

Тема 4. Способы эксплуатации нефтяных скважин

Лекция 7. СПОСОБЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

ФОНТАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ

Процесс эксплуатации скважин - подъем продукции с забоя на поверхность:

I. движение продукции по пласту к забою под действием пластовой энергии

II. подъем жидкости от забоя на поверхность

Способы эксплуатации

фонтанный - подъем жидкости осуществляется только за счет природной энергии

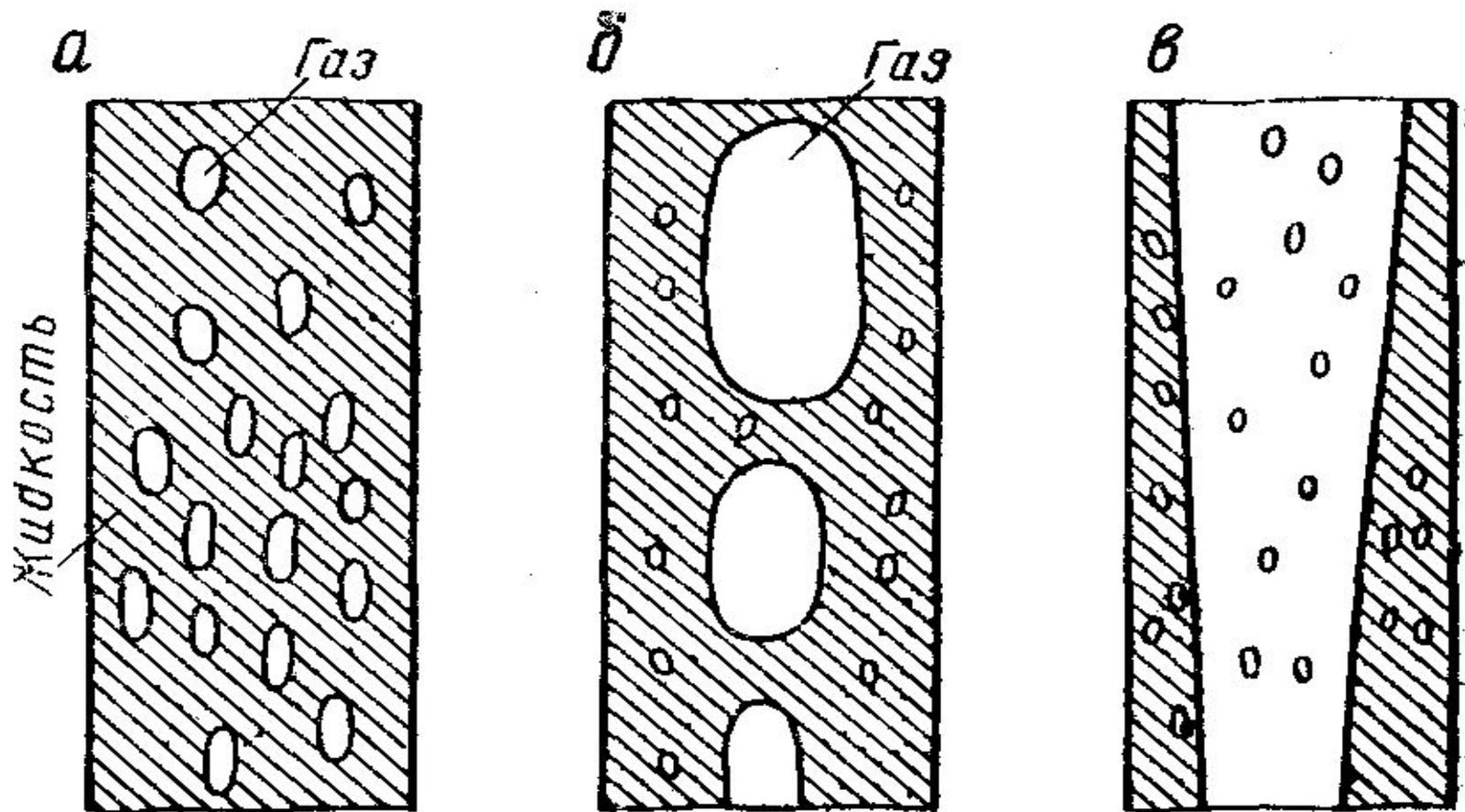
механизированный - недостающую энергию для подъема жидкости выше $H_{ст}$ вводят с поверхности (энергия сжатого газа или использование различных типов насосов)

