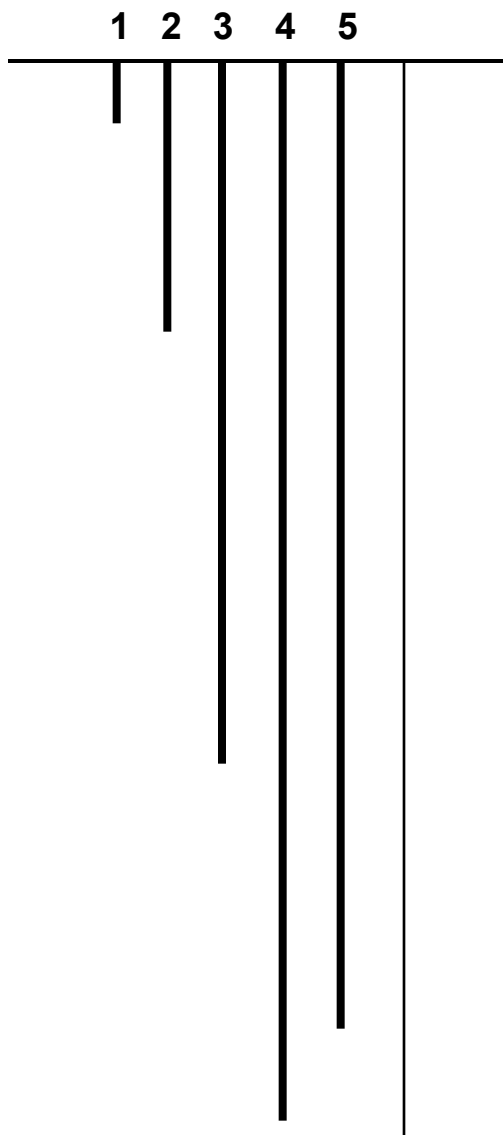


Конструкция газовых скважин ОНГКМ



Обозначение

1. Направление (\varnothing 426 мм, глубина 20-30 м)

Предохранение от размыва буровым раствором верхних рыхлых пород вблизи устья скважины в процессе бурения.

2. Кондуктор (\varnothing 324 мм, глубина 50-500 м)

Перекрытие зон обвалообразований и поглощений в трещиноватых и кавернозных пластах.

3. Техническая колонна (\varnothing 245 мм, глубина 900-1500 м)

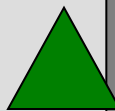
Предотвращение поглощения раствора продуктивными пластами, поступления газа и жидкости.

4. Эксплуатационная колонна (\varnothing 127-177,8 мм, глубина 1800-1900 м)

Разобшение продуктивных и непродуктивных пластов, размещение оборудования ствола скважины, проведение ремонтных, исследовательских работ.

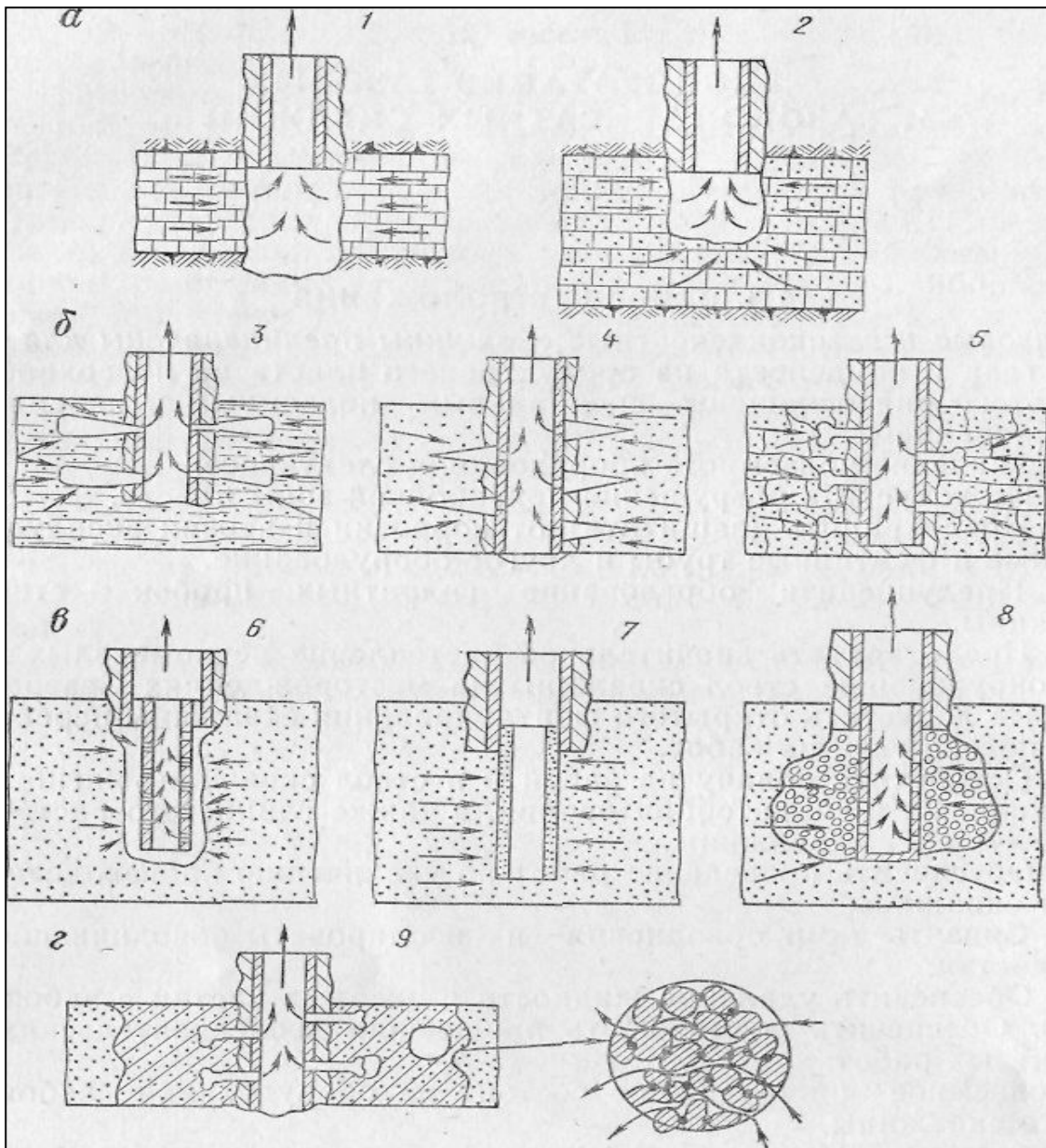
5. НКТ (\varnothing 60,3-114,3 мм, глубина 1600-1800 м)

Эксплуатация скважины.



СХЕМА

оборудования забоев газовых и газоконденсатных скважин



а – открытый забой:

1-совершенная по степени и характеру вскрытия;
2-несовершенная по степени вскрытия.

б – перфорированный забой:

3-пескоструйная;
4-кумулятивная;
5-пулевая.

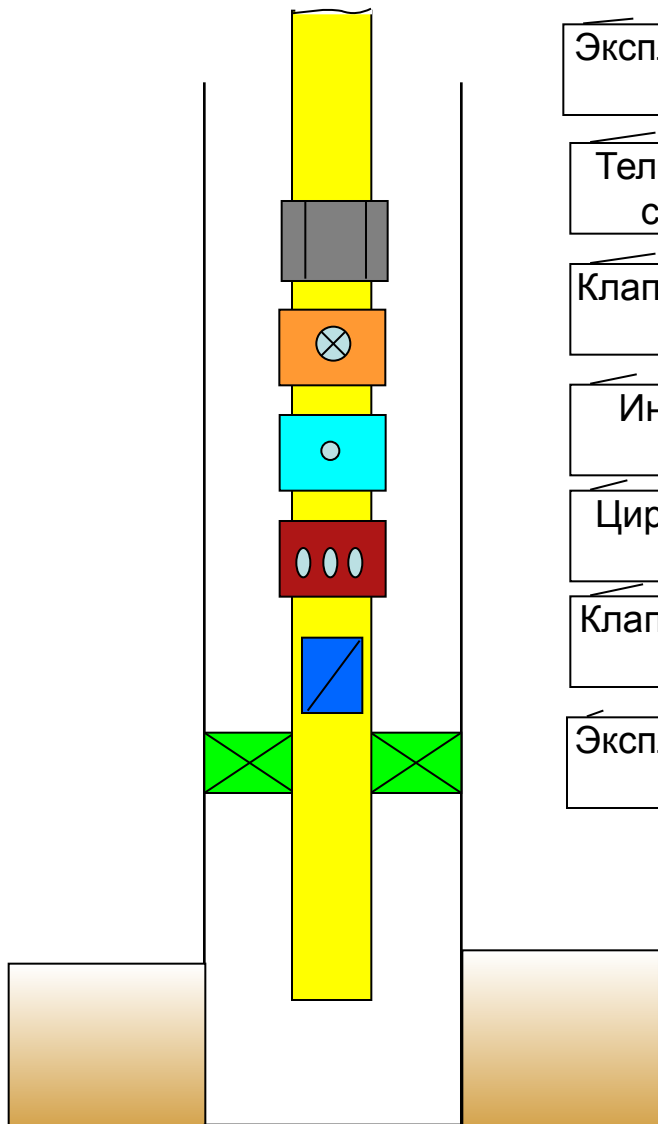
в – забой оборудованный фильтром:

6-щелевым;
7-металлокерамическим;
8-гравийным.

г – забой укреплен смолами.

3, 6, 7, 8 – скважины несовершенные по степени и характеру вскрытия;
4, 5, 9 – скважины несовершенные по характеру вскрытия.

