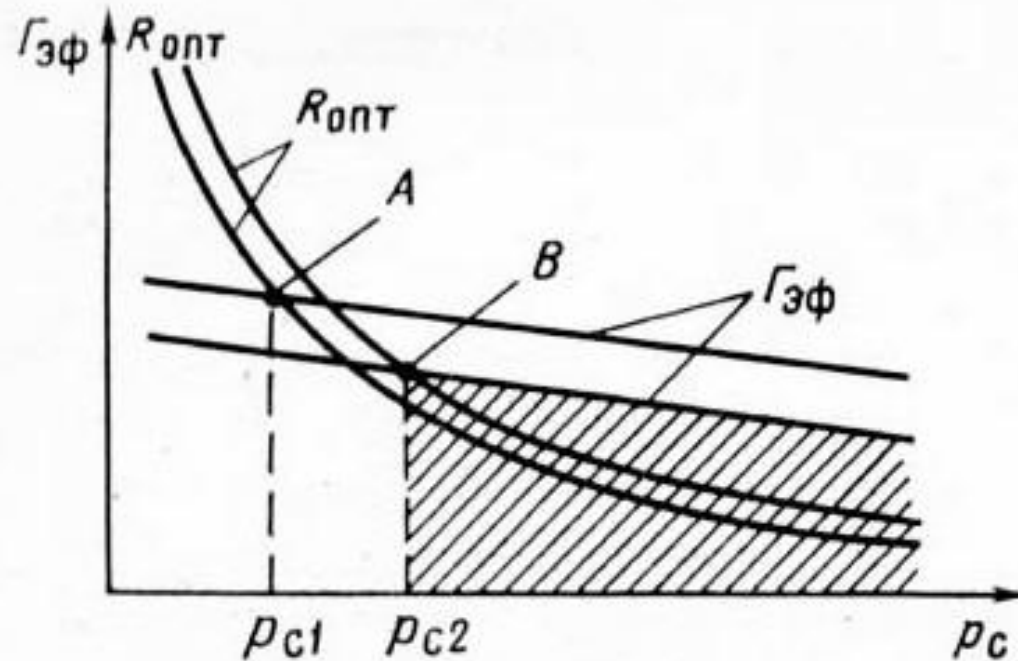


Фонтанная эксплуатация скважин



Графоаналитическое решение уравнения при определении минимального давления фонтанирования при разных обводненностях продукции скважин

Фонтанная эксплуатация скважин

Глубина начала выделения газа в фонтанных трубах $L_{\text{нас}}$ может быть определена из соотношения, которое перепишем следующим образом

$$\Gamma_{\text{эф}} = \frac{2,77 \cdot 10^{-4} \rho^2 \cdot L_{\text{нас}}^2}{d^{0,5} \cdot (P_{\text{нас}} - P_y) \cdot \text{Ln}(P_{\text{нас}}/P_y)} \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{нас}} - P_y}{\rho \cdot g \cdot L_{\text{нас}}} \right)$$

$$L_{\text{нас}} = \frac{P_{\text{нас}} - P_y}{2 \cdot \rho \cdot g} + \sqrt{\left(\frac{P_{\text{нас}} - P_y}{2 \cdot \rho \cdot g} \right)^2 + \Gamma_{\text{эф}} \frac{d^{0,5} \cdot (P_{\text{нас}} - P_y)}{2,77 \cdot 10^{-4} \rho^2} \cdot \text{Ln} \frac{P_{\text{нас}}}{P_y}}$$

Определив глубину $L_{\text{нас}}$, на которой должно (по расчету) существовать давление $P_{\text{нас}}$, можно определить минимальное давление фонтанирования на забое скважины P_c , прибавив к давлению $P_{\text{нас}}$ гидростатическое давление столба жидкости от глубины $L_{\text{нас}}$ до забоя H ,

$$P_c = P_{\text{нас}} + (H - L_{\text{нас}}) \cdot \rho \cdot g$$

Фонтанная эксплуатация скважин

Работа вблизи точки $q_{\text{опт}}$ характеризуется некоторой неустойчивостью, проявляющейся в пульсации работы фонтанного подъемника. Это объясняется тем, что небольшим случайным изменениям расхода газа соответствуют значительные изменения дебита ($dq / dV > 0$).

Это послужило основанием А. П. Крылову рекомендовать для практического использования простые формулы для определения подачи газожидкостного подъемника для этих основных двух режимов работы:

$$q_{\text{max}} = 55 \cdot d^3 \cdot \left(\frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right)^{1,5} \left[\frac{\text{M}^3}{\text{с}} \right]$$

$$q_{\text{опт}} = 55 \cdot d^3 \cdot \left(\frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right)^{1,5} \cdot \left(1 - \frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right) \left[\frac{\text{M}^3}{\text{с}} \right]$$

Формулы можно решить относительно диаметра d

Фонтанная эксплуатация скважин

$$d = \sqrt[3]{\frac{q_{\max}}{55} \cdot \left(\frac{\rho \cdot g \cdot L}{P_6 - P_y}\right)^{1,5}} \quad [\text{М}]$$

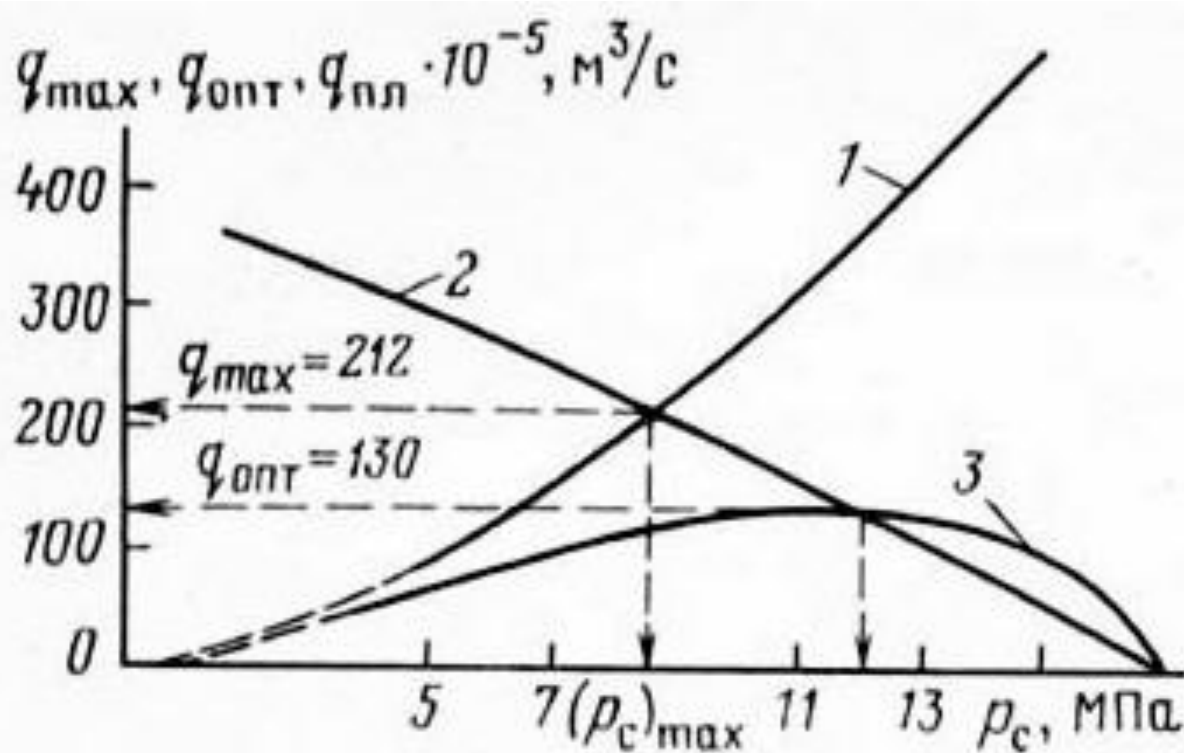
$$d = \sqrt[3]{\frac{q_{\text{опт}}}{55} \cdot \left(\frac{\rho \cdot g \cdot L}{P_6 - P_y}\right)^{1,5} \cdot \left(1 - \frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L}\right)^{-1}} \quad [\text{М}]$$

$$q_n = K \cdot (P_{\text{пл}} - P_c)^n \quad P_c = P_6 + (H - L) \cdot \rho \cdot g$$

$$q_n = K \cdot [P_{\text{пл}} - P_6 - (H - L) \cdot \rho \cdot g]^n = 55 \cdot d^3 \cdot \left(\frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L}\right)^{1,5}$$

$$q_n = K \cdot [P_{\text{пл}} - P_6 - (H - L) \cdot \rho \cdot g]^n = 55 \cdot d^3 \cdot \left(\frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L}\right)^{1,5} \cdot \left(1 - \frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L}\right)$$