При всех способах эксплуатации подъем продукции выполняют по подъемной колонне

Межколонное пространство используют для выполнения

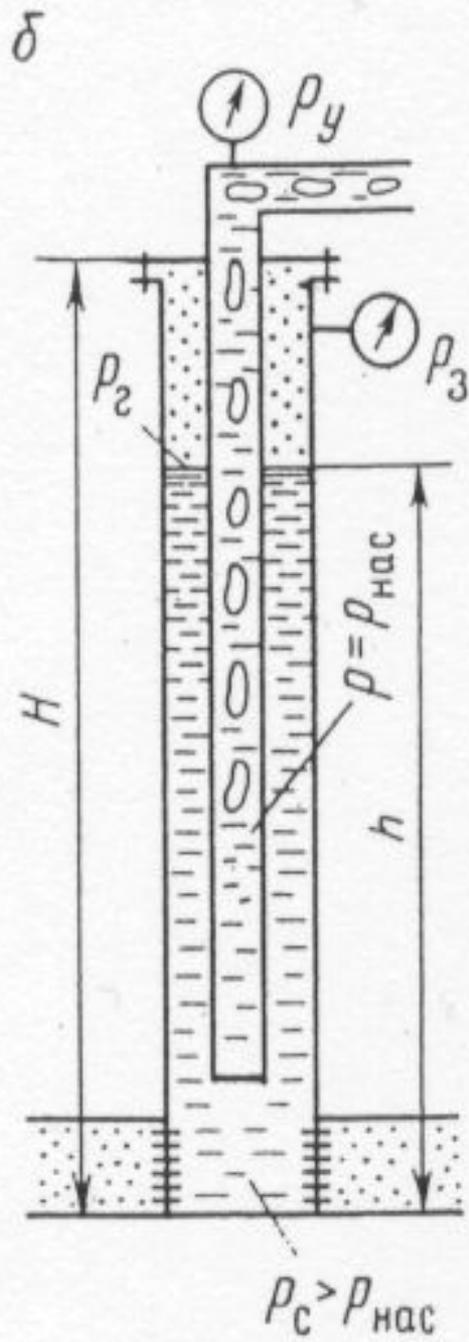
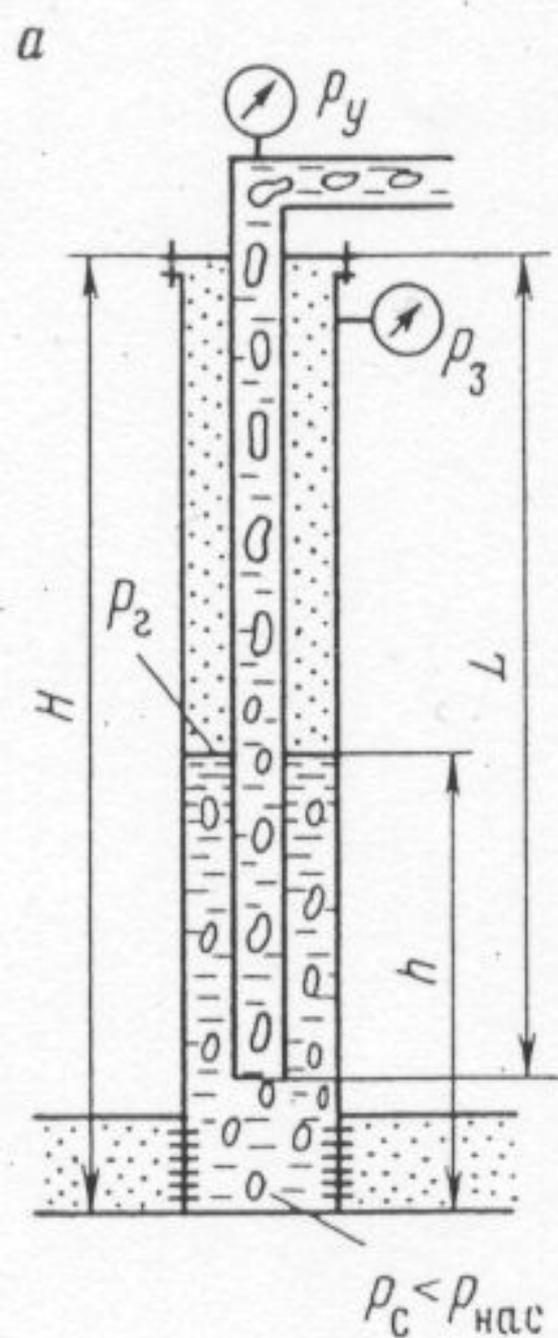
В большинстве случаев фонтанирование происходит одновременно за счет гидростатического напора и энергии расширяющегося газа

Соотношение смеси жидкости и газа при движении по НКТ изменяется в зависимости от соотношения объемных расходов жидкой и газообразной фаз, от средней скорости движения ГЖС и от диаметра НКТ. В соответствии с этим различают структуры движения ГЖС



Структура движения ГЖС в вертикальных трубах

пузырьковая - (а); пробковая – (б); дисперсно-кольцевая – (в)



Фонтанирование скважин

а – за счет энергии расширяющегося газа

б- под действием гидростатического напора

H – глубина скважины

L – длина НКТ

h – высота динамического уровня

P_y – устьевое давление

$P_{нас}$ – давление насыщения,

P_g – гидростатическое давление

$$P_c = \rho_{ж} g h + P_{тр} + P_y$$

Основа существующих методик расчета ГЖС при движении по НКТ – эмпирические зависимости, устанавливаемые для условий конкретного месторождения

Подбор фонтанного подъемника заключается в определении его длины и диаметра

$$d = 188 \sqrt{\frac{\rho \cdot L}{P_1 - P_2} \cdot 3 \frac{Q \cdot L \cdot g}{\rho \cdot g \cdot L - (P_1 - P_2)}}$$