Принципиальная схема оборудования ствола скважины



НКТ

Эксплуатационная колонна

Телескопическое соединение

Клапан аварийного глушения

Ингибиторный клапан

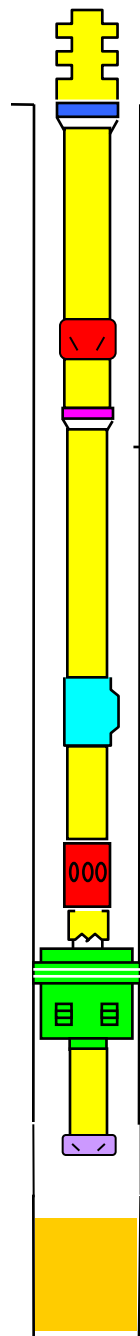
Циркуляционный клапан

Клапан-отсекатель

Эксплуатационный пакер

Пласт

Схема компоновки ПО скважины № 3024



переводник 4 1/2" x 3 1/2" VAM

э/колонна 5 1/2" x 7.72мм

НКТ 3 1/2" VAM

ниппель КО "Бейкер" тип "BFX" 3 1/2" x 2.81"

НКТ 3 1/2" VAM 1шт

переводник 3 1/2" x 2 3/8" VAM

НКТ 2 3/8" x 4.83мм VAM

ОИК 2 3/8" VAM "Бейкер"

НКТ 2 3/8" VAM 1шт

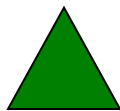
ЦК "Bakker" типа "L" 2 3/8" x 1.81" VAM

пакер "Bakker" DAB 45 A4 5 1/2" x 2 3/8" VAM

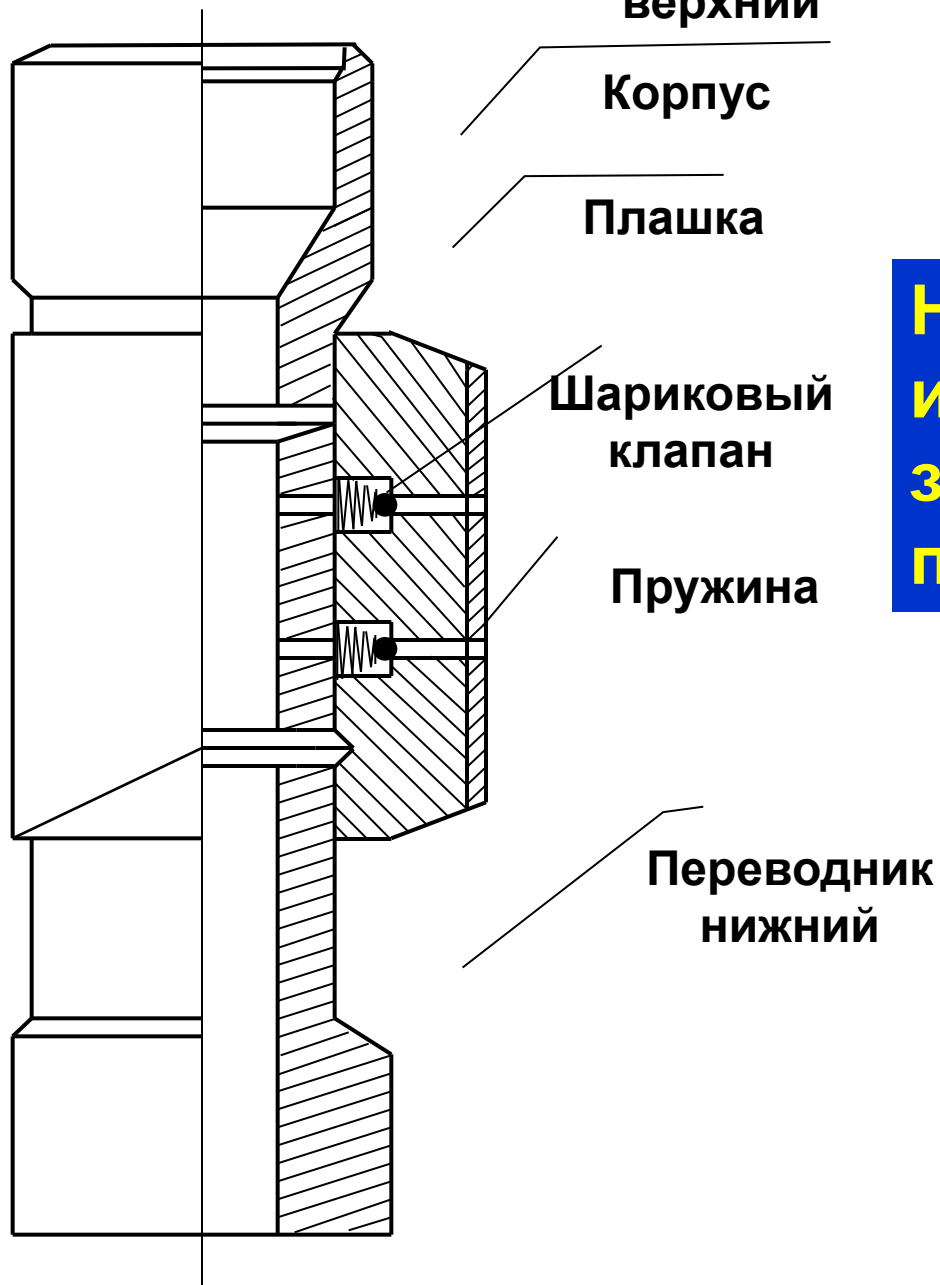
хвостовик 2 3/8" VAM

направляющая воронка 2 3/8"

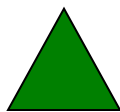
искусственный забой-1684м



Ингибиторный клапан

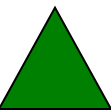
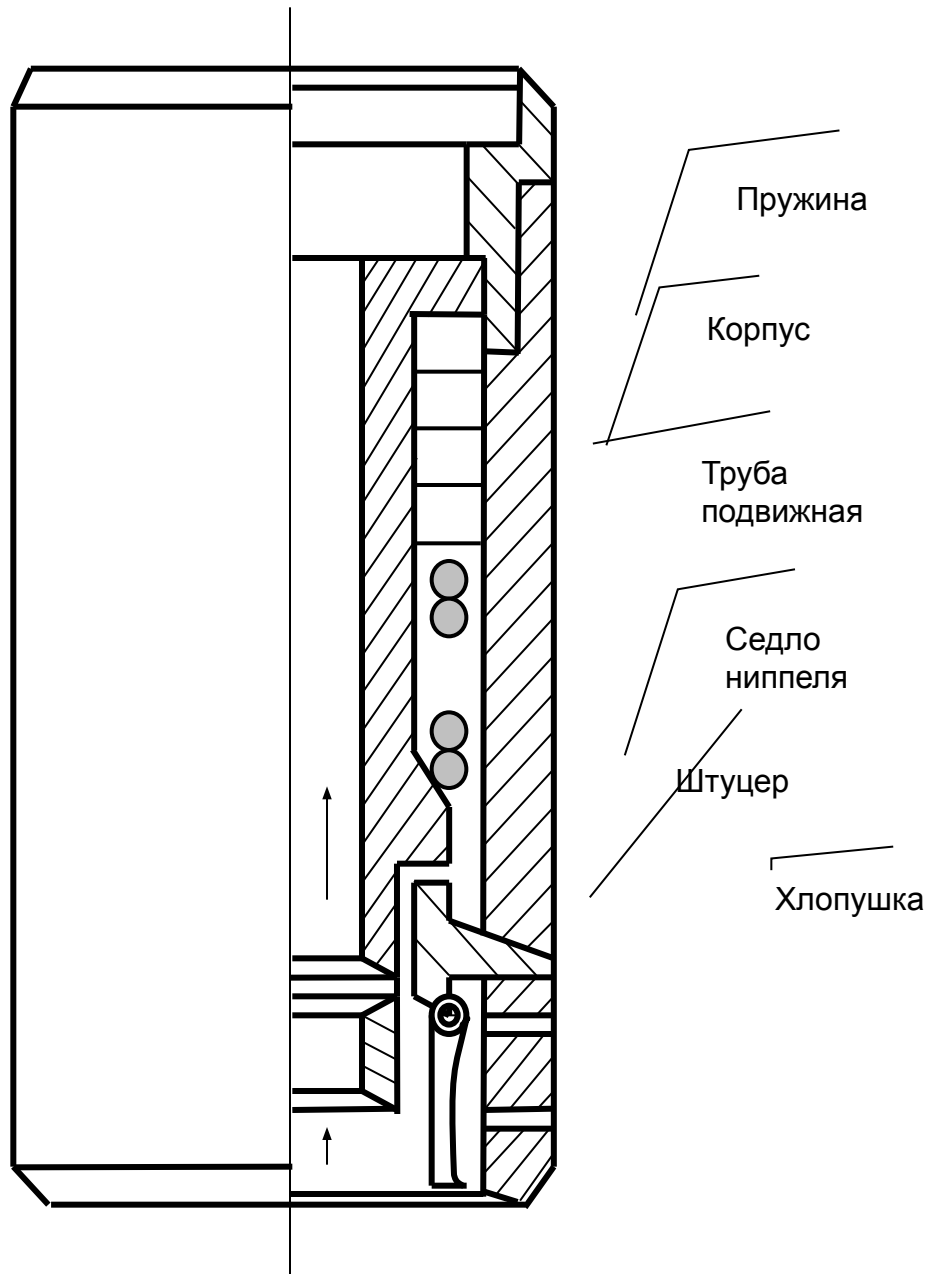


