

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
"Национальный исследовательский Томский политехнический
университет"

ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ДЕЛА

Модуль 3. Лекция 5.
Компрессорный способ
эксплуатации скважин.
Плунжерный лифт

Разработчики: доц. каф. ТХНГ ИПР Шадрин А.В., доц. каф. ТХНГ ИПР Крец В.Г.

Компрессорный способ эксплуатации нефтяных скважин

газлифт
(рабочий агент
– природный
газ)

эрлифт
(рабочий агент
– воздух)

Достоинства и недостатки компрессорного способа

достоинства:

- ✓ отсутствие подвижных и быстроизнашивающихся деталей, что позволяет эксплуатировать скважины с высоким содержанием песка;
- ✓ доступность оборудования для обслуживания и ремонта, поскольку все оно размещается на поверхности земли;
- ✓ простота регулирования дебита скважины.

недостатки:

- ✓ высокие капитальные вложения на строительство мощных компрессорных станций и разветвленной сети газопроводов;
 - ✓ низкий к.п.д. газлифтного подъемника и системы “компрессор – скважина”.
-

Достоинства и недостатки компрессорного способа

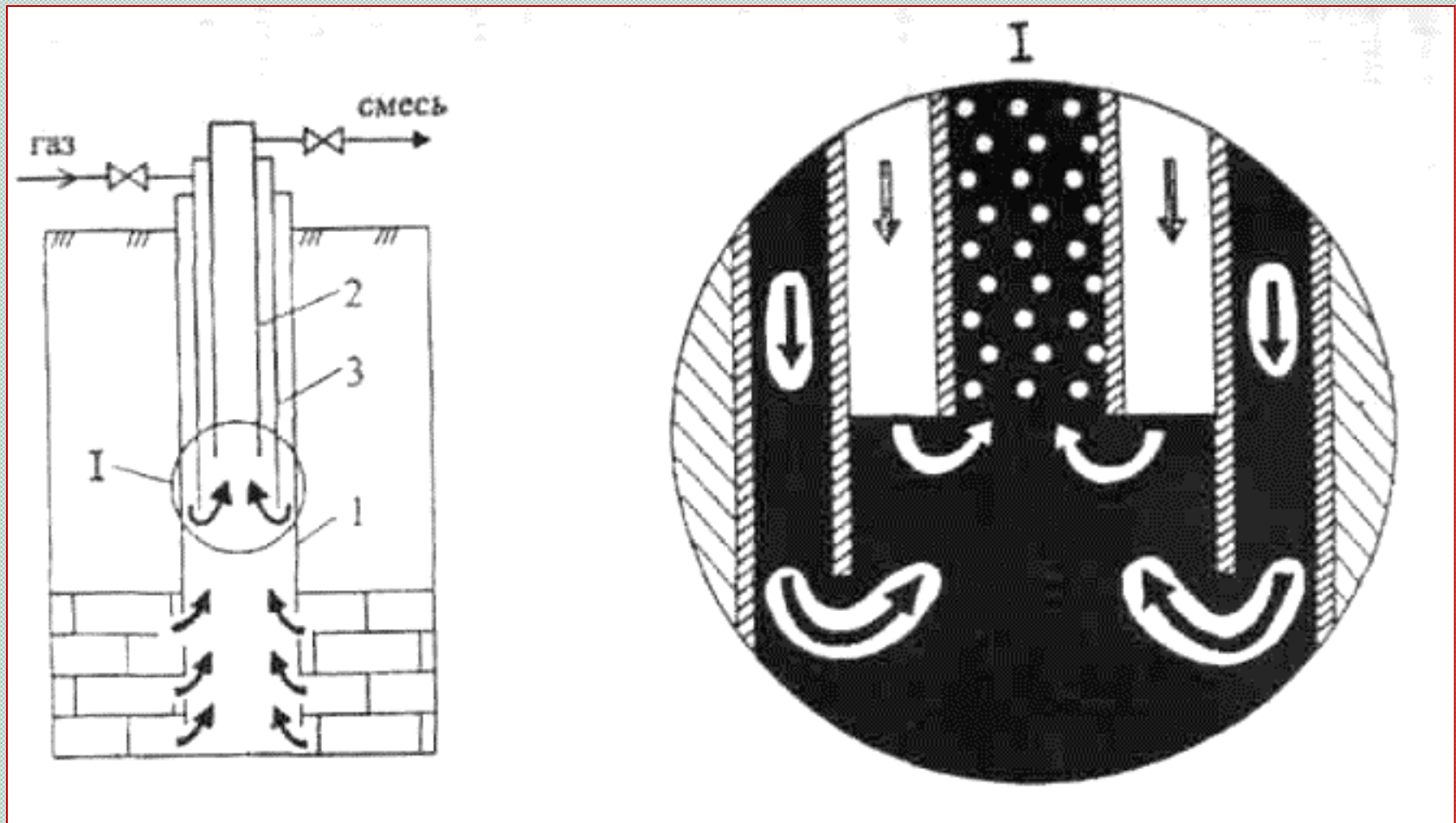
Достоинства:

- ✓ простота конструкции (в скважине нет насосов);
- ✓ расположение технологического оборудования на поверхности (облегчает его наблюдение, ремонт), обеспечение возможности отбора из скважин больших объемов жидкости (до $1800 \div 1900$ т/сут.);
- ✓ возможность эксплуатации нефтяных скважин при сильном обводнении и большом содержании песка, простота регулирования дебита скважин.

Недостатки:

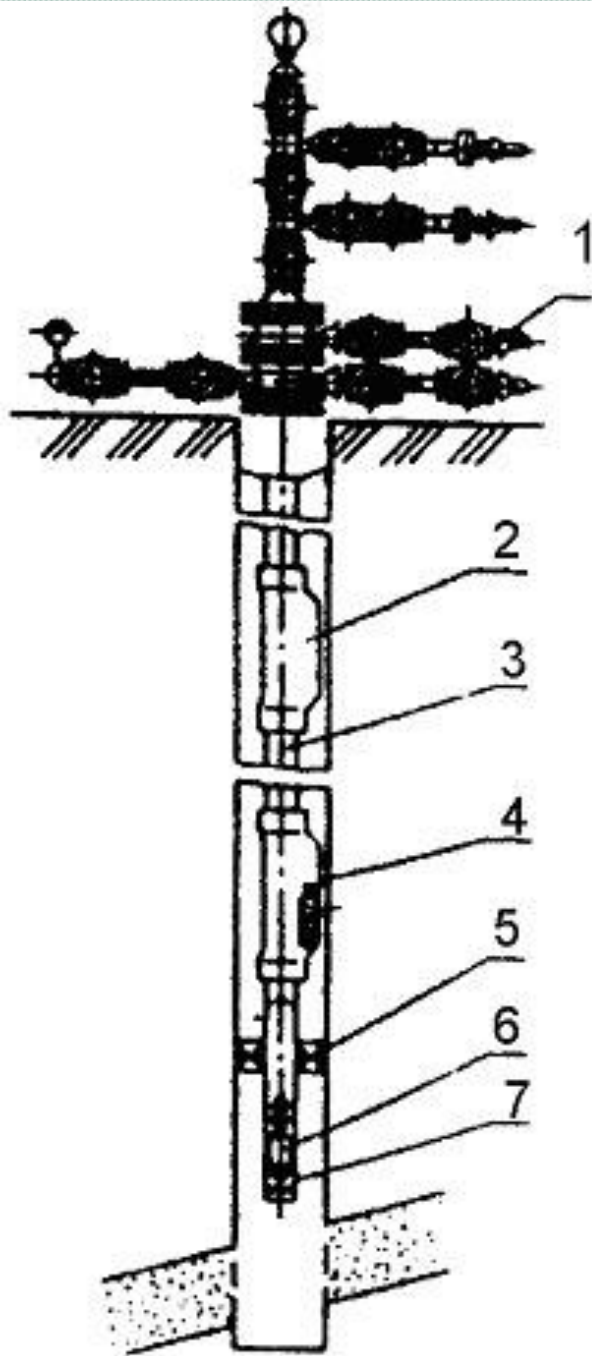
- ✓ большие капитальные затраты;
- ✓ низкий КПД;
- ✓ повышенный расход НКТ, особенно при применении двухрядных подъемников;
- ✓ быстрое увеличение расхода энергии на подъем 1 т нефти по мере снижения дебита скважин с течением времени эксплуатации.