Фонтанная эксплуатация скважин



Графоаналитическое определение условий совместной работы пласта и газожидкостного подъемника:

1 - зависимость подачи подъемника от давления у башмака Рб на режиме максимальной производительности;

2 - зависимость притока от давления Рб;

3 - зависимость подачи подъемника от Рб на режиме оптимальной производительности

Оборудование фонтанной скважины

Все оборудование фонтанной скважины можно разделить на две группы – подземное и наземное.

Наземное
оборудование

колонная головка

устьевая арматура

рабочие манифольды
(обвязка устья скважины)



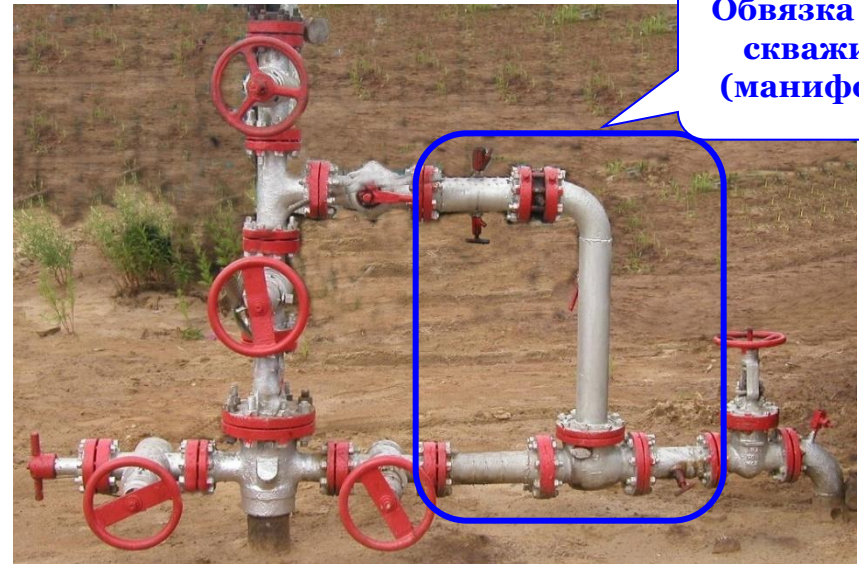
Трубная
головка

Колонная
головка

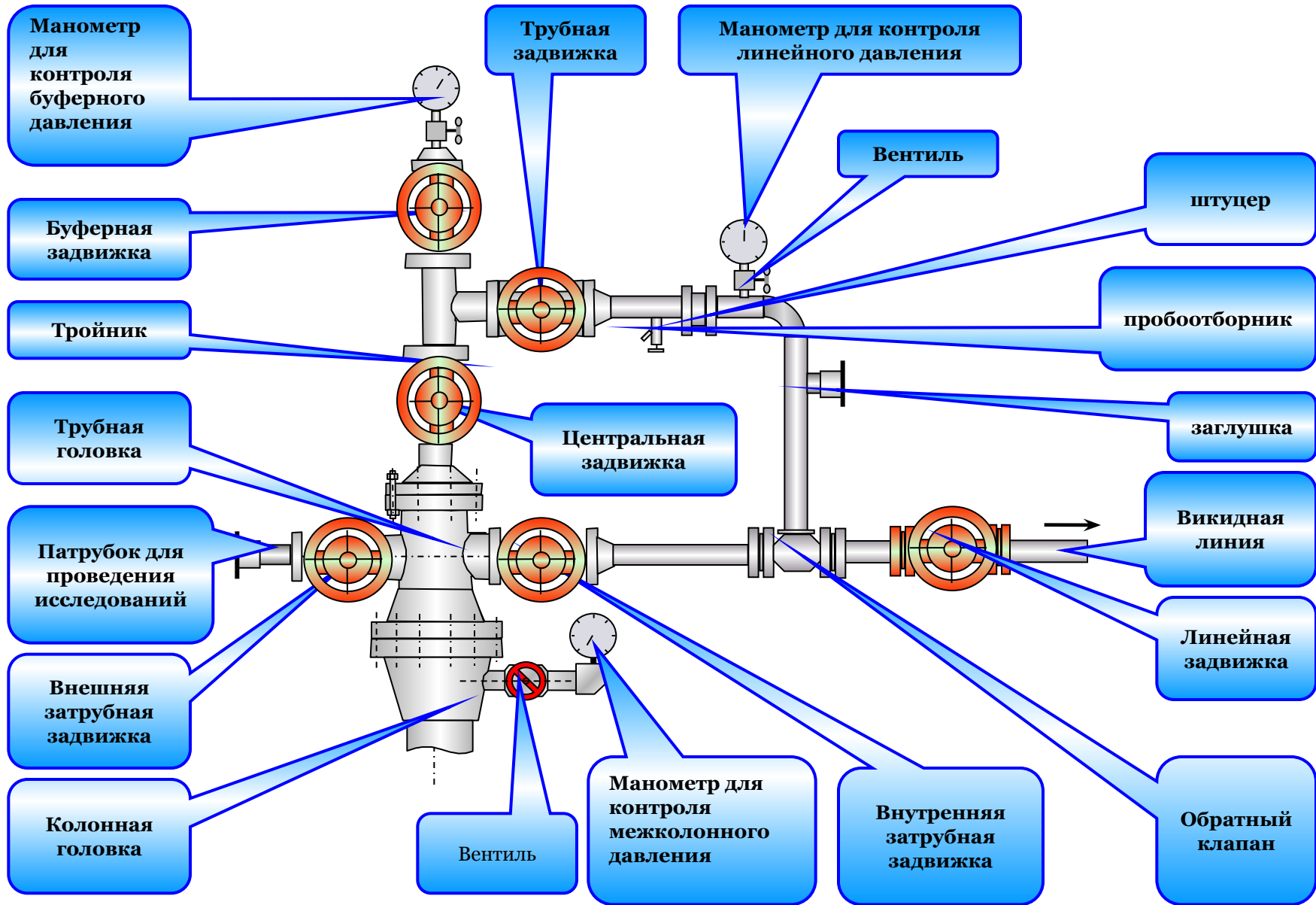
устьевая
арматура



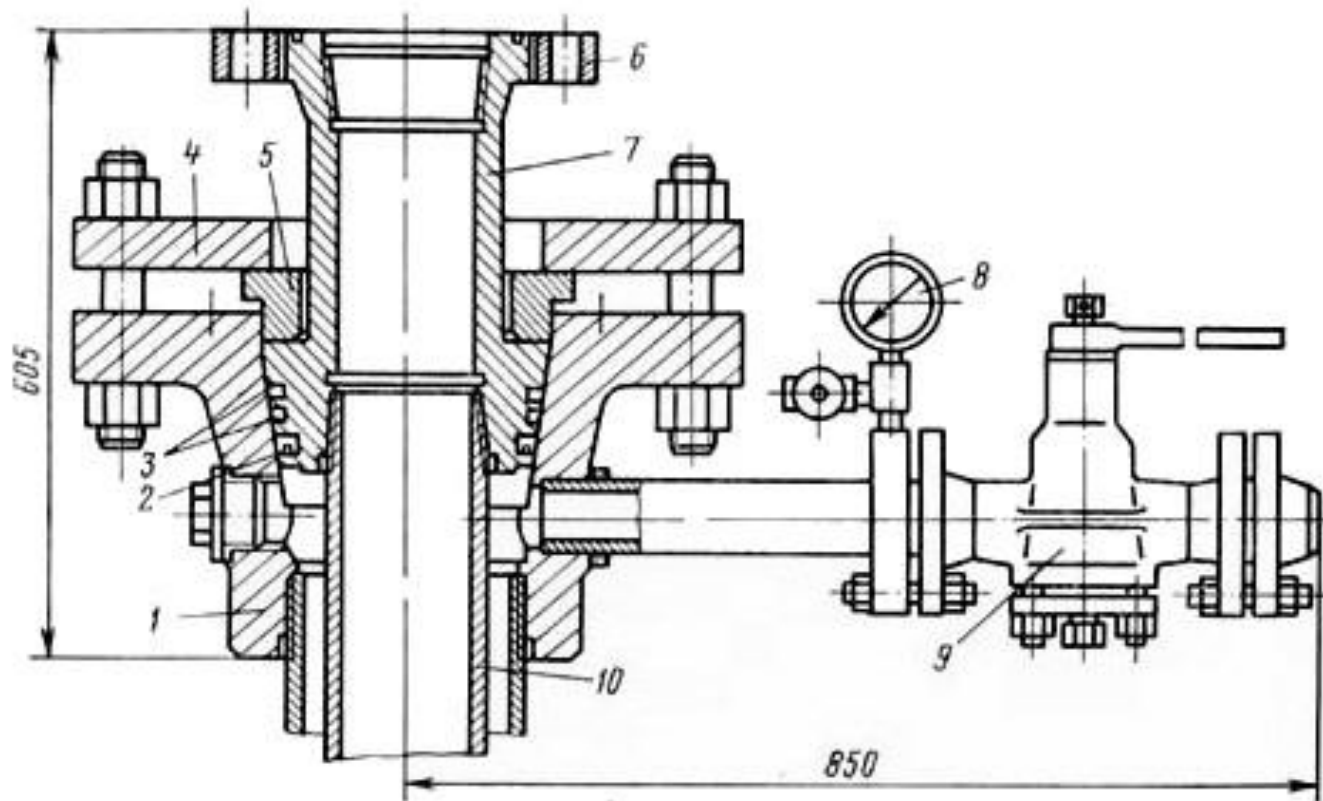
Обвязка устья
скважины
(манифольд)



- **Колонная головка** предназначена для соединения верхних концов обсадных колонн (кондуктора, технических и обсадных труб), герметизации межтрубных пространств и служит опорой для фонтанной арматуры.
- **Трубная головка** служит для обвязки одного или двух рядов фонтанных труб, герметизации межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами, а также для проведения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважины.
- **Фонтанная елка** предназначена для управления потоком продукции скважины и регулирования его параметров, а также для установки манометров, термометров и приспособлений, служащих для спуска и подъема глубинных приборов. Фонтанные елки по конструкции делятся на крестовые и тройниковые. Фонтанная арматура рассчитана на рабочее давление 7,14, 21, 35, 70 и 105 МПа, имеет диаметр проходного сечения ствола от 50 до 150 мм.
- **Манифольд** - система труб и отводов с задвижками или кранами - служит для соединения фонтанной арматуры с трубопроводом, по которому продукция скважины поступает на групповую замерную установку (ГЗУ).