Назначение – подача ингибитора (КИГиК) из затрубного пространства в НКТ

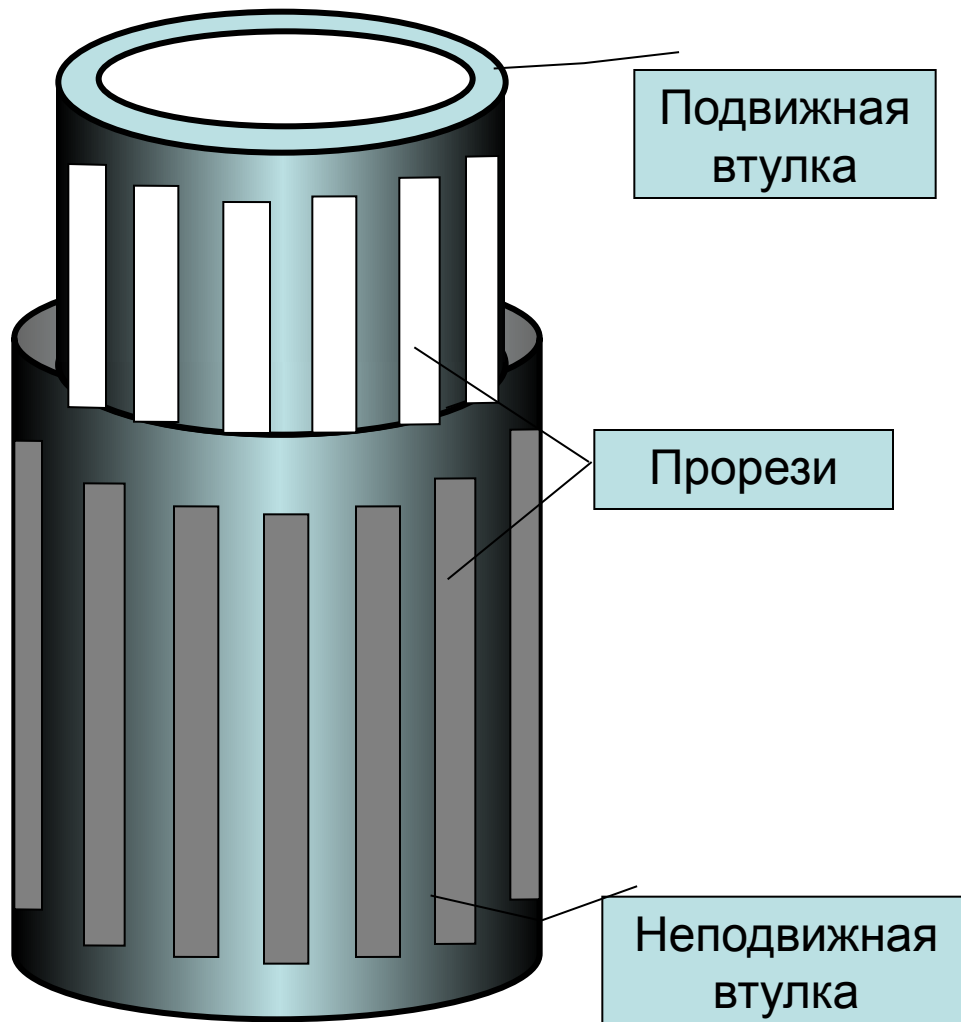


Клапан-отсекатель

**Назначение –
перекрытие НКТ
при аварийном
фонтанировании
скважины**



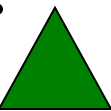
Циркуляционный клапан



Состоит из неподвижной и подвижной втулки с прорезями.

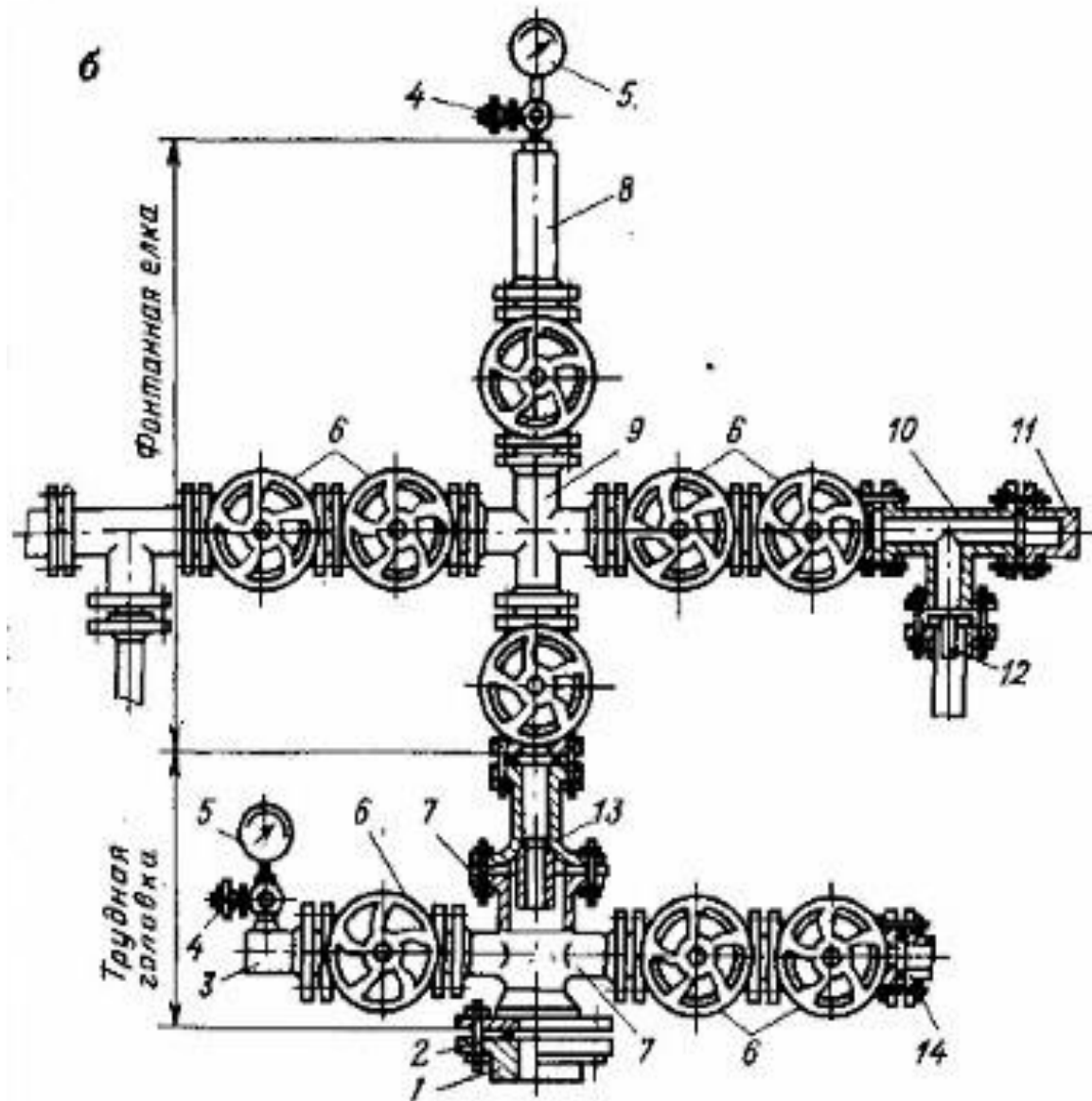
В рабочем состоянии прорези не совпадают, клапан закрыт, втулки удерживаются фиксатором.

Открывается и закрывается Ц.К. при помощи ударника-толкателя, спускаемого в скважину на проволоке.



Фонтанная елка с крестовой арматурой

- 1 - фланец
- 2 - уплотнитель
- 3, 8, 11 - буферы
- 4 - вентиль
- 5 - манометр
- 6 - задвижка
- 7, 9 - крестовины
- 10 - тройник
- 12 - штуцер
- 13 - катушка
- 14 - фланец



Фонтанная елка с тройниковой арматурой

- 1, 11 - фланцы
- 2, 9 - буферы
- 3 - вентиль
- 4 - манометр
- 5 - задвижка
- 6 - крестовина
- 7, 10 - катушки
- 8 - тройник
- 12 - штуцер