По мере снижения пластовой энергии дебит фонтанных скважин уменьшается и **при недостатке пластовой энергии для подъема жидкости до устья скважины, фонтанирование прекращается**

Фонтанирование можно продлить искусственно нагнетанием сжатого газа в продукцию скважины

Газлифт - система, состоящая из ЭК и спущенных в нее труб, в которой подъем жидкости производится сжатым газом

В газлифтной системе д.б. два канала – один для нагнетания газа, второй для подъема ГЖС на поверхность

Компрессорный газлифт (если для сжатия газа до необходимого давления используют компрессоры) и **Бескомпрессорный газлифт** (если используется газ из

В газлифтной системе высота подъема ГЖС в НКТ зависит от:

- a) количества нагнетаемого газа**
- b) диаметра и глубины погружения НКТ под уровень**
- c) вязкости нефти**

Чем меньше диаметр НКТ, тем на большую высоту может быть поднята жидкость при одном и том же расходе рабочего агента

На устье фонтанных и газлифтных скважин устанавливается оборудование, составленное из одинаковых узлов и деталей по подобным схемам - монтируется колонная головка (ГК) и фонтанная арматура, состоящая из трубной головки и фонтанной елки

ГК - соединяет верхние окончания ОК и служит основанием для монтажа фонтанной арматуры

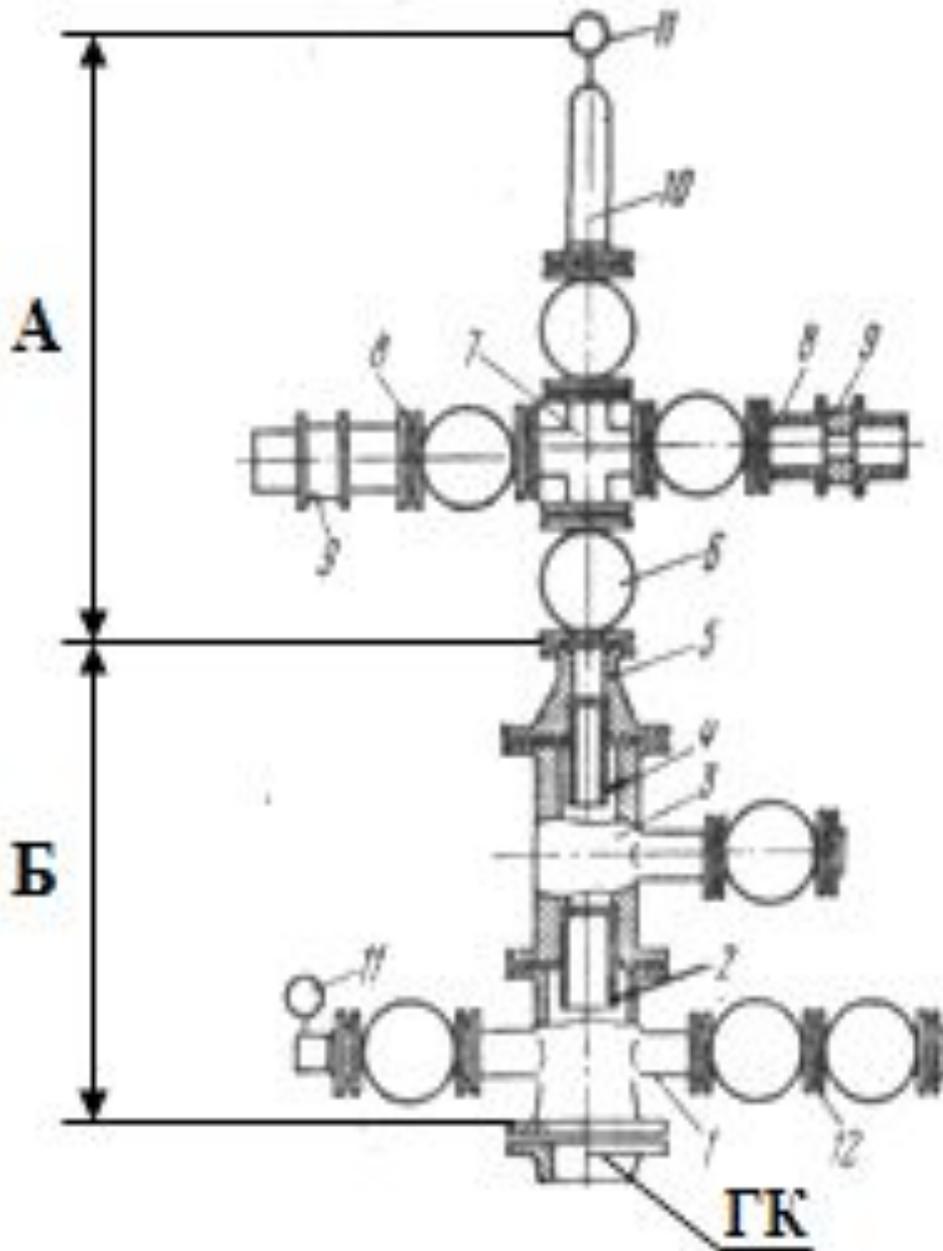
фонтанная арматура

1. крестовина трубной головки, 2. НКТ большого диаметра, 3. тройник, 4. НКТ меньшего диаметра, 5. переводная катушка, 6. центральная задвижка, 7. крестовина елки, 8. выкидные линии, 9. регулирующее устройство, 10. Лубрикатор, 11. Манометр, 12. задвижка боковых отводов.