Принцип действия газлифта



Газлифтная добыча – способ подъема жидкости из скважины за счет энергии газа, находящегося под избыточным давлением

Газлифтная установка



- 1 – фонтанная арматура;
- 2 – скважинная камера;
- 3 – колонна насосно-компрессорных труб;
- 4 – газлифтный клапан;
- 5 – пакер;
- 6 – приемный клапан;
- 7 – ниппель приемного клапана

Область применения газлифта

- ✓ высокодебитные скважины с большими забойными давлениями;
 - ✓ скважины с высокими газовыми факторами и забойными давлениями ниже давления насыщения;
 - ✓ песочные (содержащие в продукции песок) скважины;
 - ✓ скважины, эксплуатируемые в труднодоступных условиях (например, затопляемость, паводки, болота и др.).
-

Принцип действия газлифта

Давление жидкости на забое:

$$P_{\text{пл}} = H_{\text{ст}} \cdot \rho \cdot g$$

Статический уровень жидкости:

$$H_{\text{ст}} = \frac{P_{\text{пл}}}{\rho \cdot g}$$

Динамическая высота:

$$H_{\text{дин}} = \frac{P_{\text{заб}}}{\rho \cdot g}$$

Давление из башмака подъемной трубы:

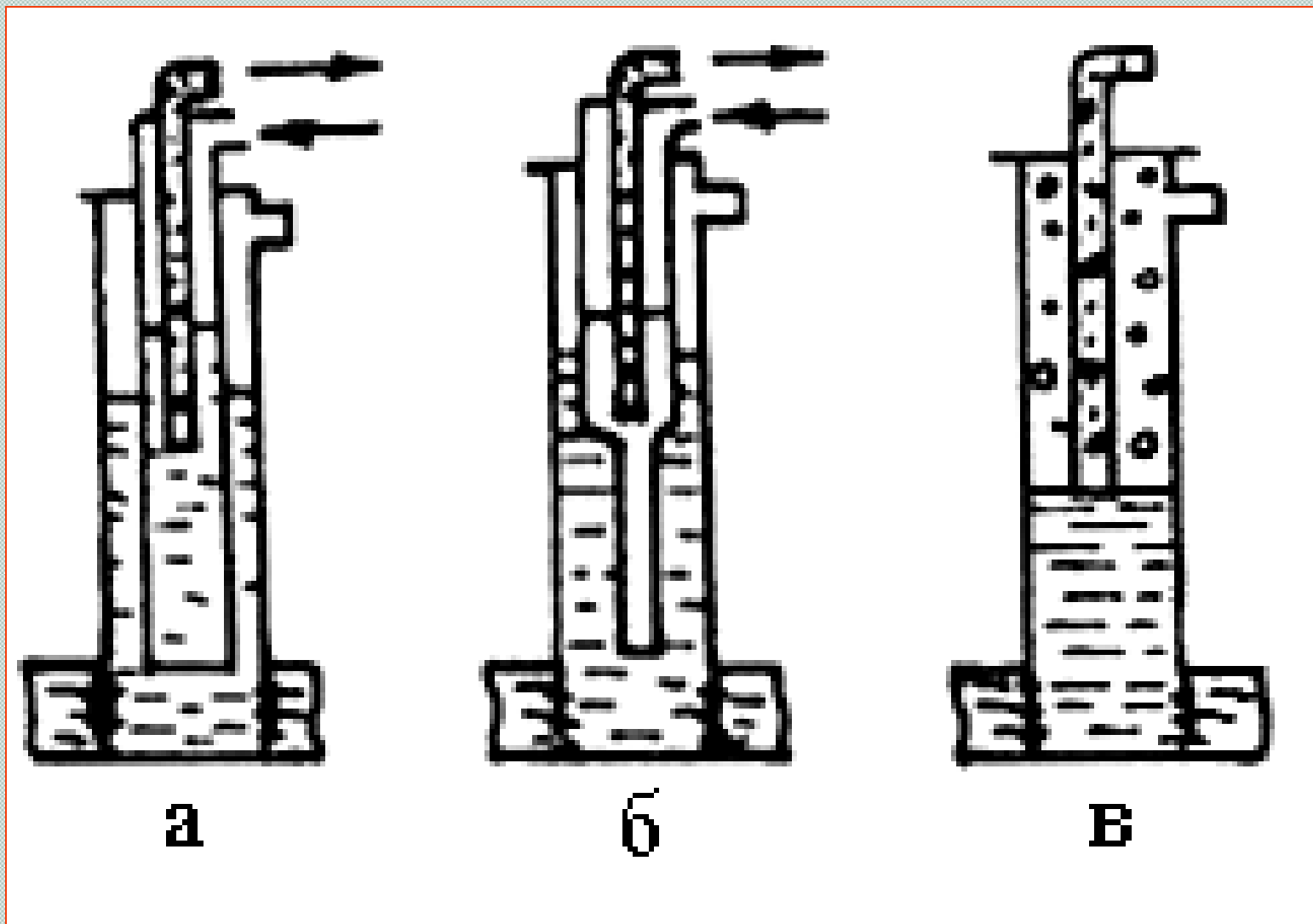
$$P_1 = (L - h_0) \cdot \rho \cdot g = h_{\text{п}} \cdot \rho \cdot g$$