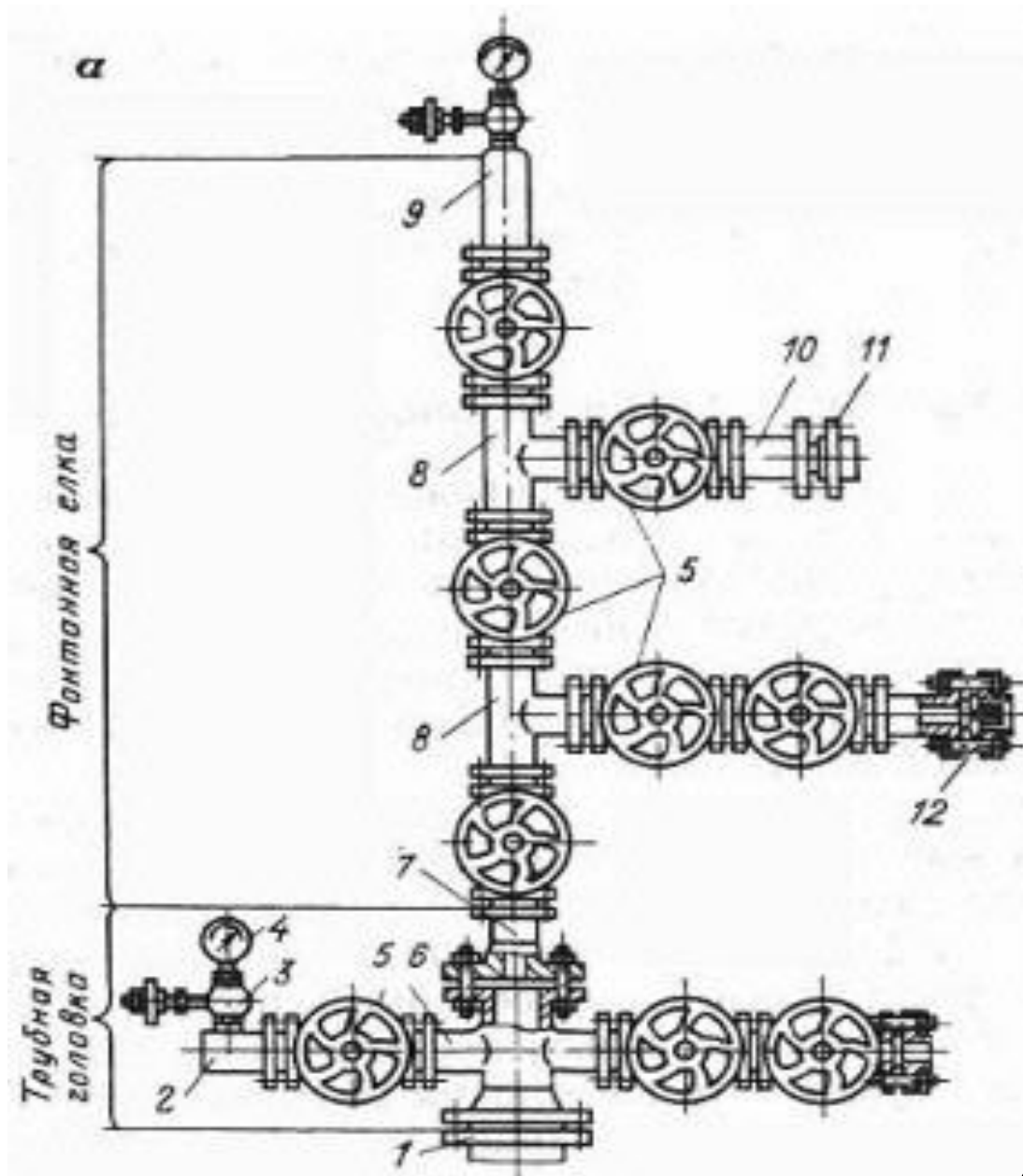
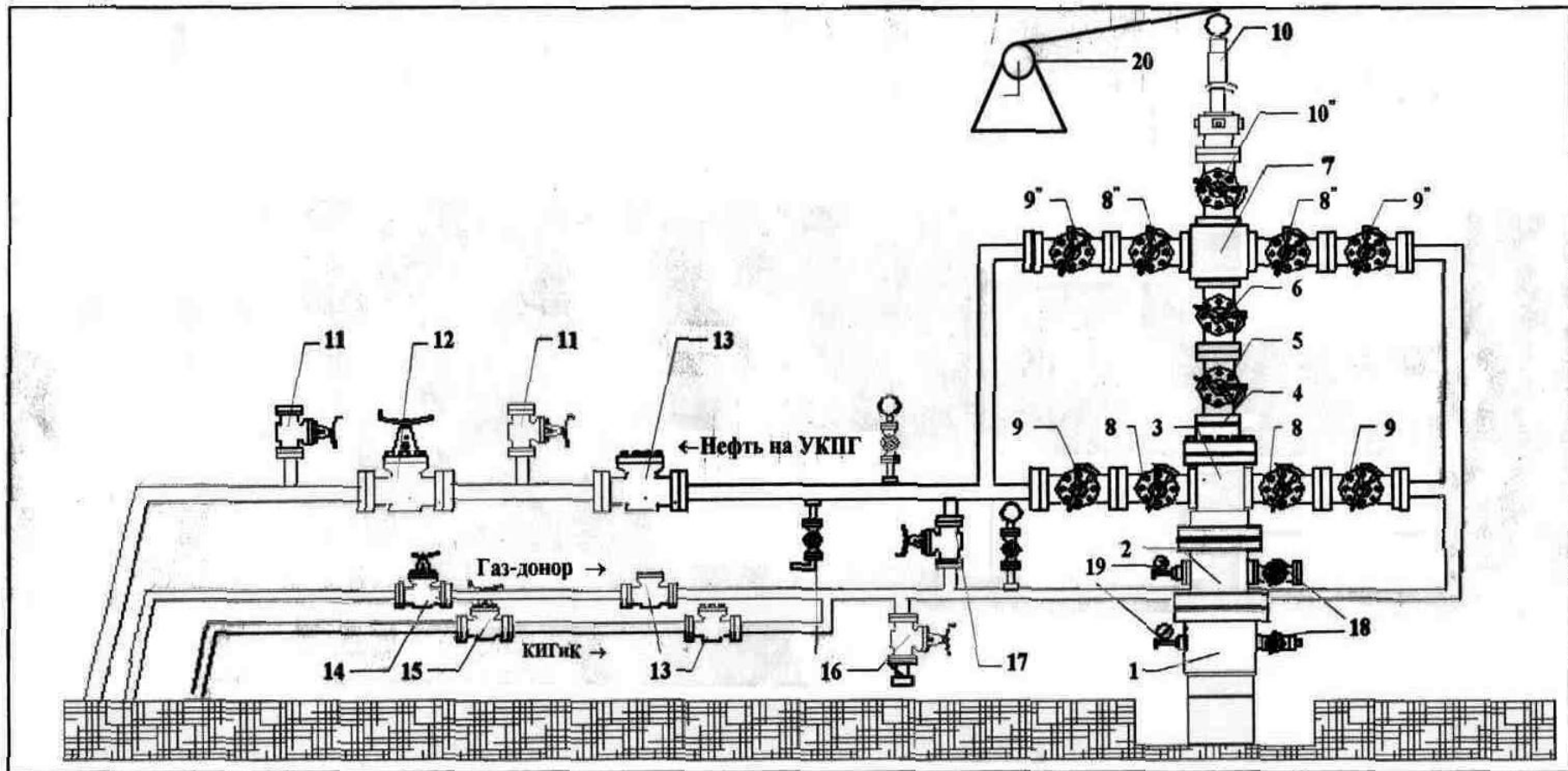


Схема обвязки устья нефтяных скважин ОНГКМ



1 – колонный фланец
2 – колонная головка
задвижка
3 – трубная головка
4 – адаптер
5 – коренная задвижка
проволоккой для

6 – центральная задвижка
7 – фонтанная крестовина
8 – резервная боковая
9 – рабочая боковая
10 – лубрикатор

11 – задвижка для АЗ-30
12 – отсекающая задвижка
13 – обратный клапан
14 – отсекающая задвижка
15 – отсекающая задвижка

16 – дренажная задвижка
17 – перепускная
18 – задвижка
19 – манометр
20 – барабан с

спуска-подъёма скребков

Принципиальная схема газлифта

Подача газлифтного газа

Вытеснение нефти из затрубья в НКТ и частично в пласт, подъем уровня нефти в НКТ

Прорыв газа в НКТ. Пусковое давление – давление, при котором газ прорывается в НКТ. Снижение плотности нефти в НКТ, снижение P_z , приток нефти из пласта.