Б – трубная головка (подвеска НКТ, герметизация межтрубного пространства)

А - фонтанная елка (управление продукцией скважины, регулирование режима эксплуатации, установка приспособлений для спуска ГНО и приборов)

ГК – головка колонная



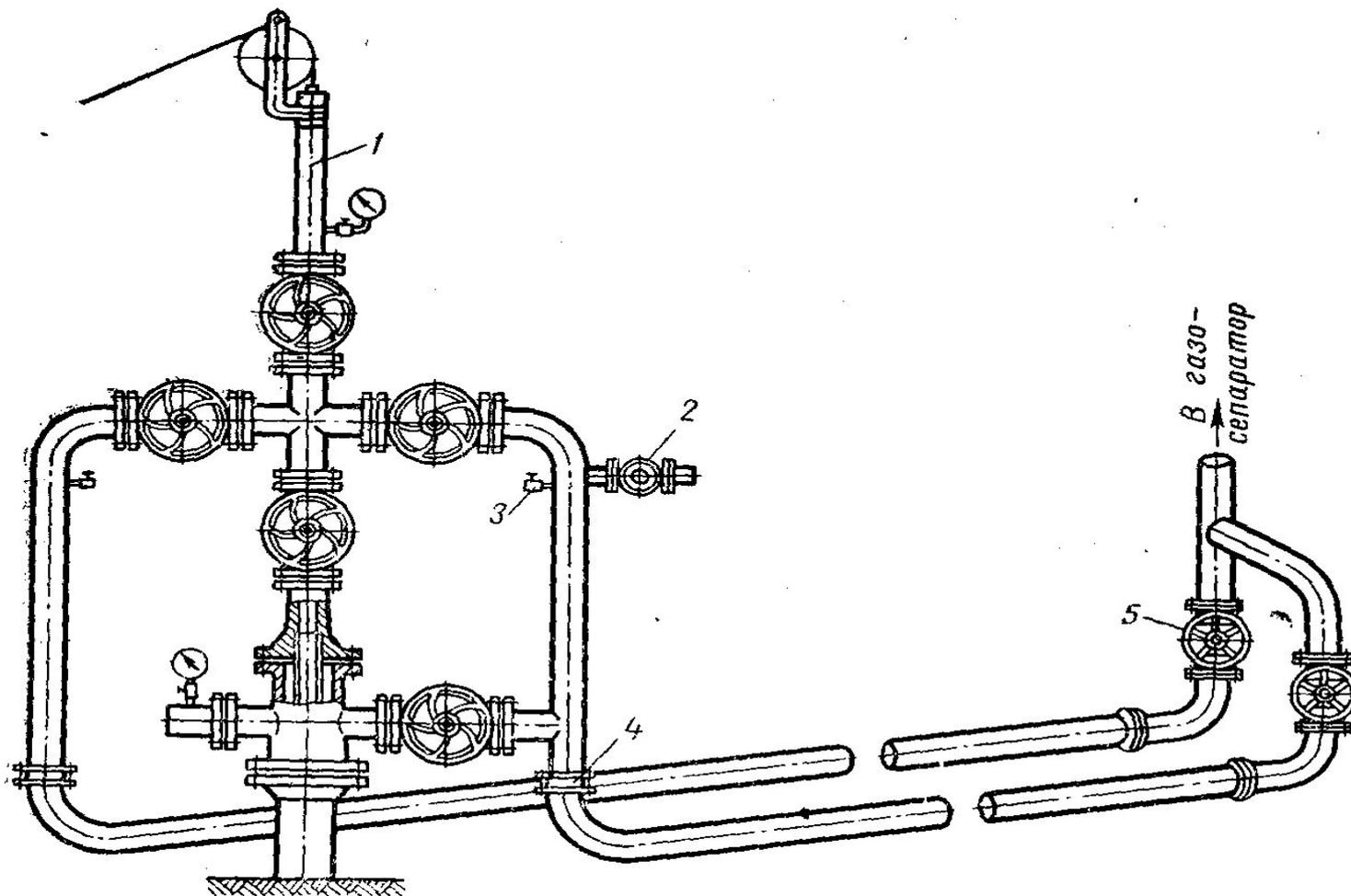
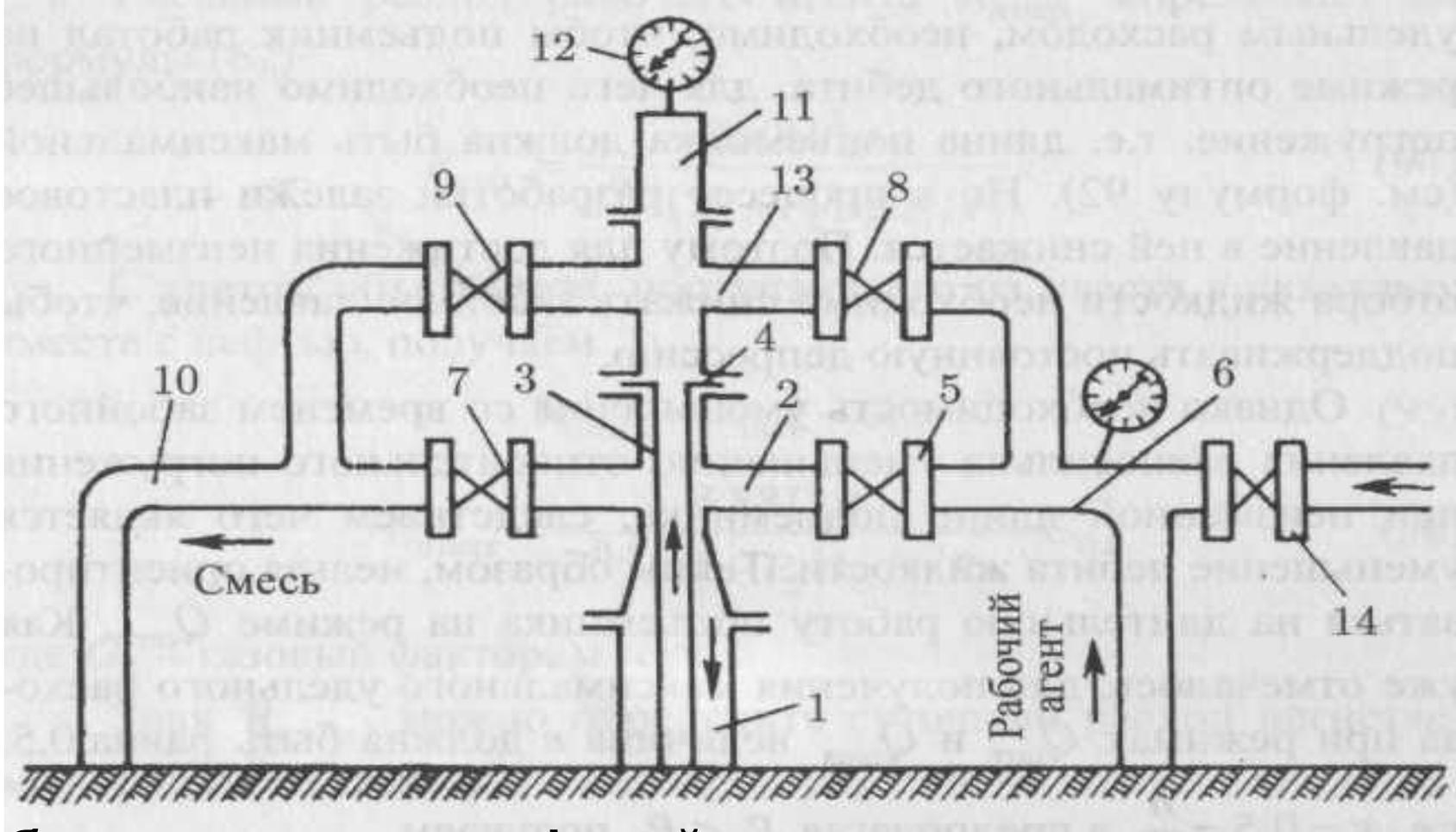