L – длина подъемной трубы;

h_0 – расстояние от устья скважины до динамического уровня;

$h_{\text{п}} = L - h_0$ – глубина погружения подъемной трубы в жидкость.

Подъемники кольцевой системы



а – двухрядный; *б* – полторорядный; *в* – однорядный

НКТ для оборудования газлифтных подъемников

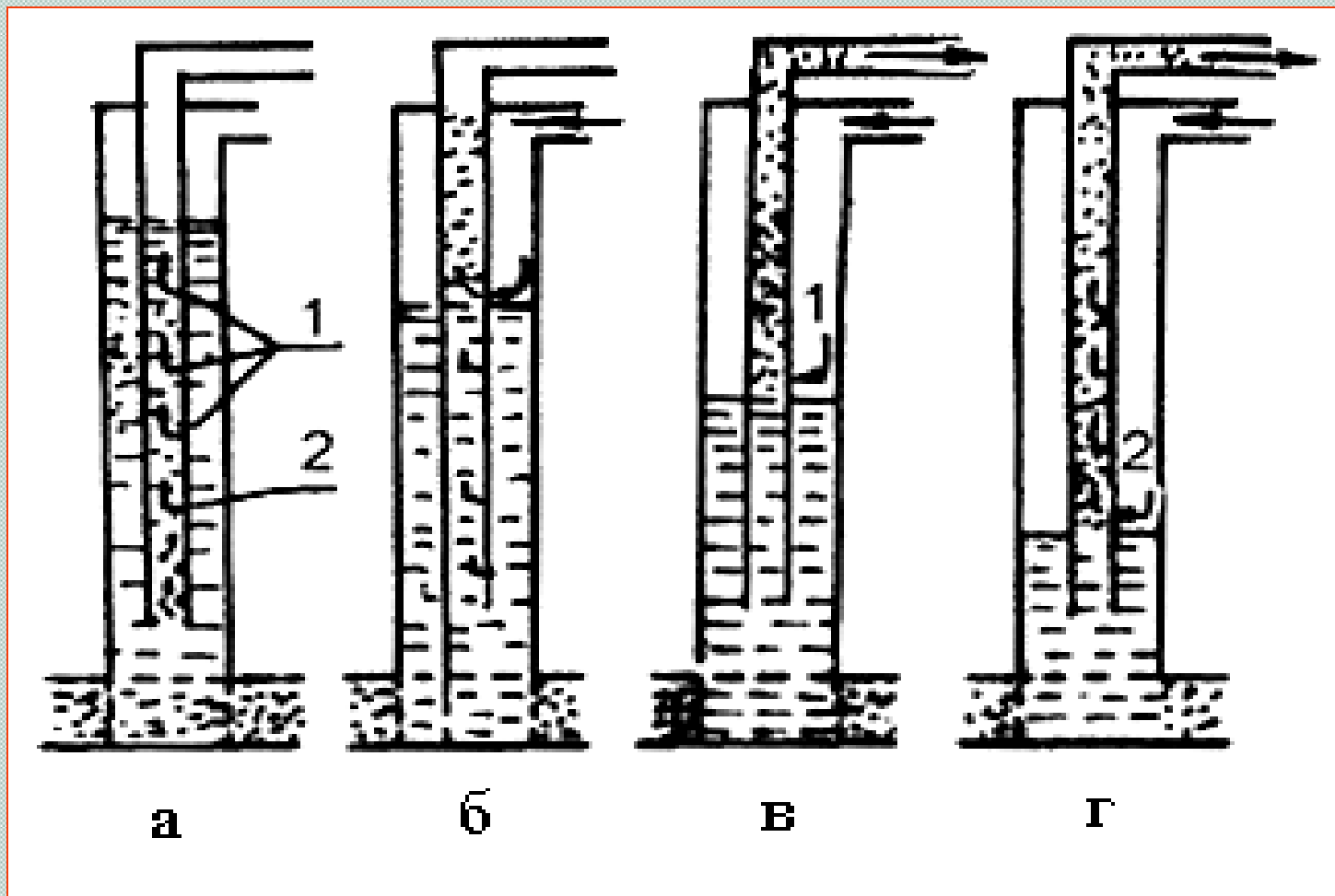
Применяют диаметры НКТ :