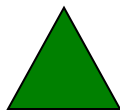
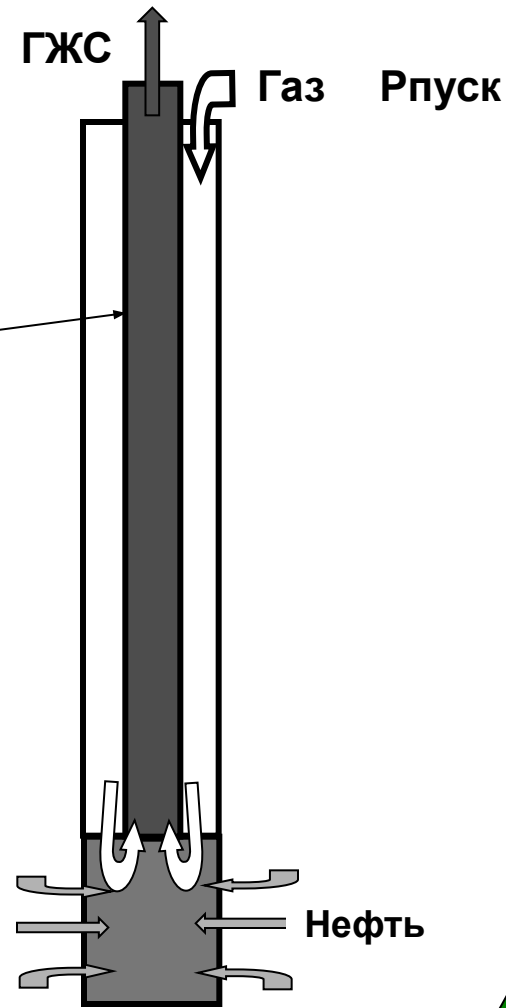
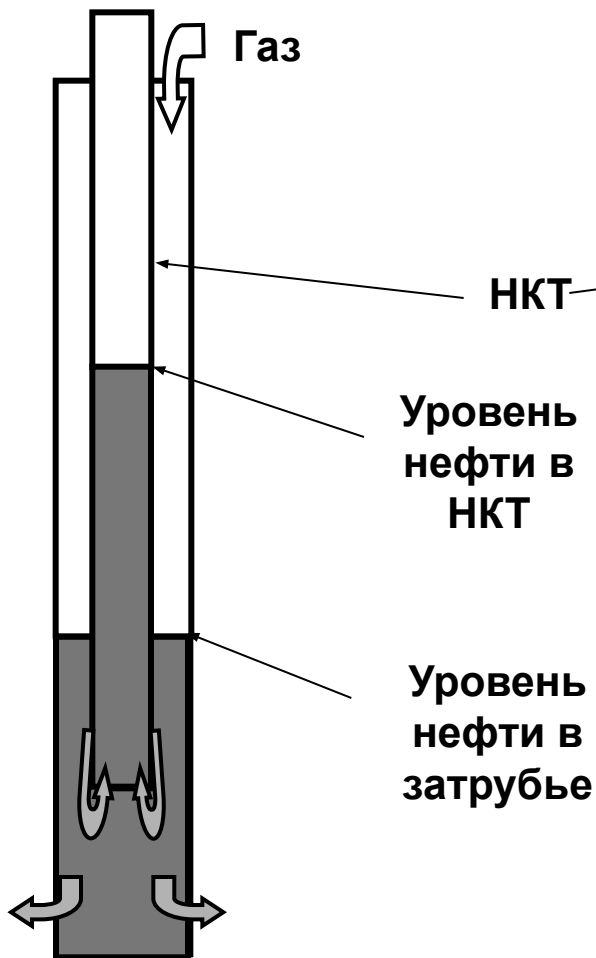
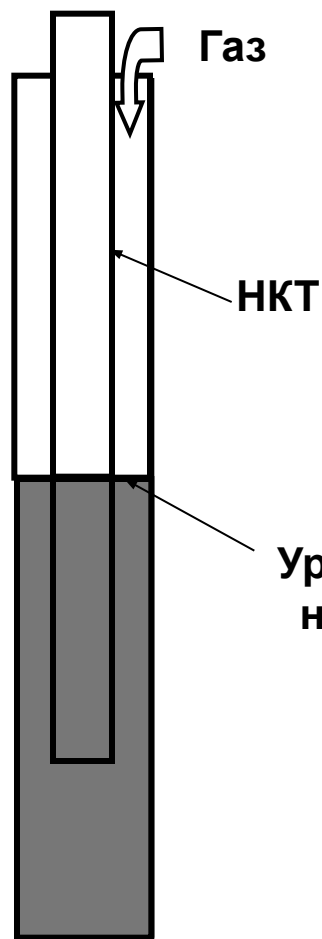
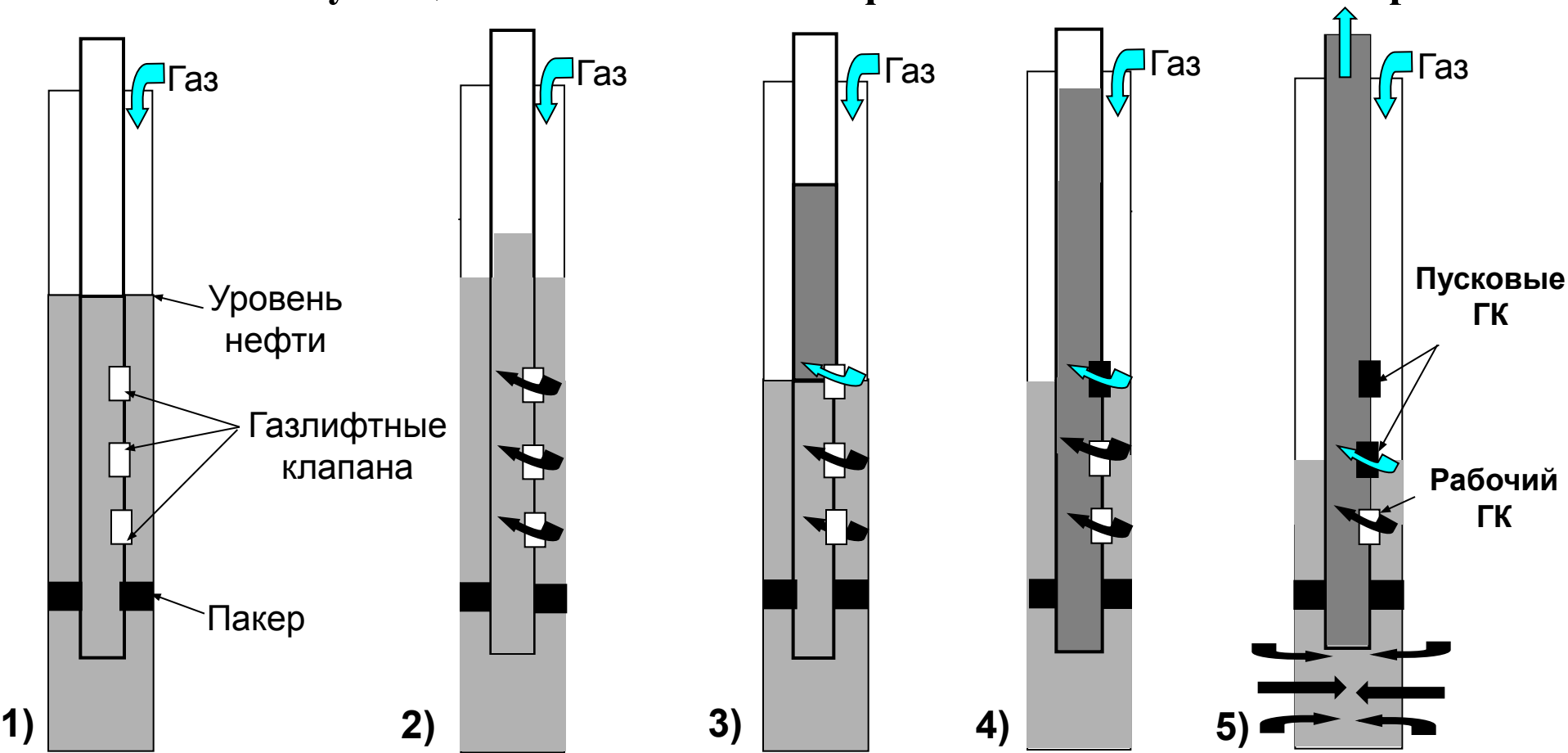


Схема эксплуатации скважины с газлифтными клапанами и пакером



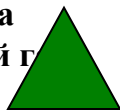
1. Поддача газлифтного газа

2. Поддача газлифтного газа, вытеснение нефти из затрубья в НКТ

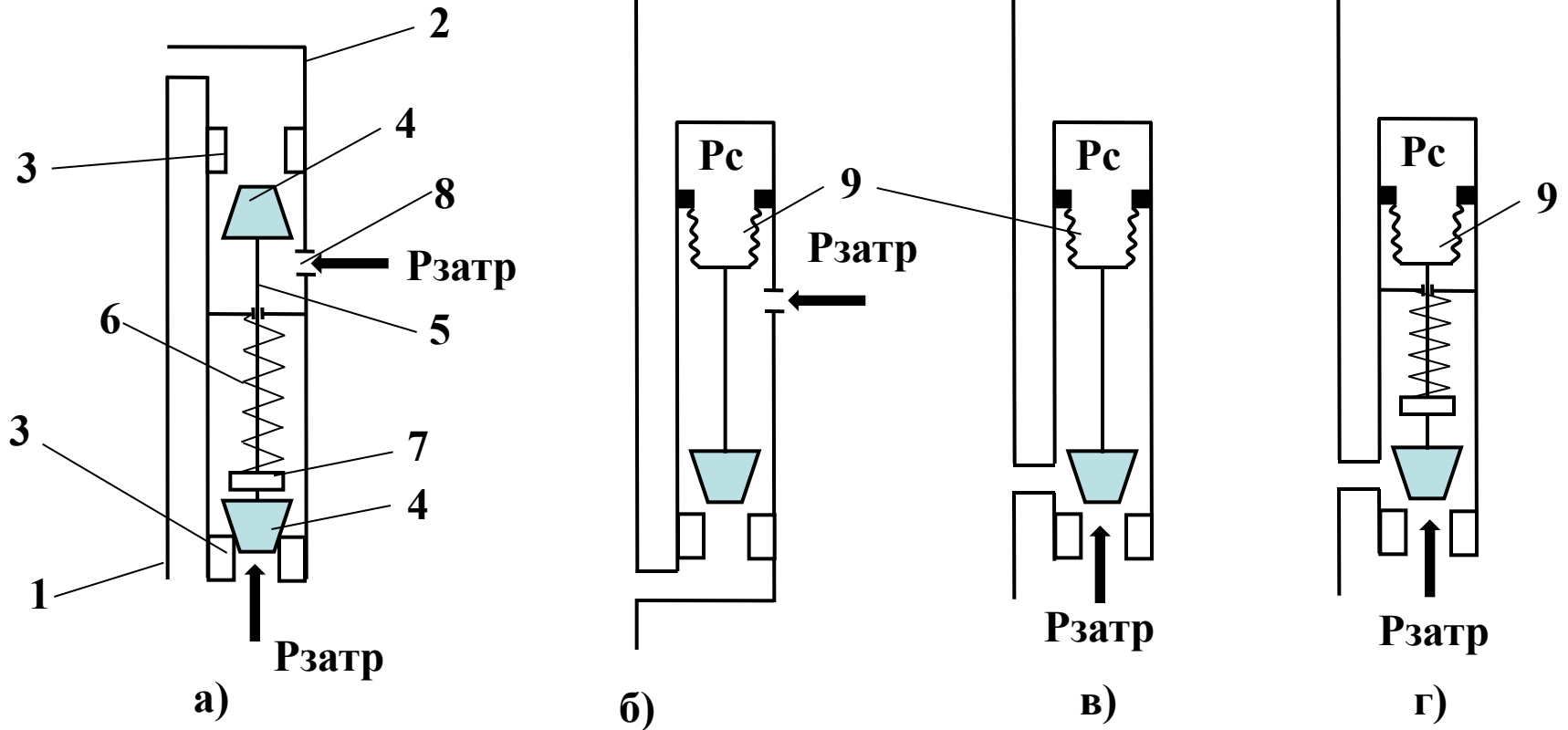
3. Поступление газа через первый ГК, газирование и снижение плотности части столба нефти, снижение противодавления на забой