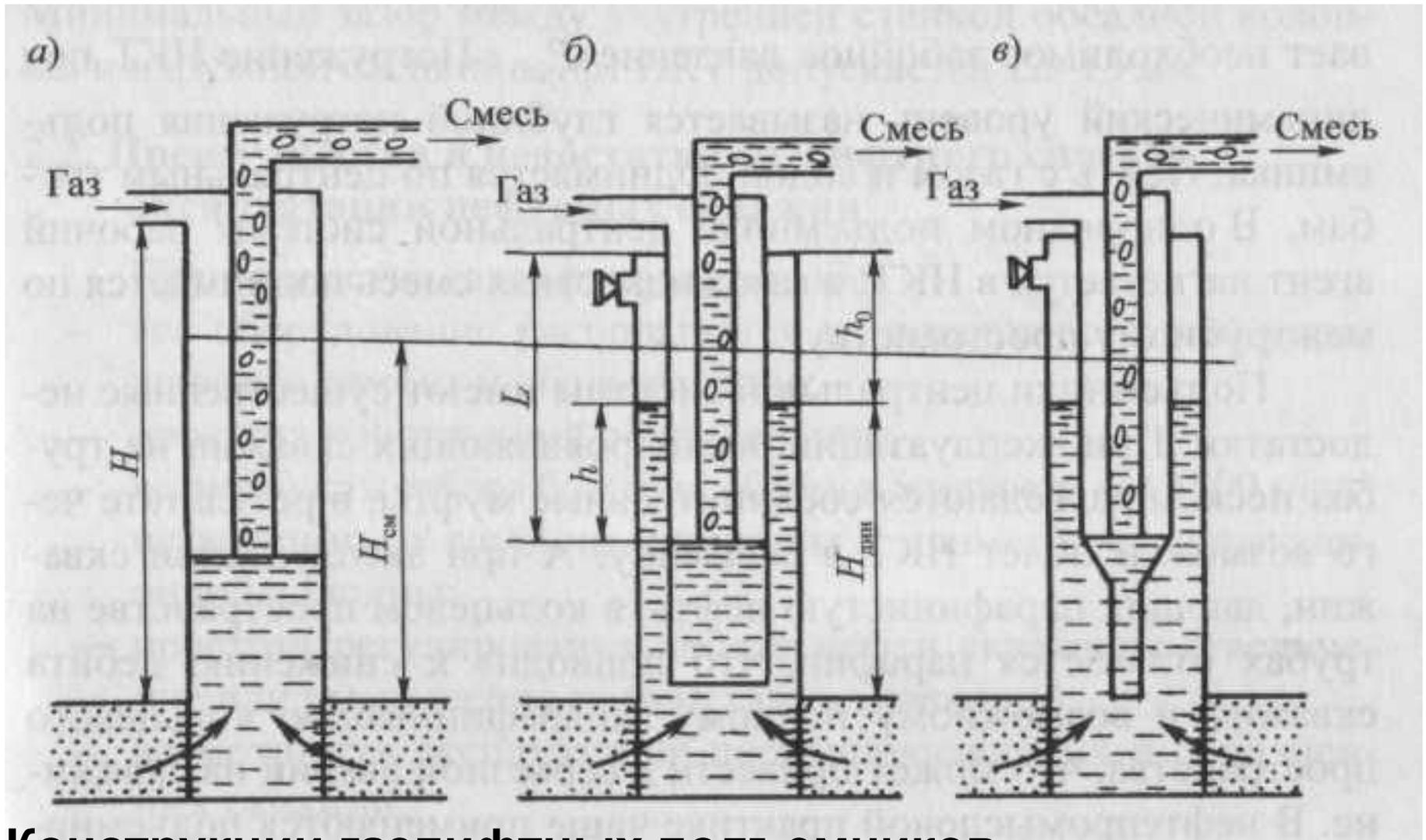
Схема обвязки фонтанной арматуры упрощенного типа
 1 – лубрикатор; 2 – задвижка для подключения паровой
 линии; 3 – краны для отбора проб ; 4 – штуцеры;
 5 – концевые задвижки.