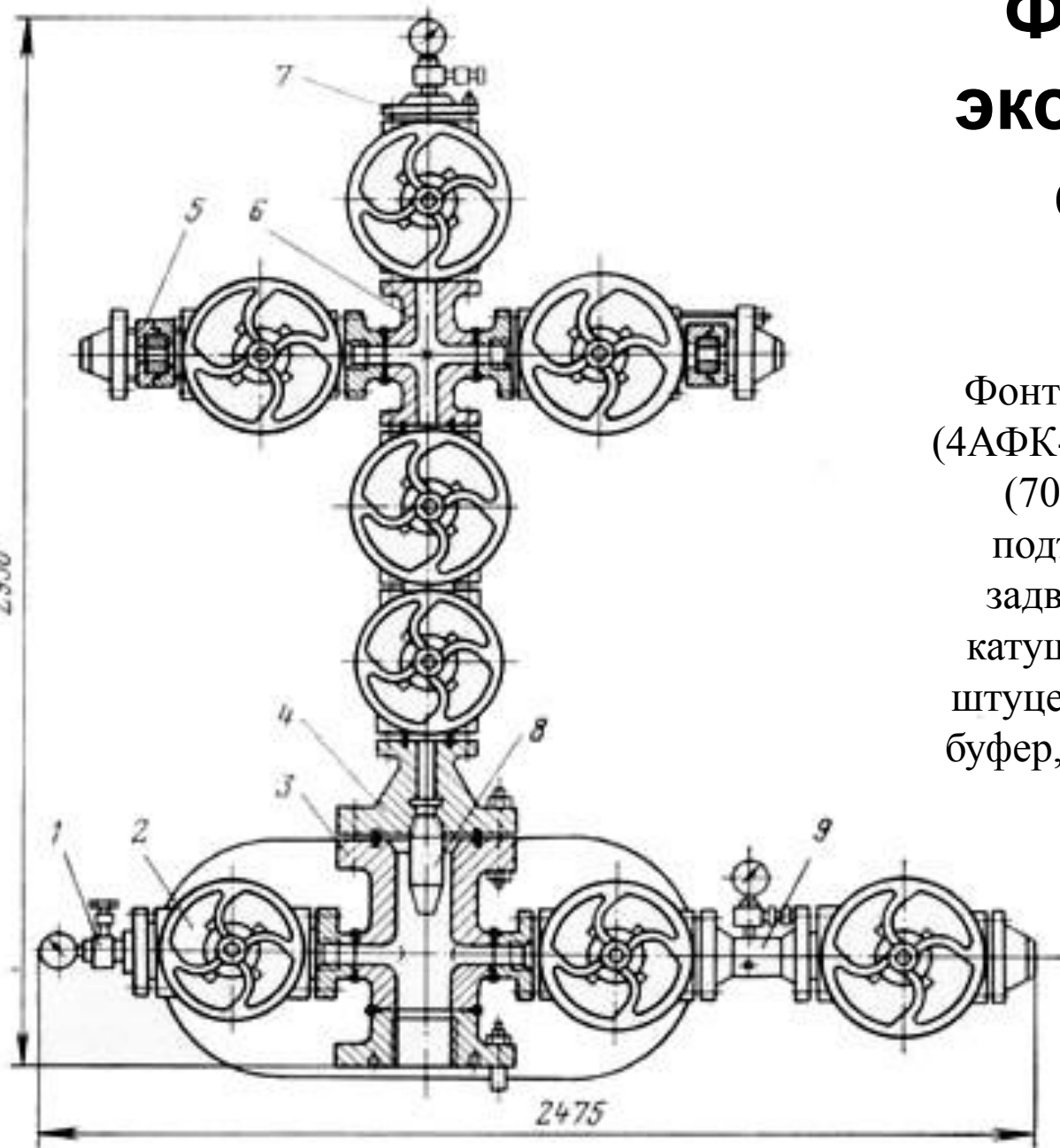


Фонтанная эксплуатация скважин



Конструкция простейшей колонной головки для одной обсадной колонны

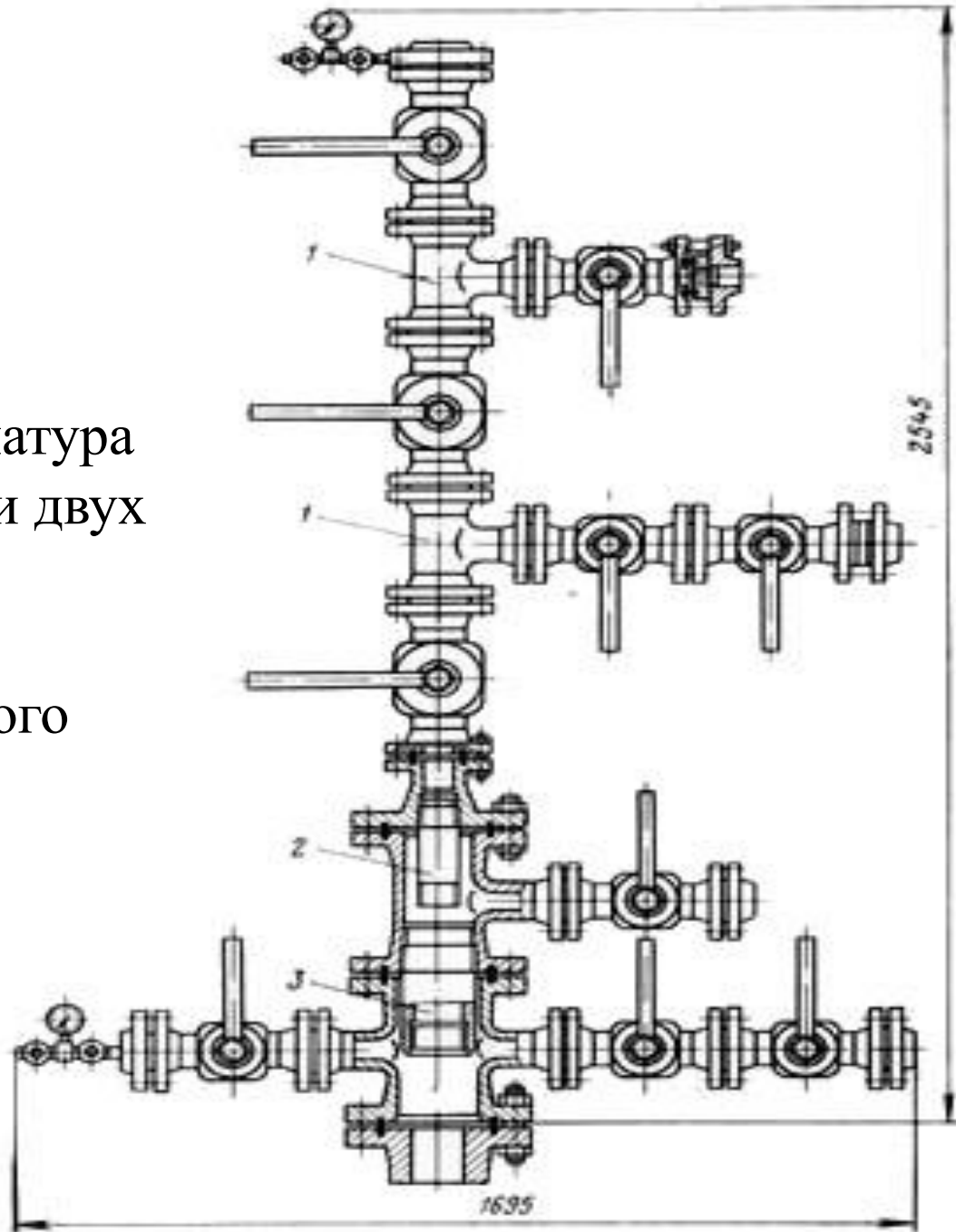
Фонтанная эксплуатация скважин



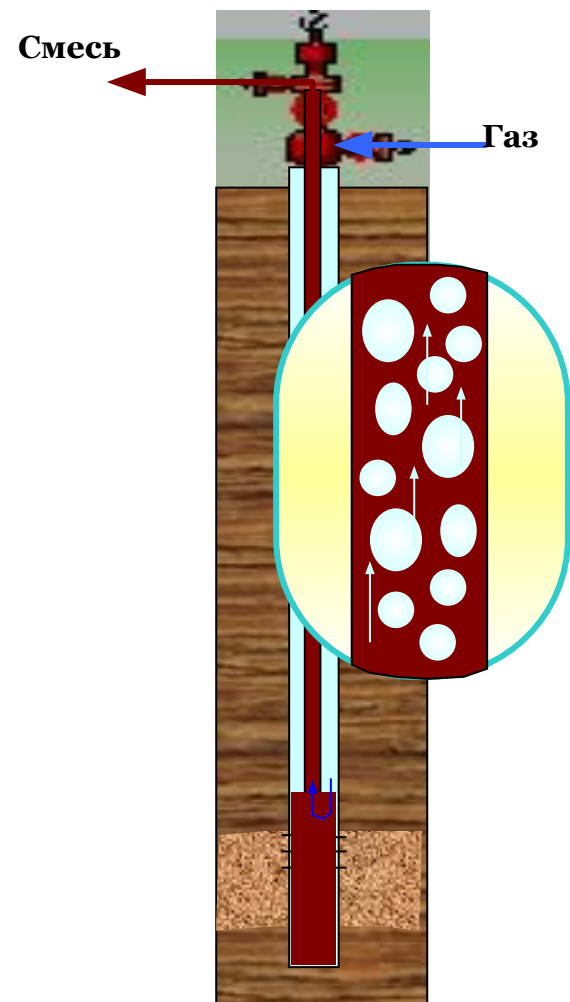
Фонтанная крестовая арматура (4АФК-50-700) высокого давления (70 МПа) для однорядного подъемника: 1 - вентиль, 2 - задвижка, 3 - крестовина, 4 - катушка для подвески НКТ, 5 - штуцер, 6 - крестовины ёлки, 7 - буфер, 8 - патрубков для подвески НКТ, 9 - катушка

Фонтанная эксплуатация скважин

Фонтанная тройниковая арматура кранового типа для подвески двух рядов НКТ (2АФТ-60 х 40 х КрЛ-125): 1 - тройник; 2 - патрубок для подвески второго ряда НКТ; 3 - патрубок для подвески первого ряда НКТ



Газлифтная эксплуатация скважин.



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

Используется для добычи нефти и пластовых вод.

Рабочий агент - сжатый компрессором попутный газ (компрессорный газлифт), а также природный газ под естественным давлением (бескомпрессорный газлифт). Может использоваться газ из продуктивного пласта, вскрытого той же скважиной (внутрискважинный бескомпрессорный газлифт).

Сущность газлифта - газирование жидкости. При этом плотность газожидкостной смеси (а следовательно, давление ее столба в скважине) с ростом газосодержания уменьшается, забойное давление скважины снижается. Приток продукции зависит от расхода газа.