4. Поступление газа во второй ГК, первый ГК закрывается, газирование и снижение плотности большего столба нефти, дальнейшее снижение противодавления на забой,

5. Поступление газа в третий ГК, второй ГК закрывается, газирование и снижение плотности большего столба нефти, дальнейшее снижение противодавления на забой, скважина работает на газлифте с постоянной подачей газа через нижний ГК (рабочий)



Принципиальные схемы газлифтных клапанов

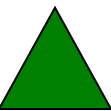


а) – пружинный и б) – сильфонный, срабатывающие от давления в затрубе;
в) - сильфонный, срабатывающий от давления в НКТ; г) - комбинированный

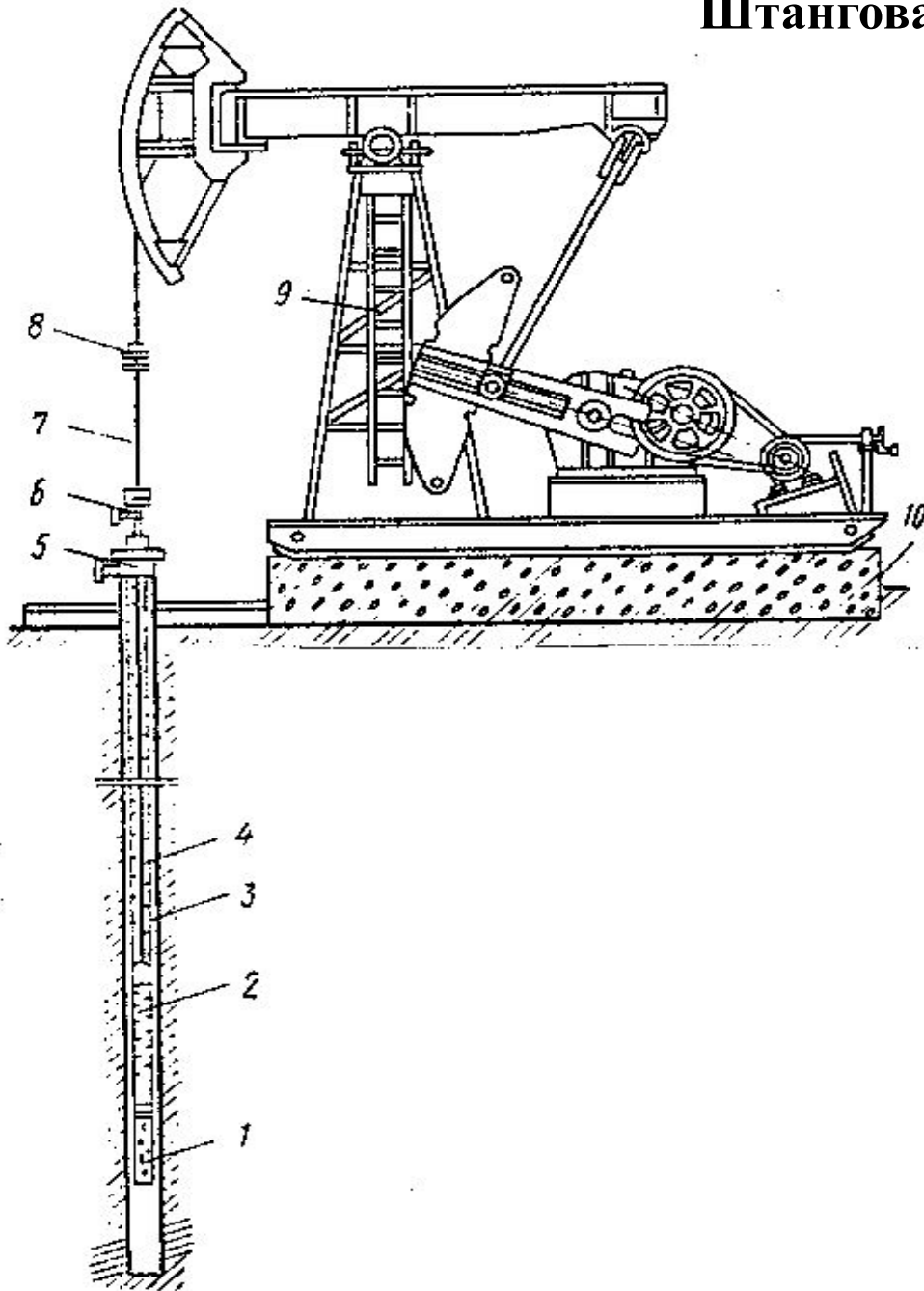
1. Внешняя сторона НКТ; 2. Корпус клапана; 3. Седла клапанов;

4. Клапаны; 5. Шток; 6. Пружина; 7. Регулировочная гайка;

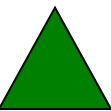
8. Отверстие; 9. Сильфон



Штанговая глубинная насосная установка

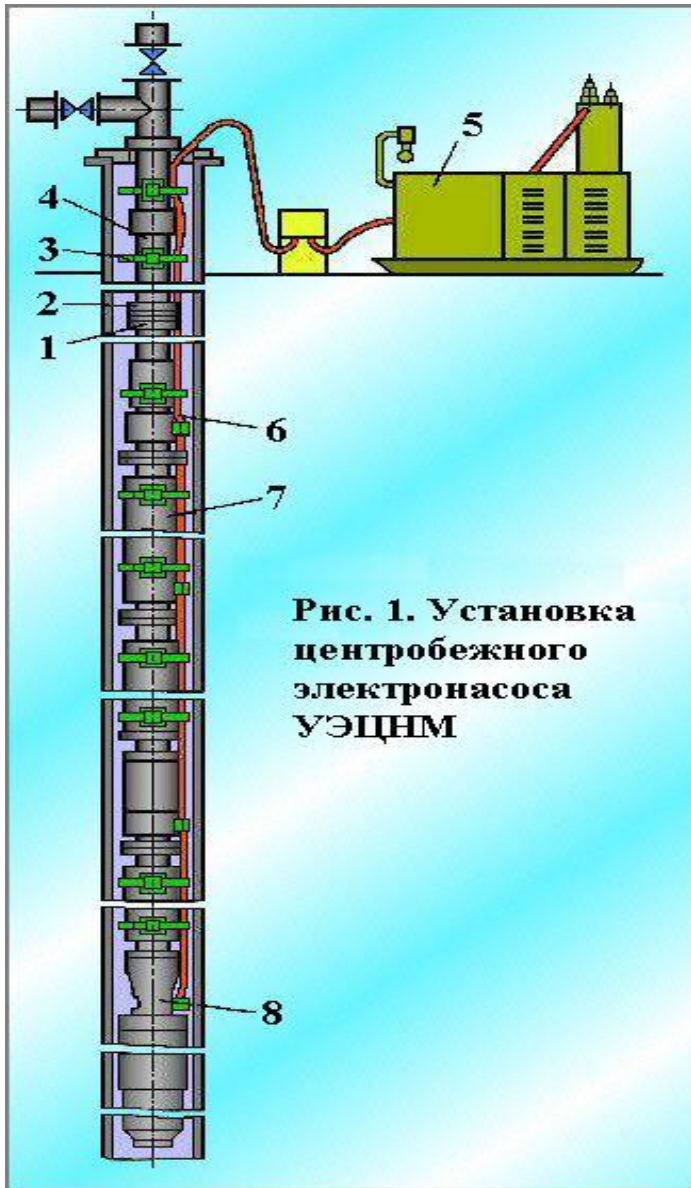


1. Газовый или песочный фильтр
2. Скважинный насос вставного или невставного типа
3. НКТ
4. Насосные штанги
5. Тройник
6. Сальниковое уплотнение
7. Сальниковый шток
8. Планшайба
9. Станок качалка
10. Фундамент



Компоновка УЭЦН

В скважине



В комплект установки УЭЦНМ входят:

- **погружной насосный агрегат;**
- **кабельная линия в сборе 6;**
- **наземное электрооборудование 5** - трансформаторная комплектная подстанция (индивидуальная КТПШН или кустовая КТПШНКС);
- монтажа на скважине.

Вместо подстанции можно использовать трансформатор и комплектное устройство.

Насосный агрегат состоит из:

- погружного центробежного насоса 7
- двигателя 8 (электродвигатель с гидрозащитой).

Насосный агрегат спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб 4.

Кабель, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами 3, входящими в состав насоса.