Обвязка устья газлифтной скважины

1- колонная головка, 2-крестовина, 3-колонна НКТ,
 4-планшайба, 5,7,8,9,14—задвижки, 6- подвод газа, 10- выкидная
 линия для ГЖС, 11-буферная заглушка, 12-манометр,
 13 крестовик,

Арматура м.б. рассчитана на давление 7; 14; 21; 35; 70; 105 МПа



Конструкции газлифтных подъемников

а) однорядная, б) двухрядная, в) полторарядная

По направлению нагнетаемого газа различают кольцевые и центральные системы

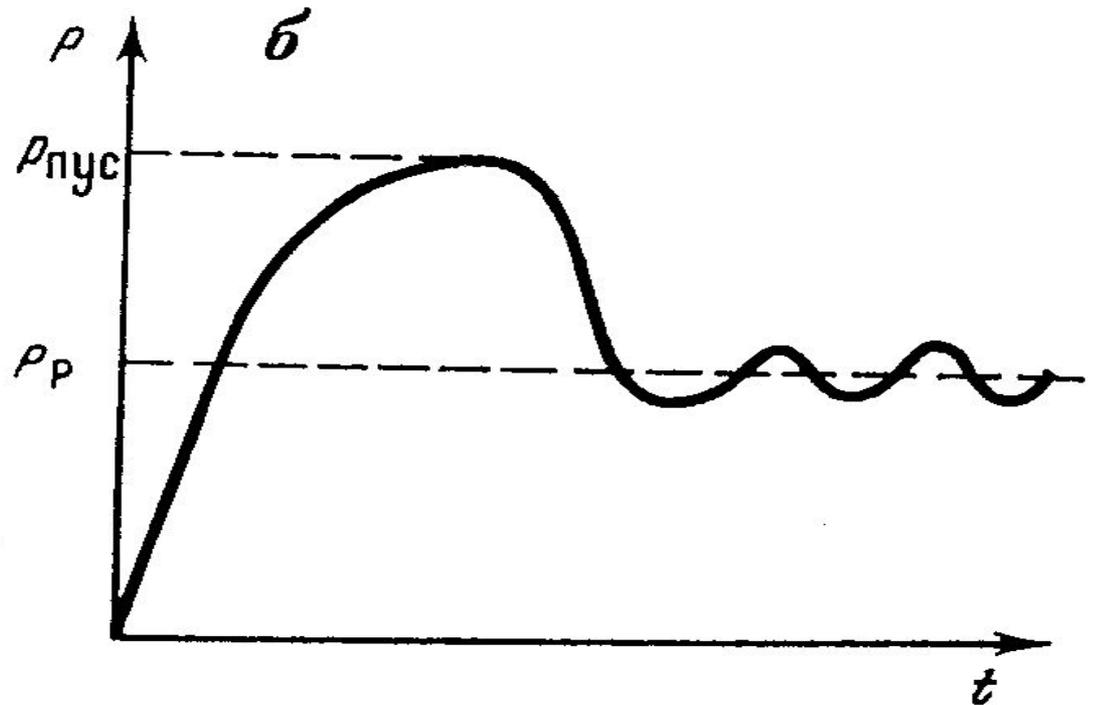
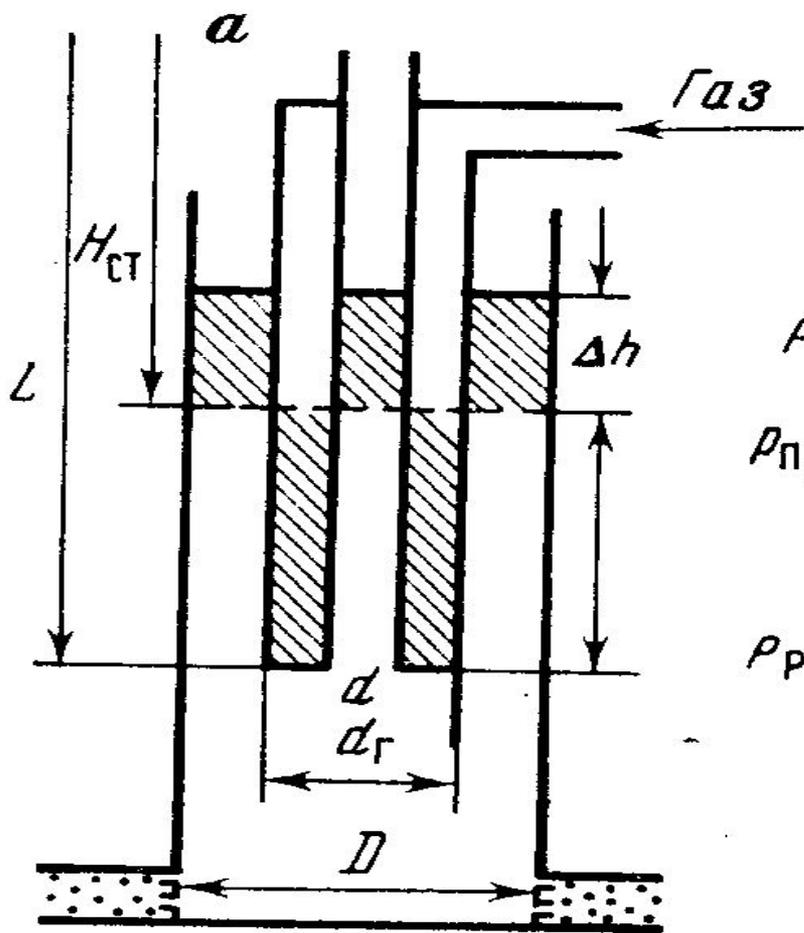


Схема скважины, оборудованной двухрядным подъемником (а), и кривая изменения давления нагнетаемого агента от времени при пуске скважины (б) (вытеснение газом жидкости из труб наружного ряда и подвод газа к башмаку НКТ для газирования находящегося в них столба жидкости)

Пусковое давление - наибольшая величина давления газа при вытеснении жидкости до башмака подъемных труб. Достигнув башмака, газ начинает поступать в подъемные трубы, газировать жидкость и поднимать ее. При достижении ГЖС устья скважины происходит ее выброс, давление снижается и подъемник переходит на нормальную работу $P_{пуск} > P_p$

способы снижения $P_{пуск}$:

- 1) Переключение на центральную систему
- 2) Продавливание жидкости в пласт (для высокопроницаемых пластов)
- 3) Применение пусковых отверстий и клапанов