Компрессорный газлифт - механизированный способ эксплуатации скважин

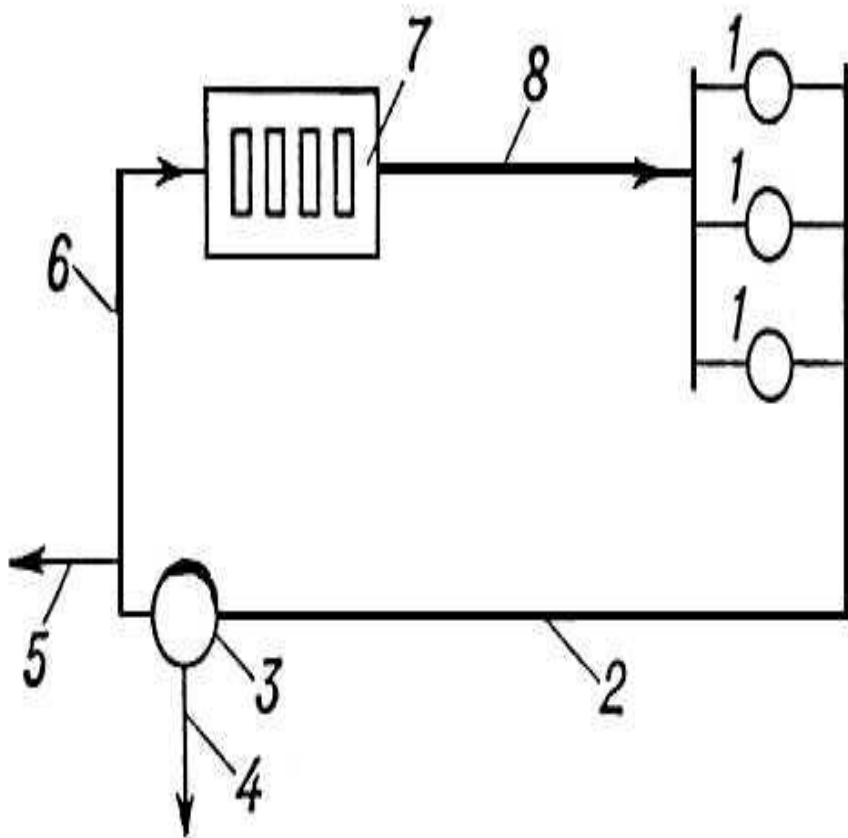
Преимущества:

- — возможность эксплуатации высокодебитных скважин;
- — простота оборудования;
- — легкость регулирования работы скважины.

Недостатки:

- — низкий КПД (особенно обводненной продукции), составляющий иногда несколько процентов;
- — необходимость строительства компрессорной станции;
- — как правило, высокие удельные затраты энергии на подъем единицы продукции.

Круговой газлифтный цикл группы скважин (схема):

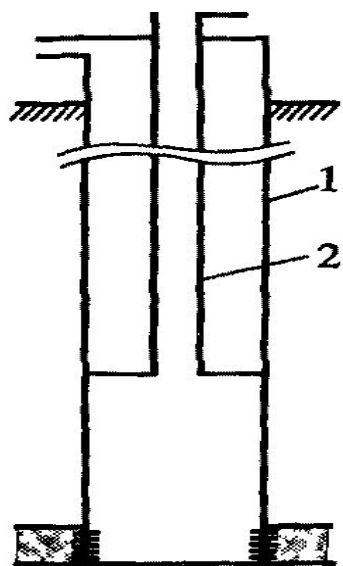


- 1** — газлифтные скважины;
- 2** — трубопроводы смеси жидкости и газа, поступающей из скважины;
- 3** — ёмкость (трап) для разделения жидкости и газа;
- 4** — нефтяная линия;
- 5** — линия избыточного газа, направляемого на переработку и потребление;
- 6** — линия газа низкого давления, поступающего на приём компрессоров;
- 7** — компрессорная станция;
- 8** — линия сжатого газа высокого давления, поступающего в скважины для подъёма жидкости.

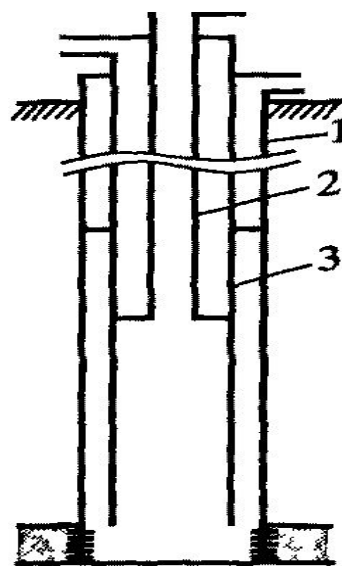
Классификация газлифтных скважин

- 1. По характеру ввода рабочего агента
прямая закачка;
обратная закачка;
- 2. По количеству колонн НКТ
однорядный подъемник;
двухрядный подъемник;
полуторарядный подъемник (лифт Саундерса).
- 3. По типу используемой энергии рабочего агента
компрессорный;
бескомпрессорный.
- 4. По используемому глубинному оборудованию
беспакерная система;
пакерная система;
система с использованием пусковых и раб-го клапанов;
система, когда газ вводится в подъемник через башмак НКТ (отсутствуют пусковые и рабочий клапаны).

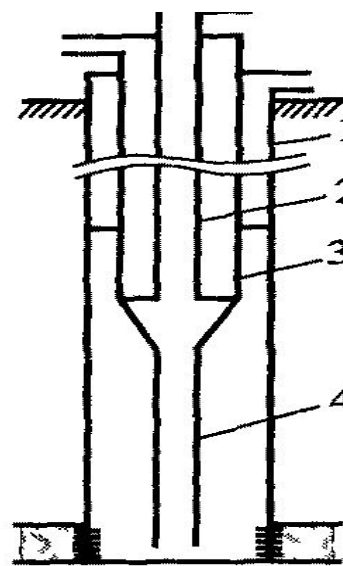
Принципиальные схемы газлифтных скважин



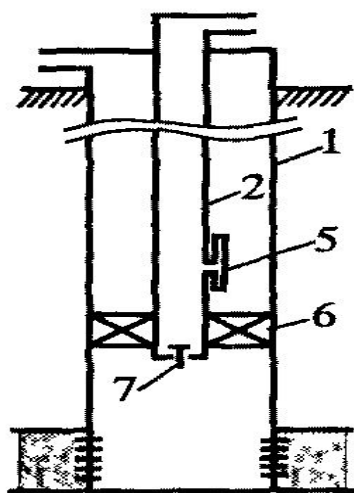
a



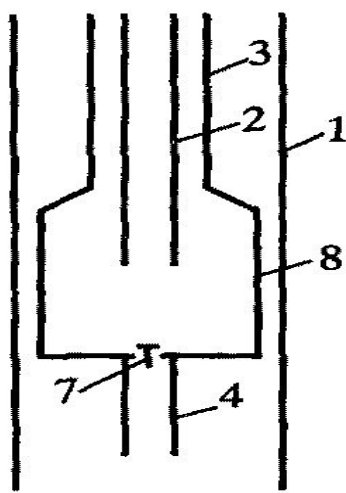
б



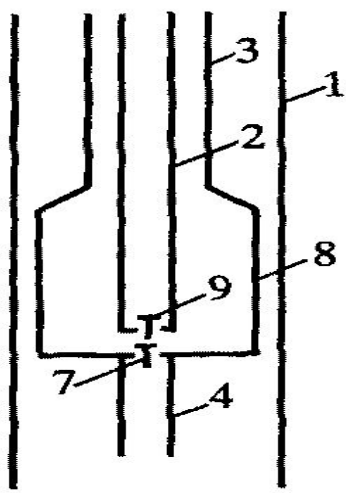
в



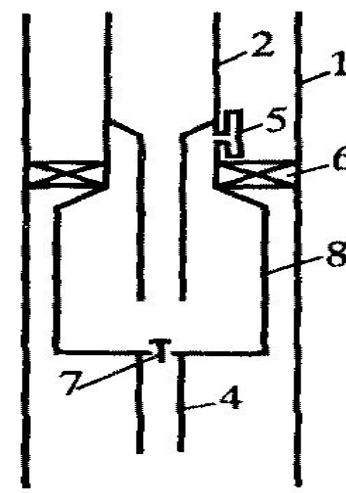
г



д



е



ж

- ***а — однорядный подъемник;***
- ***б — двухрядный подъемник;***
- ***в — полуторарядный подъемник;***
- ***г — однорядный подъемник с перепускным клапаном и пакером;***
- ***д — двухрядный подъемник с камерой накопления;***
- ***е — двухрядный подъемник с камерой накопления и дополнительным обратным клапаном на подъемнике;***
- ***ж — однорядный подъемник с камерой накопления, перепускным клапаном и пакером;***
- ***1 — обсадная колонна;***
- ***2 — подъемник;***
- ***3 -НКТ;***
- ***4 — хвостовик;***
- ***5 — перепускной клапан;***
- ***6 — пакер;***
- ***7 — обратный клапан (отсекатель скважины);***
- ***8 — камера накопления;***
- ***9 — обратный клапан на подъемнике***

