работы.

К **недостаткам** технологии с использованием КГТ по сравнению с технологией, реализуемой агрегатами капитального ремонта скважин, относятся **невозможность вращения колонны**, а также **меньшие развиваемые усилия**, чем традиционными конструкциями. Так, при использовании КГТ диаметром **44 мм** с толщиной стенки **3,2 мм** предельное усилие составляет лишь около **170 кН**. Использование КГТ требует применения специальных инструментов, спроектированных с учетом перечисленных особенностей работы с колонной. В настоящее время достаточно широко используют следующие инструменты.

### Соединитель

Он необходим для крепления инструмента к колонне гибких труб. Необходимость применения специального соединителя обусловлена невозможностью нарезки на гибких трубах резьбы для передачи усилий. Поэтому использовать резьбовые соединения, подобные применяемым при работе с НКТ, нельзя. В основном используют клиновые конструкции.

### Обратный клапан

Он нужен для исключения противотока жидкости из полости скважины в КГТ. Особенностью конструкции обратного клапана является то, что он должен обеспечивать пропуск шаров, приводящих в действие гидравлические устройства, например, разъединитель.



## Ловильные работы.

### Ловильный инструмент

Спускаемый на КГТ инструмент имеет конструкцию, схожую с известными, и включает ту же номенклатуру фрезеры, крюки, овершоты, захваты и т.п.

**Овершот** требуется для захвата извлекаемых предметов за наружную поверхность. К этому же классу инструментов относятся спираи, обеспечивающие захват за внутреннюю поверхность. Оба типа инструментов должны иметь гидравлический привод, нужный для освобождения предмета в том случае, если его извлечение на КГТ невозможно.

### Гидравлический разъединитель

Это устройство обеспечивает отделение спущенного инструмента от КГТ. В настоящее время существуют разъединители, не подверженные влиянию ударных нагрузок, имеющих место при выполнении ловильных работ. Основной конструктивный принцип подобных устройств - наличие срезных шпилек.

Конструкции разъединителей позволяют устанавливать их и выше, и ниже забойных двигателей. В последнем случае они размещаются между двигателем и овершотом. Срабатывание разъединителя происходит при срезании шпилек нормированным усилием, направленным вверх.



# Технологические операции с применением колонны гибких труб

## Ловильные работы.

### Шарнирные отклонители и кривые переводники

Если в скважине извлекаемые предметы малых размеров располагаются не на ее оси, то данные устройства обеспечивают возможность их захвата независимо от места расположения на забое.

### Гидравлические генераторы

Инструмент обеспечивает положение и самого себя, и соединенных с ним устройств по оси скважины.

Разнообразие условий выполнения ловильных работ предопределяет и соответствующие им компоновки инструментов, спускаемых на КГТ.

### Гидравлический ясс

Поскольку использование механических яссов при работе с колонной гибких труб практически невозможно, применяют конструкции, основанные только на гидравлическом принципе действия.

### Ускоритель

Это устройство используют совместно с гидравлическим яссом, с его помощью увеличивают усилия, создаваемые при ударе.