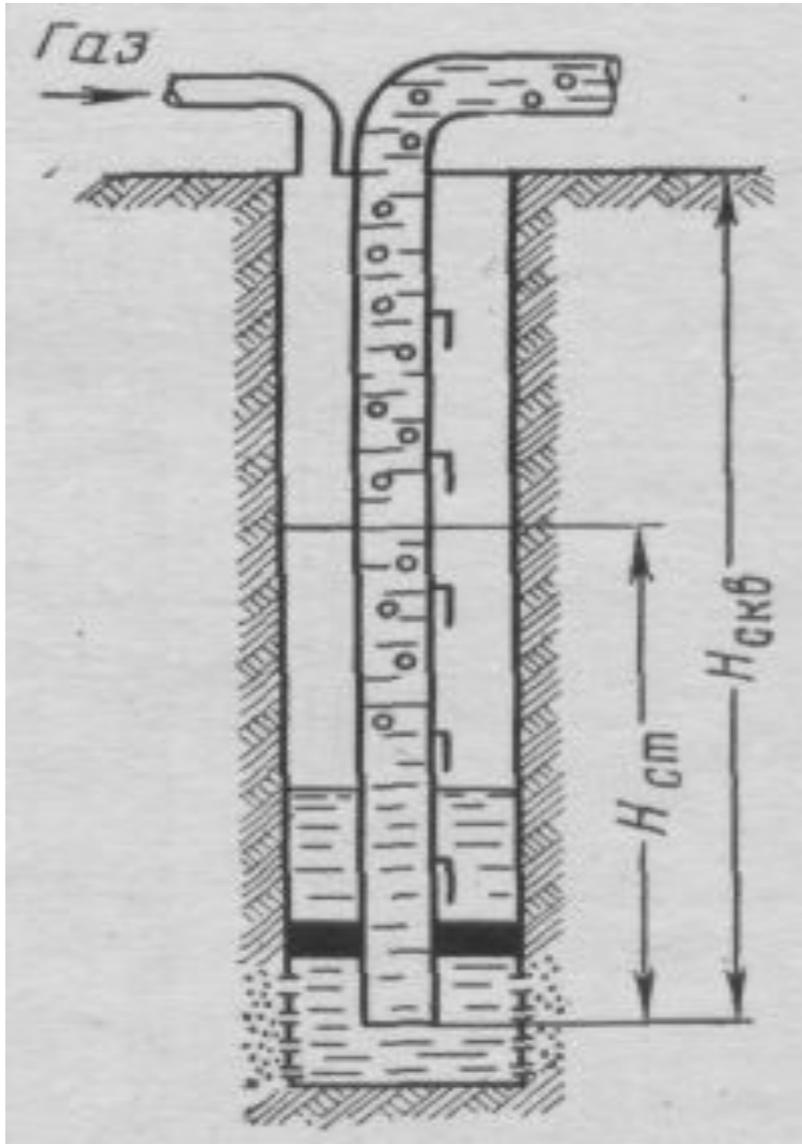


Схема газлифта с
 пусковыми клапанами и
 пакером:
 $H_{ст}$ – статический уровень

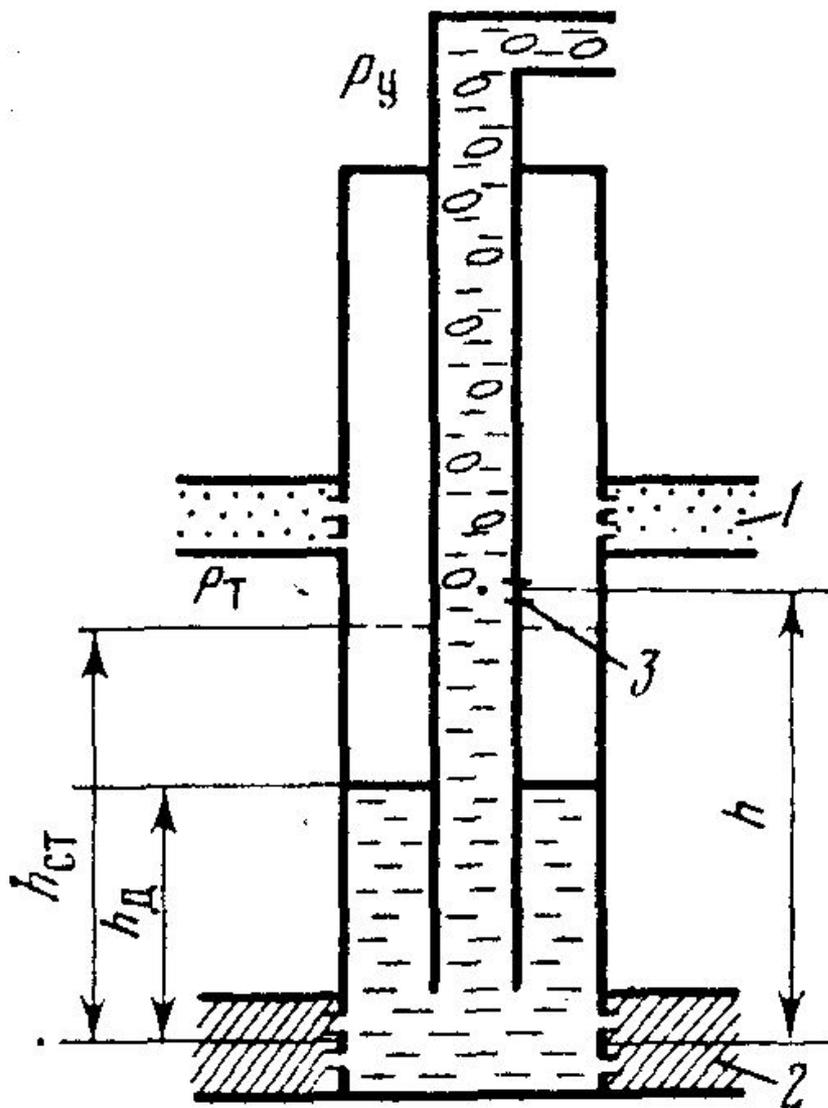


Схема
внутрискважинного
газлифта (для подъема
нефти используют
энергию газового
пласта, вскрытого той
же скважиной)

1. газовый пласт,
2. нефтяной пласт,
3. рабочий клапан.