Однорядный подъемник

- широко используется при эксплуатации скважин с нормальными условиями (в продукции отсутствуют механические примеси);
- при хорошем качестве рабочего агента и его подготовке (в газе отсутствуют корродирующие компоненты, механические примеси, низкое влагосодержание).
- В противном случае при прямой закачке возможна коррозия не только подъемника (который при необходимости может быть заменен на новый), но и обсадной колонны (замена которой невозможна).

Недостатки однорядного подъемника

- возможность образования песчаной пробки на забое вследствие недостаточной для выноса песка скорости восходящего потока в интервале «забой—башмак»;
- высокое пусковое давление, т.к. необходимо оттеснять уровень жидкости в затрубном пространстве при пуске скважины до башмака подъемника;
- возможность работы подъемника с пульсациями.

Преимущества однорядного подъемника

- Низкая металлоемкость;
- Простота и невысокая стоимость подземного ремонта (в сравнении с другими схемами газлифтных подъемников).
- Возможность применения для эксплуатации скважин с широким диапазоном дебитов, т.к. возможно регулирование работы скважины изменением диаметра подъемника, что затруднено или даже невозможно при других схемах газлифта.

Двухрядный подъемник

При такой конструкции в скважину спускают два ряда труб: внешний — большего диаметра (воздушные трубы) и внутренний — подъемник меньшего диаметра.

- предназначен для эксплуатации скважин с определенными осложнениями (пескообразование);
- Если продукция скважины представлена коррозионно-активными компонентами;
- В случае недостаточно высокого качества подготовки закачиваемого газа (повышенное влагосодержание газа и содержание в нем корродирующих компонентов).

Полуторарядный подъемник

нижняя часть воздушных труб комплектуется из труб меньшего диаметра (хвостовик);

- создаются лучшие условия выноса песка и предотвращается образование на забое песчаной пробки;
- металлоемкость меньше, чем двухрядного;
- невозможно из-за наличия хвостовика увеличивать глубину спуска подъемника;

Однорядный подъемник с пакером и перепускным клапаном

Предназначен для периодической эксплуатации работающих без осложнений скважин.

Принцип работы

Давление под обратным клапаном 7 со стороны скважины больше давления над обратным клапаном 7 со стороны подъемника 2 и клапан 7 открывается.

Продукция из пласта поступает в подъемник 2, вследствие чего уровень жидкости в нем растет.

Вместе с этим растет и давление на сильфон перепускного клапана, который срабатывает от давления в подъемнике.

В затрубном пространстве действует давление закачиваемого газа.

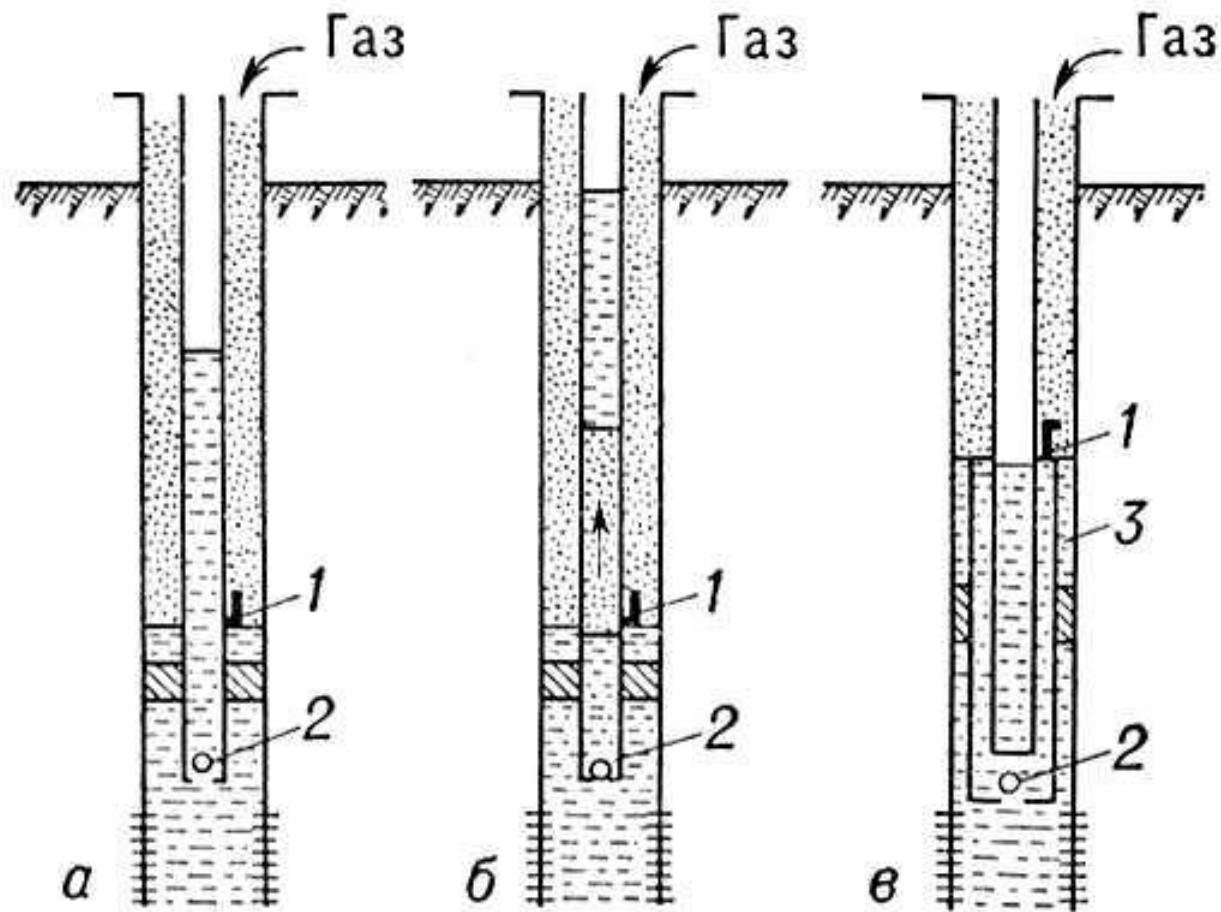
При достижении заданного перепада давлений (между давлением газа в затрубном пространстве и давлением жидкости в подъемнике) перепускной клапан открывается, газ поступает в подъемник, обратный клапан 7 закрывается, и происходит выброс накопившейся жидкости из подъемника на поверхность. Перепад давлений на сильфон снижается, и перепускной клапан закрывается.

Под действием давления у башмака подъемника обратный клапан 7 открывается, и жидкость из скважины поступает в подъемник, приводя к росту уровня жидкости в нем.