### Забойный двигатель

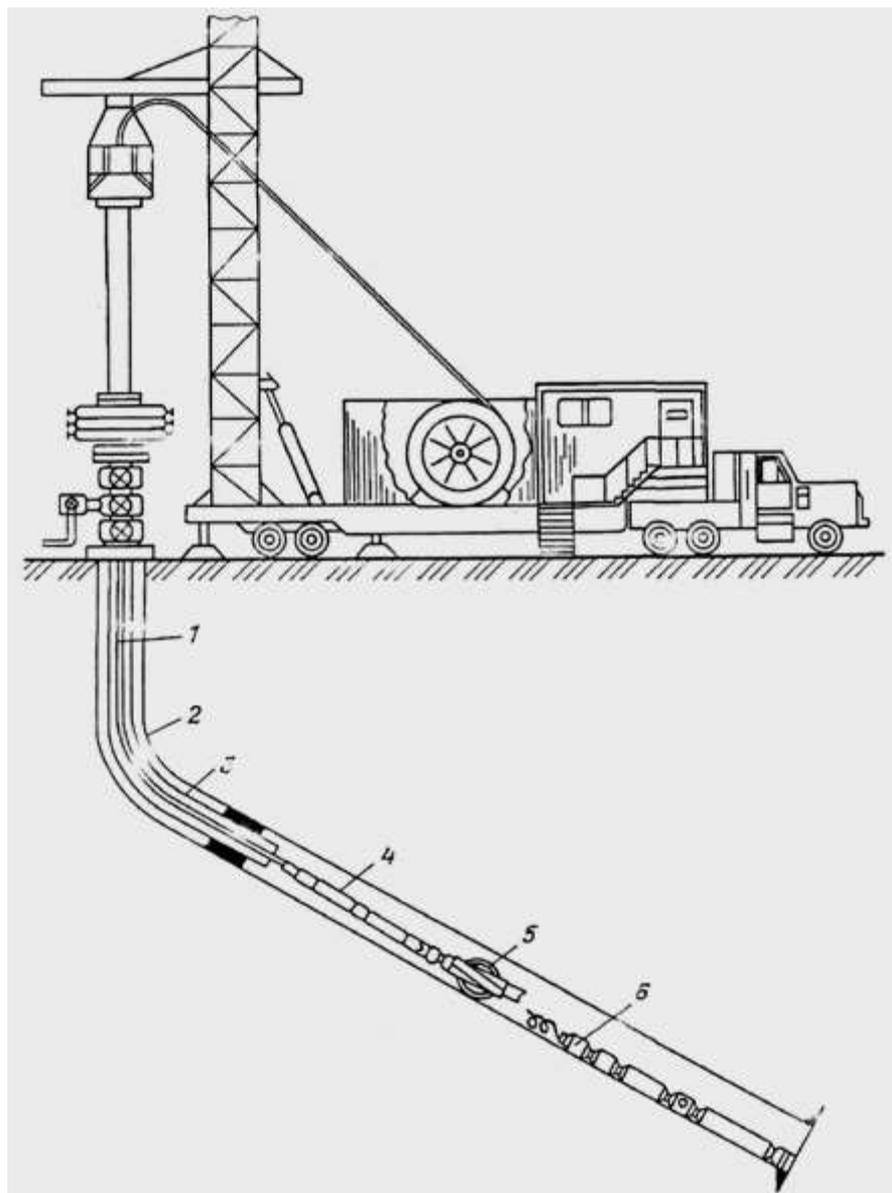
Необходимость вращения инструмента при выполнении ловильных работ встречается достаточно часто.

Без него нельзя обойтись во время работ в скважинах диаметром более 150 мм. Поскольку для проведения рассматриваемых операций не требуется наличия высокого крутящего момента, как, например, при бурении, то становится возможным применять винтовые двигатели уменьшенной длины.



# Технологические операции с применением колонны гибких труб

## 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**



## Технологические операции с применением колонны гибких труб

### Ловильные работы.

При проведении ловильных работ сначала тщательно **контролируют состояние всех элементов компоновки и герметичность соединений.**

Такие устройства, как **гидравлически освобождающиеся овершоты и двигатели**, должны быть испытаны, а также **получены фактические значения давлений и расходов**, при которых они срабатывают.

В процессе проведения ловильных работ необходимо следить за состоянием участков колонны труб, которые многократно деформируются при прохождении направляющей и намотке на барабан.

В зависимости от состояния КГТ и степени ее усталости через **20-50 попыток** захвата следует поднять колонну, отрезать **25-30 м** трубы и только после этого продолжать работу. Подобная операция позволяет переместить участок труб, ослабленных при выполнении ловильных операций.



# **Возможные осложнения при работе с КГТ**

## **Прихваты. Причины.**

- **Песок, или другой пластовый материал может спрессоваться вокруг ГНКТ, особенно во время вымыва песка, гидравлическом компрессировании, или других операций по очистке скважины.**
- **ГНКТ может выйти через разорванную колонну НКТ и намотаться вокруг НКТ**
- **ГНКТ может застрять в НКТ с большим углом отклонения и сильно искривленных НКТ.**
- **Металлические обломки в скважине (разбуренный пакер), могут стать причиной прихвата ГНКТ, особенно, если оборудование большого диаметра применяется в компоновке погружного оборудования.**



# **Возможные осложнения при работе с КГТ**

## **Уход КГТ.**

**Если сила сцепления между зажимными блоками и трубой недостаточна, то труба начинает проскальзывать и может упасть вниз.**

**В инжекторе ГНКТ применяются зажимные блоки непрерывной цепи вместе с системой прижима цепи для контроля движения ГНКТ. Две зубчатые шестерни, приводимые в движение гидравлическим двигателем, управляют цепями, спускающими и поднимающими ГНКТ из скважины. Инжектор оборудован аккумулятором гидравлического управления зажимных блоков на случай аварии основной силовой установки. Приводная система оборудована аварийными тормозами для блокировки приводных зубчатых шестерней в случае потери гидравлического давления. Противовесовые клапана системы гидравлического двигателя закрываются для удерживания гидравлического масла в двигателях в случае потери гидравлического давления. УГУ также может удерживать ГНКТ.**

**Также можно задействовать клиновые плашки блока превенторов для контроля движения ГНКТ.**

**Спасибо за внимание!!!**