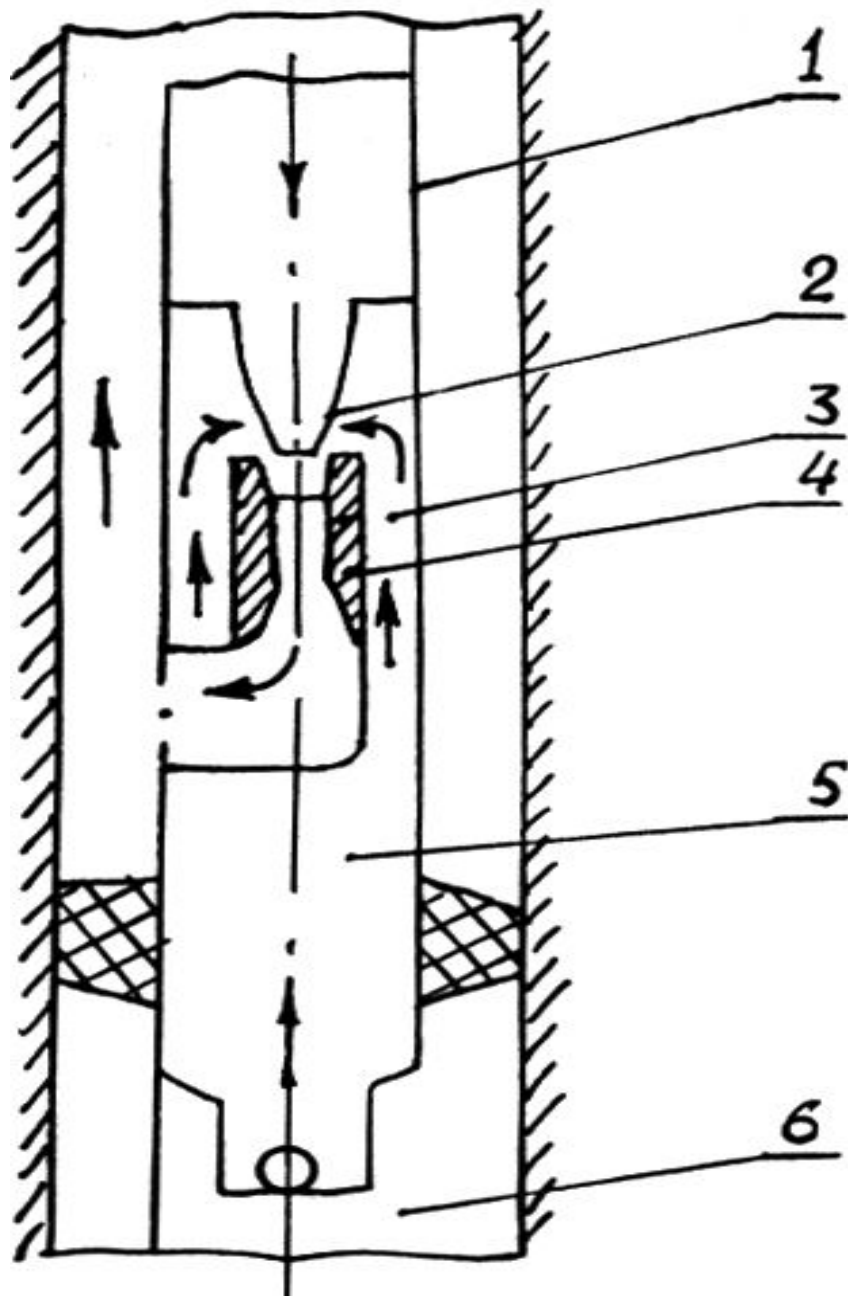
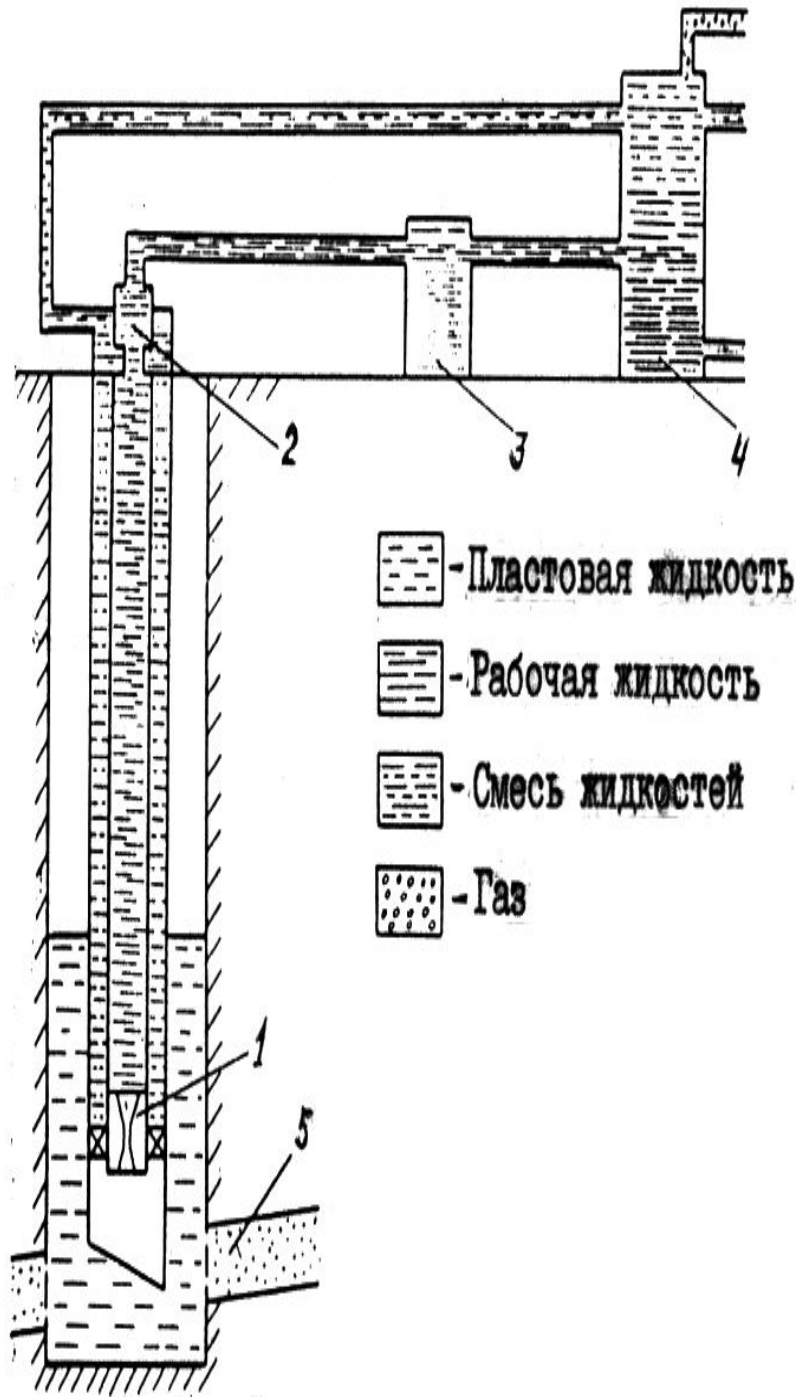


Схема струйного насоса
1 - насосно-компрессорные
трубы;
2 - сопло;
3 - каналы;
4 - диффузор;
5 - входная часть насоса;
6 - подпакерное пространство



Струйно-насосная установка:

1 – струйный насос;

2 – ловитель;

3 – силовой насос;

4 – сепаратор;

5 – продуктивный пласт

Схема винтового насоса фирмы «Гриффин»