- в **однорядных** подъемниках – от 48 до 89 мм и редко 114 мм,
- в **двухрядных** подъемниках – для наружного ряда труб 73, 89 и 114 мм, для внутреннего – 48, 60 и 73 мм.

При выборе диаметров НКТ необходимо иметь ввиду, что минимальный зазор между внутренней обсадной колонны и наружной поверхностью НКТ должен составлять $12 \div 15$ мм.

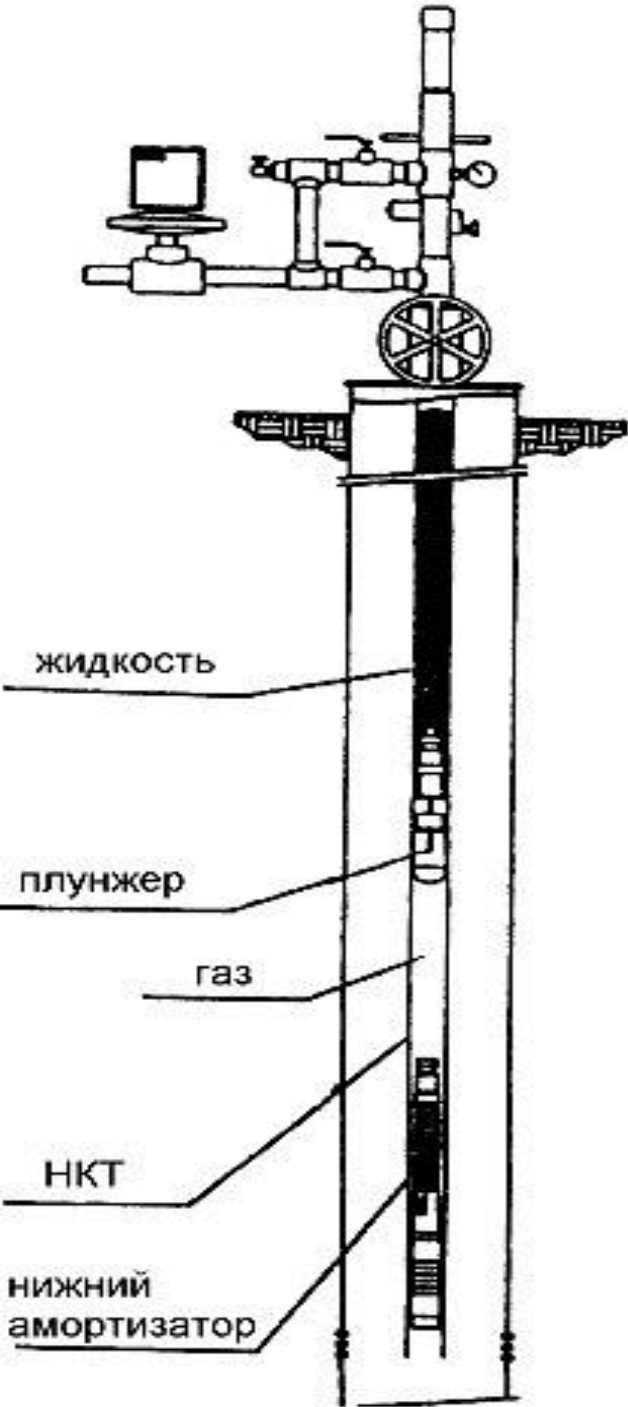


Процесс запуска газлифтной скважины



1 – пусковые клапаны; 2 – газлифтный клапан

Схема плунжерного подъемника



ДОСТОИНСТВО:

- ✓ низкая себестоимость;

НЕДОСТАТКИ:

- ✓ непригодность для скважин с высокой нормой отбора;
- ✓ возможность заклинивания плунжера и проблемы с выносом песка;
- ✓ пульсирующий поток из скважины может отрицательно сказаться на эффективности наземного оборудования.