Двухрядный подъемник с камерой накопления

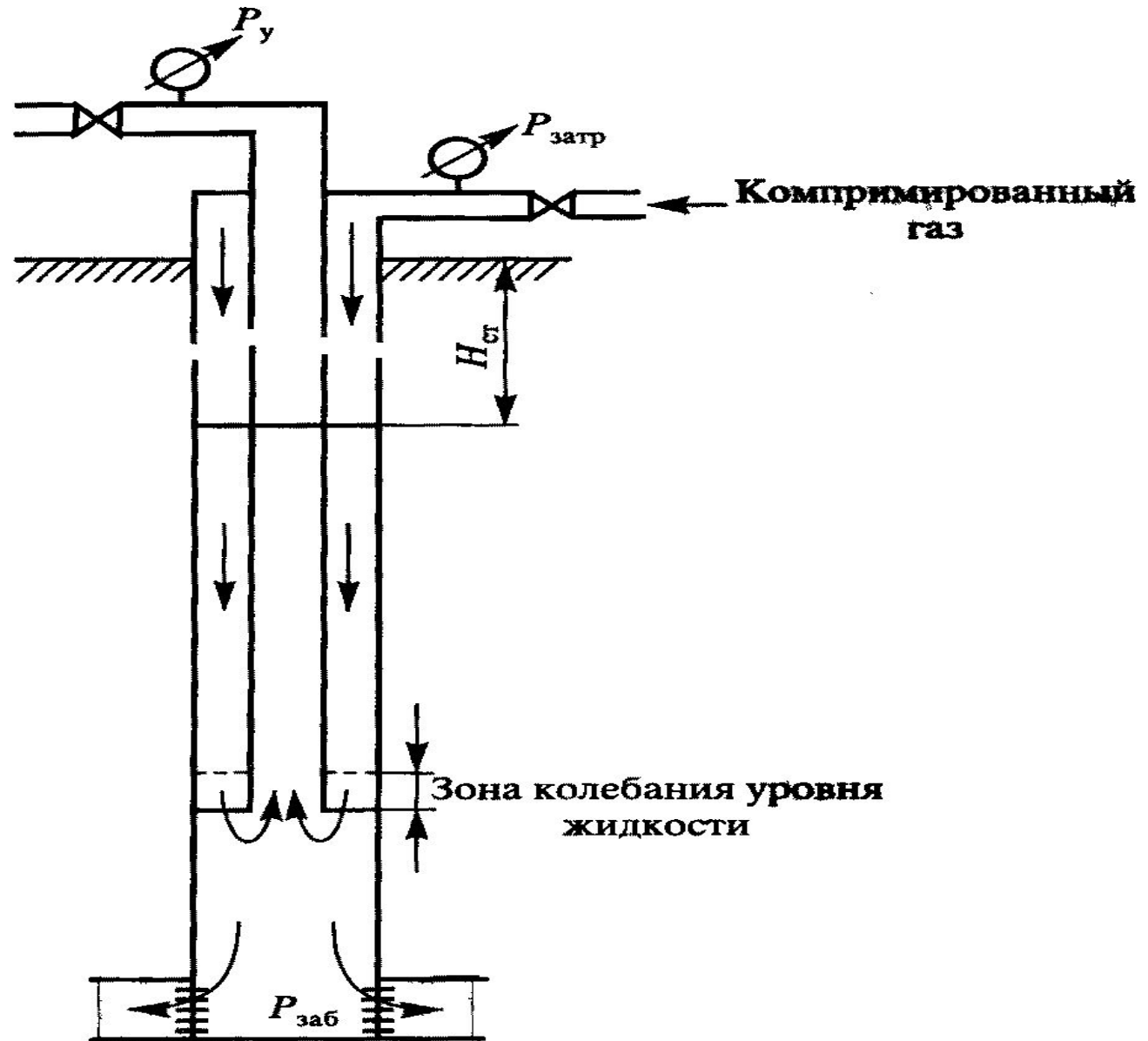
- Отличается от классического двухрядного подъемника наличием в нижней части камеры накопления 8, к которой прикреплен хвостовик 4.
- В месте крепления хвостовика к камере накопления размещен обратный клапан 7.
- Когда в межтрубном пространстве (между колоннами 2 и 3) и в подъемнике 2 нет давления закачиваемого газа, клапан 7 открывается и жидкость из скважины поступает в камеру накопления и поднимается в подъемник и межтрубное пространство.
- После подъема уровня жидкости на расчетную величину расположенный на устье автомат подачи газа в соответствии с заданной программой включается, и сжатый газ подается в межтрубное пространство.
- Обратный клапан 7 закрывается, отсекая накопившийся объем жидкости.
- Поступающий через башмак в подъемник газ выбрасывает жидкость на поверхность, давление газа падает, и автомат подачи газа отсекает его подачу.
- Открывается обратный клапан 7, и цикл повторяется.

Схема периодического газлифта



- а-накопление жидкости
- б-откачка
- газлифт с камерой замещения

К процессу пуска газлифтной скважины



- Максимальное давление закачиваемого газа, соответствующее оттеснению уровня жидкости до башмака подъемника, называется

пусковым давлением $P_{\text{пуск}}$.

- Среднее по величине давление, устанавливающееся при нормальной работе газлифтной скважины, называется

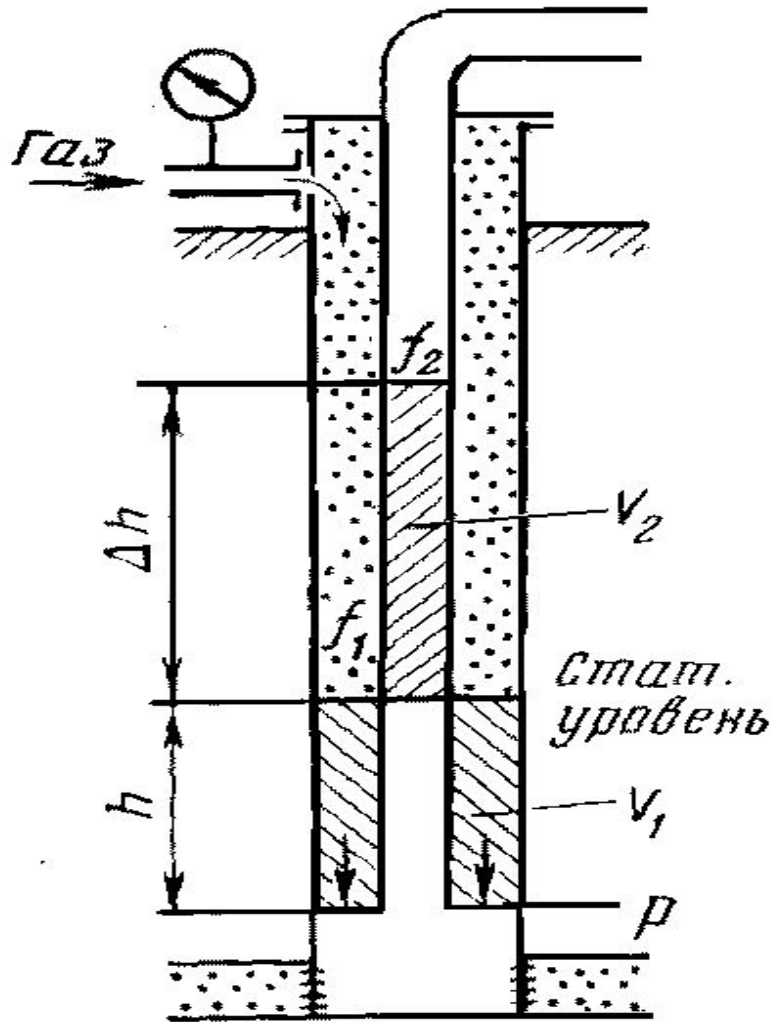
рабочим давлением $P_{\text{раб}}$.