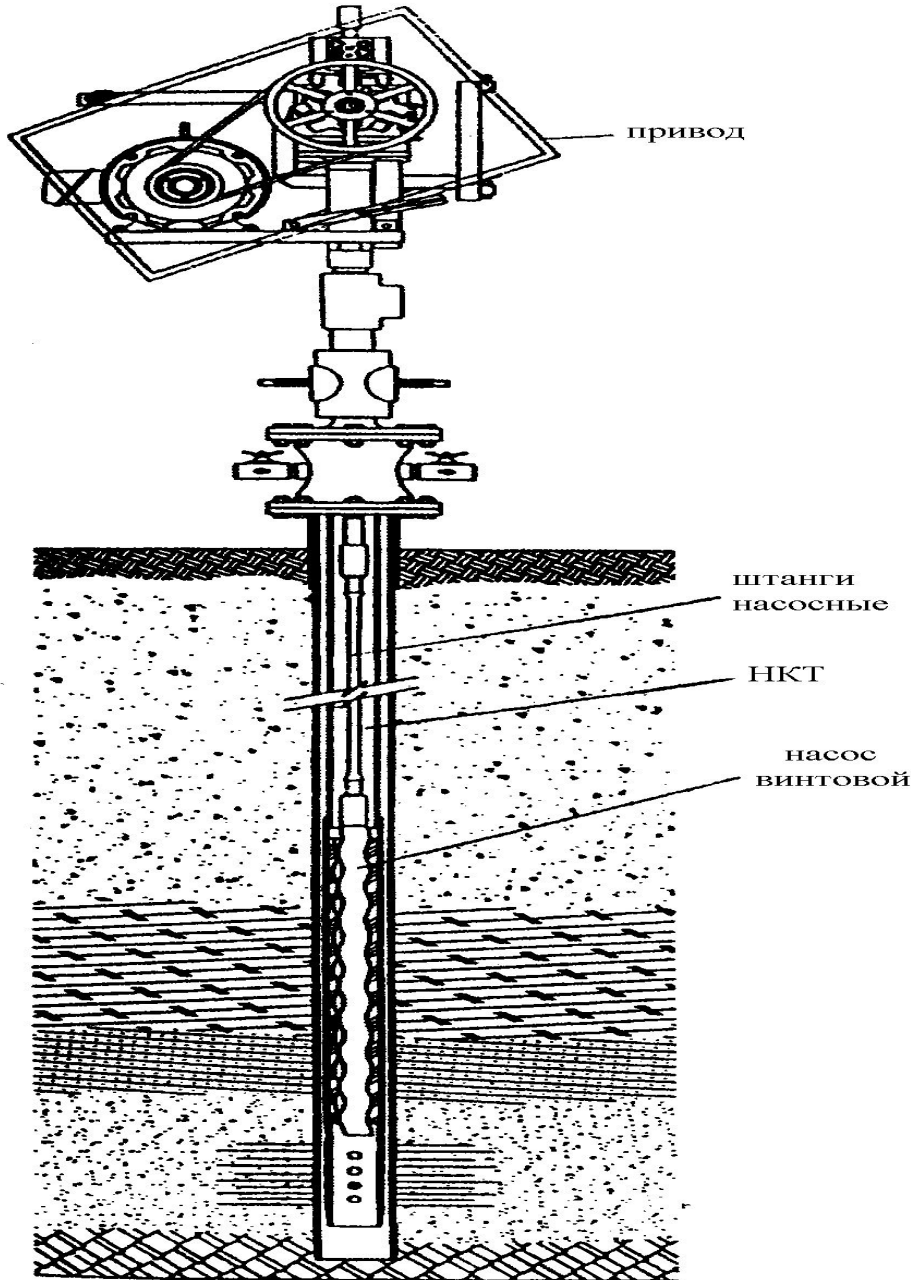
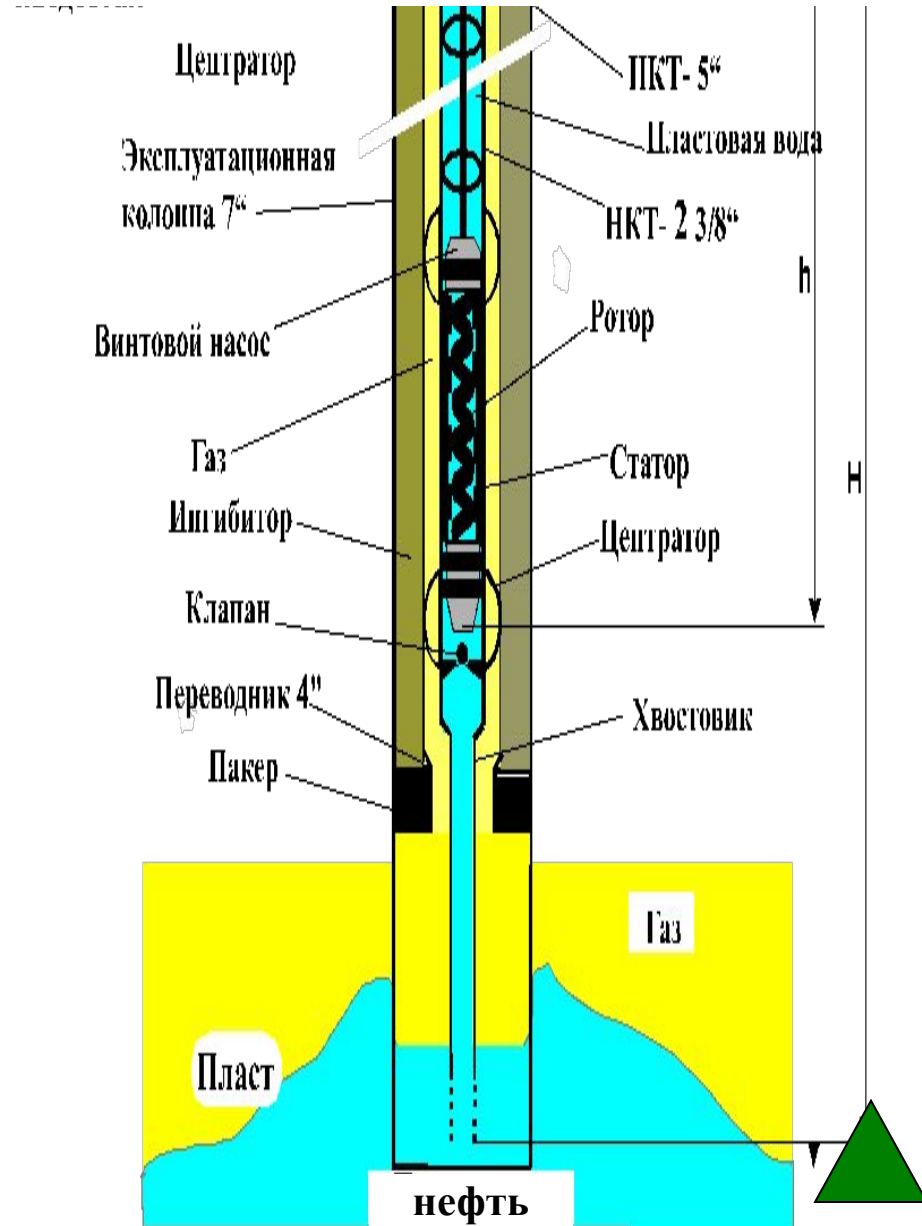


Схема компоновки скважины с глубинным винтовым насосом



Методы борьбы с гидратами

**Химические
(ингибиторные)**

Технологические

Физические

**Ингибиторы
гидратообразования**

**Ингибиторы
гидратоотложения**

**Поддержание
безгидратных
режимов
эксплуатации**

Тепловые

Термодинамические

**Физические
поля**

Кинетические

**Многофазный транспорт
продукции скважин в
режиме гидратообразования**

Механические

Методы борьбы с АСПО

Предотвращение

Удаление

Применение
гладких
покрытий

Смачивающие

Модификаторы

Депрессаторы

Диспергаторы

Химические

Физические

Тепловые

Механические

Химические

Вибрационные

Ультразвуковые

Воздействие
магнитных,
электрических и
электромагнитных
полей

Горячая
нефть, вода

Острый пар

Электropечи

Индукционные
подогреватели

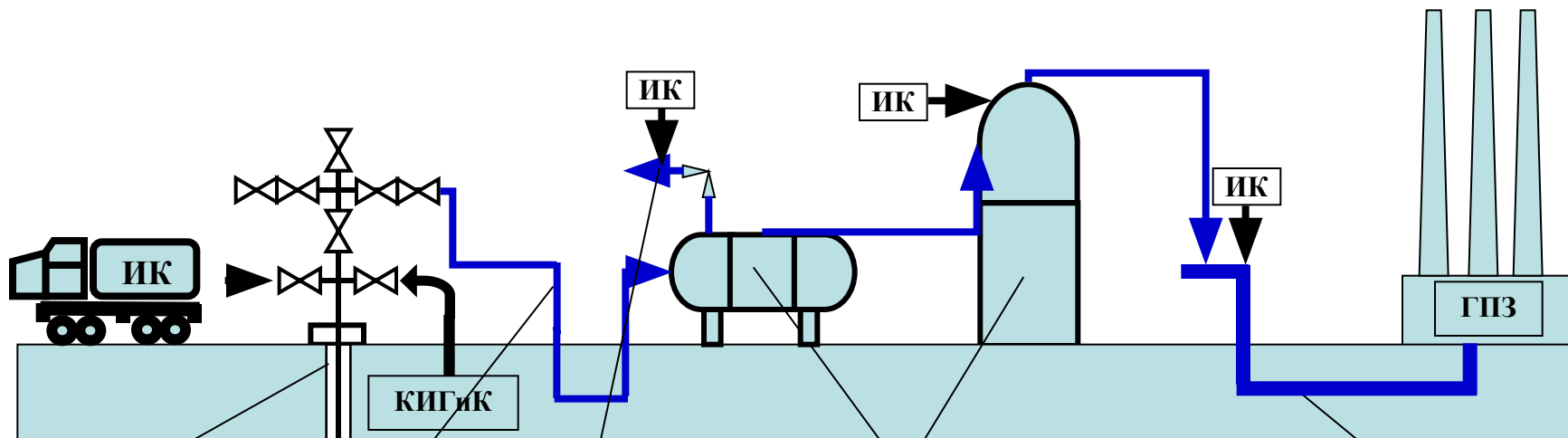
Реагенты , при
взаимодействии с
которыми протекают
экзотермические реакции

Скребки

Скребки-
центраторы

Растворители

Схема ингибиторной защиты на ОНГКМ



Оборудование скважин

Постоянная подача КИГиК или периодическая закачка ИК в затрубное пространство, НКТ, шлейф скважины

Шлейфы скважин

Защита осуществляется за счет выноса ИК из скважины вместе с газом и жидкостью

Факельные тр/пр

Периодическая подача ИК в факельные трубопроводы через форсунки

Сепараторы УКПП

Защита осуществляется за счет выноса ИК из скважины вместе с газом и жидкостью

Периодическая обработка внутренней части аппаратов через форсунки + обмазка

Соединительные газопроводы

Периодическая подача ИК в начальный участок г/пр через форсунки

Постоянная подача парофазного ИК в аппараты и г/пр ДКС

Защита соединительных г/пр путем периодического прогона пробки ИК

Жидкофазные пленкообразующие ИК – ИКТ-1, И-55-ДК, Инкоргаз-21Т

Парофазные ИК – Д-4-3, А-1-3



Проблемы при разработке и эксплуатации ОНГКМ

Факторы определяющие проблемы

1. Агрессивные компоненты (H_2S , CO_2)

2. Неблагоприятные георастворенческие и гидродинамические характеристики залежи

ПРОБЛЕМЫ

ПРОБЛЕМЫ

Обеспечение эксплуатационной надежности оборудования

Необходимость подачи добываемого сырья на ГПЗ для сероочистки

Обеспечение минимального воздействия на окружающую среду

Ухудшение энергетической характеристики залежи

Необходимость защиты оборудования от коррозии

Обеспечение постоянства давления на входе ГПЗ

Необходимость ограничения выбросов ВВ в процессе добычи, подготовки и транспорта УВ

Несоответствие дренируемых запасов балансовым

Необходимость разработки технологии защиты

Необходимость ввода мощностей ДКС и ДНС

Необходимость совершенствования подготовки жидких углеводородов

Обводнение залежи

Необходимость создания эффективных ингибиторов коррозии

Необходимость подачи газа на ГПЗ с требуемыми условиями

Необходимость закупки оборудования по импорту и разработки отечественного оборудования для работы в агрессивных средах

Необходимость комплексного диагностирования оборудования, трубопроводов

Поддержание добывных возможностей скважин