Расчёт пускового давления

Ограничения:

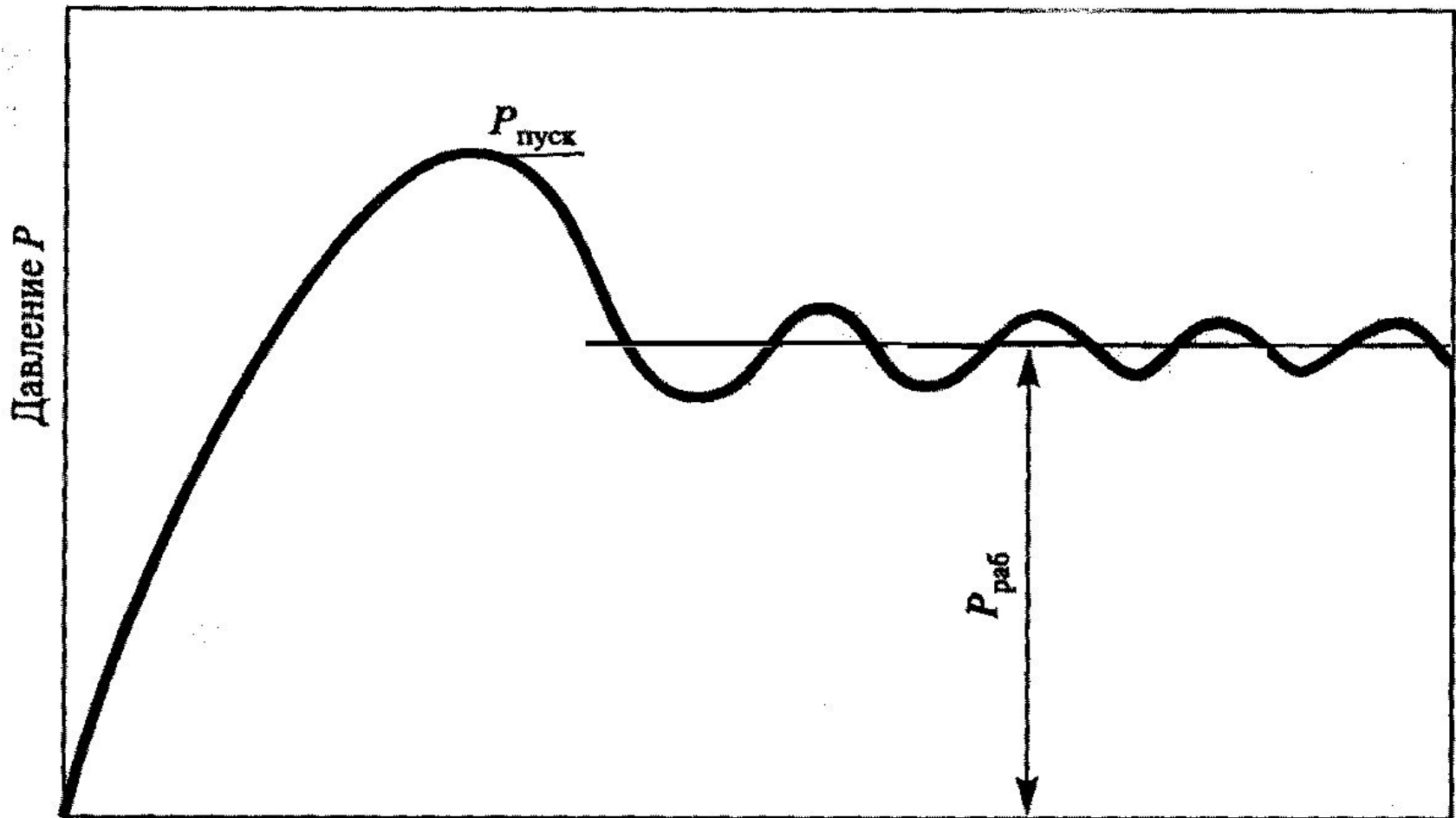
- 1. Не учитываются потери энергии на трение в процессе закачки газа и продавки жидкости.
- 2. Давление на устье скважины при прямой закачке (давление в затрубном пространстве — при обратной) принимается равным атмосферному.
- 3. Не учитывается давление от веса столба газа.
- 4. Пренебрегаем толщиной стенок НКТ.

Расчёт пускового давления

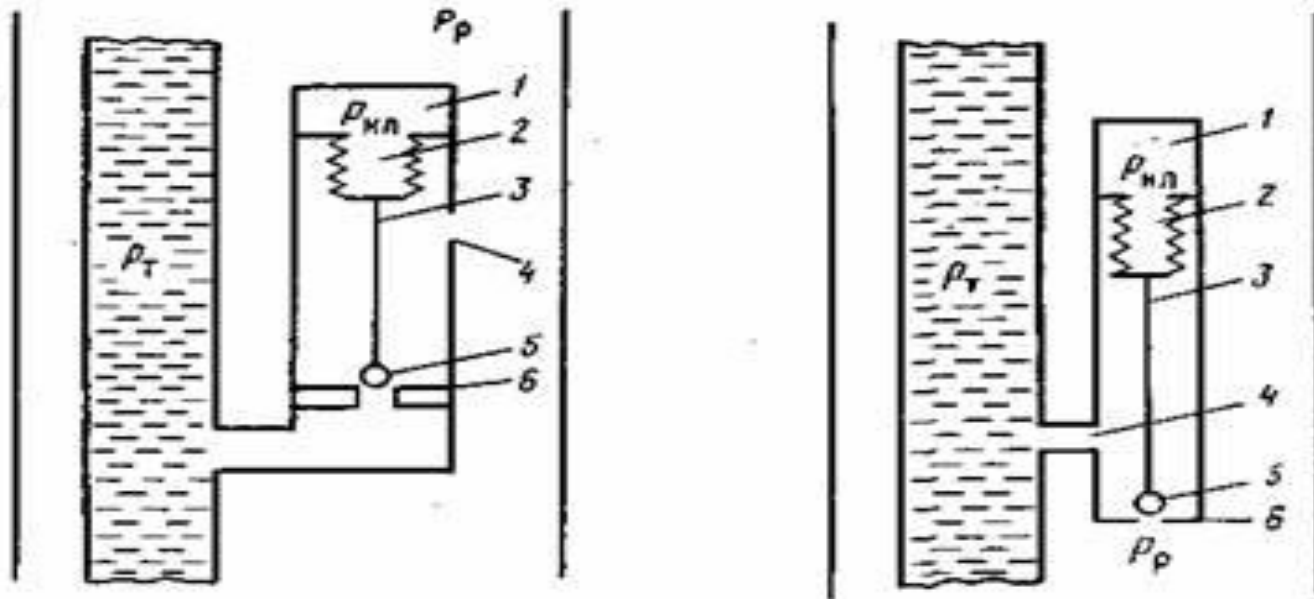


- h — погружение башмака подъемных труб под статический уровень;
- Δh — повышение уровня (над статическим) в подъемных трубах;
- f_r — площадь сечения межтрубного пространства, куда закачивается газ;
- $f_{ж}$ — площадь сечения подъемных труб, куда перетекает жидкость.

Зависимость изменения давления во время пуска и работы газлифтной скважины



Газлифтные клапаны



■ Газлифтный клапан, работающий от рабочего давления: 1 — камера; 2 — сильфон; 3 — шток; 4 — штуцерное отверстие; 5 — шаровой клапан; 6 — отверстие в седле; P_p — давление рабочего агента на уровне клапана; P_t — давление в среде; $P_{кп}$ — давление зарядки сильфона

Газлифтный клапан, работающий от давления газожидкостной среды