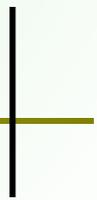


УЧЕБНЫЙ МОДУЛЬ
**Модуль «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»**

Учебный элемент

«Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин»



Фонтанная эксплуатация скважин

Фонтанирование скважин происходит на вновь открытых месторождениях нефти, когда запас пластовой энергии велик, т. е. давление на забоях скважин достаточно большое, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на преодоление трения, связанное с движением этой жидкости.

Общим обязательным условием для работы любой фонтанирующей скважины будет следующее основное равенство:

$$P_c = P_{\Gamma} + P_{\text{тр}} + P_y$$

где P_c - давление на забое скважины; P_{Γ} , $P_{\text{тр}}$, P_y - гидростатическое давление столба жидкости в скважине, рассчитанное по вертикали, потери давления на трение в НКТ и противодействие на устье, соответственно.

Различают два вида фонтанирования скважин:

- фонтанирование жидкости, не содержащей пузырьков газа, - артезианское фонтанирование;
- фонтанирование жидкости, содержащей пузырьки газа, облегчающего фонтанирование, - наиболее распространенный способ фонтанирования.

Фонтанная эксплуатация скважин

Артезианское фонтанирование

Теоретическое описание процесса артезианского фонтанирования практически не отличается от расчета движения однородной жидкости по трубе. Давление на забое скважины P_c при фонтанировании определяется уравнением, в котором гидростатическое давление столба жидкости благодаря постоянству плотности жидкости определяются простым соотношением

$$P_{\Gamma} = \bar{\rho} \cdot g \cdot H$$

где ρ - средняя плотность жидкости в скважине; H - расстояние по вертикали между забоем (обычно серединой интервала перфорации) и устьем скважины.

Для наклонных скважин

$$H = L \cdot \cos \alpha \qquad H = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta L_i \cdot \cos \alpha_i$$

При движении жидкости по НКТ она охлаждается и ее плотность немного изменяется. Поэтому необходимо в расчетах принимать среднюю плотность

$$\bar{\rho} = \frac{\rho_c + \rho_y}{2}$$

Фонтанная эксплуатация скважин

$$\rho_c = (\rho_n)_c \cdot (1 - n) + (\rho_b)_c \cdot n$$

$$\rho_y = (\rho_n)_y \cdot (1 - n) + (\rho_b)_y \cdot n$$

Потери давления на трение $P_{тр}$ определяются по обычным формулам трубной гидравлики, а именно

$$P_{тр} = \lambda \cdot \frac{L}{d} \frac{C_{ж}^2}{2 \cdot g} \cdot \rho \cdot g$$

Скорость жидкости в НКТ $C_{ж}$ определяется обычно через объемный коэффициент жидкости и ее плотность для средних термодинамических условий в НКТ:

$$C_{ж} = \left(\frac{Q_n \cdot b_n}{\rho_n} + \frac{Q_b \cdot b_b}{\rho_b} \right) \cdot \frac{1}{f}$$

Фонтанная эксплуатация скважин

Коэффициент сопротивления λ зависит от режима течения. Установлено, что при $Re < 1200$ течение ламинарное, при $Re > 2500$ - турбулентное и при $1200 < Re < 2500$ - так называемая переходная зона. При ламинарном движении

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

При турбулентном движении:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$$

Для переходной зоны имеется много различных аппроксимирующих формул. Достаточно надежные результаты для λ получаются по формуле

$$\lambda = \frac{0,342}{Re^{0,21}}$$

Как известно, приток жидкости из пласта в скважину может быть определен общим уравнением притока

$$Q = K \cdot (P_{пл} - P_c)^n$$

$$P_c = P_{пл} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}}$$

Фонтанная эксплуатация скважин

При совместной работе пласта и фонтанного подъемника на забое скважины устанавливается общее забойное давление, определяющее такой приток жидкости, который фонтанные трубы будут в состоянии пропустить при данной глубине скважины, противодавлении на устье, диаметре труб и т. д. Для определения этого притока имеем соотношение

$$P_{\Gamma} + P_{\text{тр}} + P_{\text{у}} = P_{\text{пл}} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}}$$

$$A = P_{\Gamma} + f(Q)$$

$$B = P_{\text{пл}} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}}$$

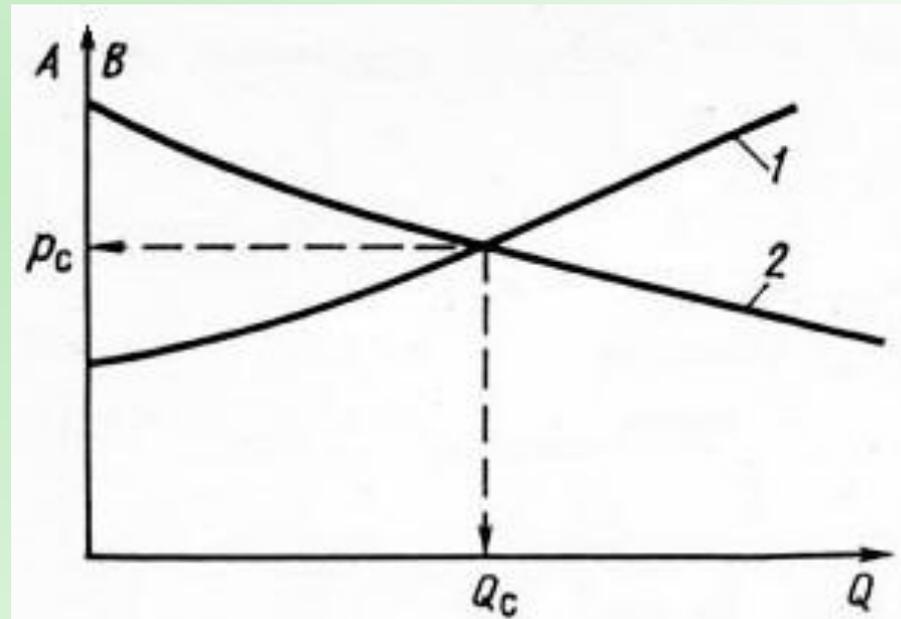


Рис. 8.1. Совместное решение уравнения работы подъемника $A(Q)$ и уравнения притока жидкости из пласта в скважину $B(Q)$

Фонтанная эксплуатация скважин

Фонтанирование за счет энергии газа

Это наиболее распространенный способ фонтанирования нефтяных скважин. При артезианском фонтанировании в фонтанных трубах движется негазированная жидкость (нефть), поэтому, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба такой жидкости, забойное давление должно быть достаточно высоким.

При фонтанировании за счет энергии газа плотность столба ГЖС в фонтанных трубах мала, поэтому гидростатическое давление столба такой смеси будет меньше. Следовательно, и для фонтанирования скважины потребуется меньшее забойное давление. При движении жидкости по НКТ от забоя к устью давление уменьшается, и на некоторой высоте оно становится равным давлению насыщения $P_{\text{нас}}$, а выше - ниже давления насыщения., диаметре труб и т. д. Для определения этого притока имеем соотношение

$$P_c = h \cdot \rho \cdot g + P_z + (H - h) \cdot \rho_r \cdot g$$

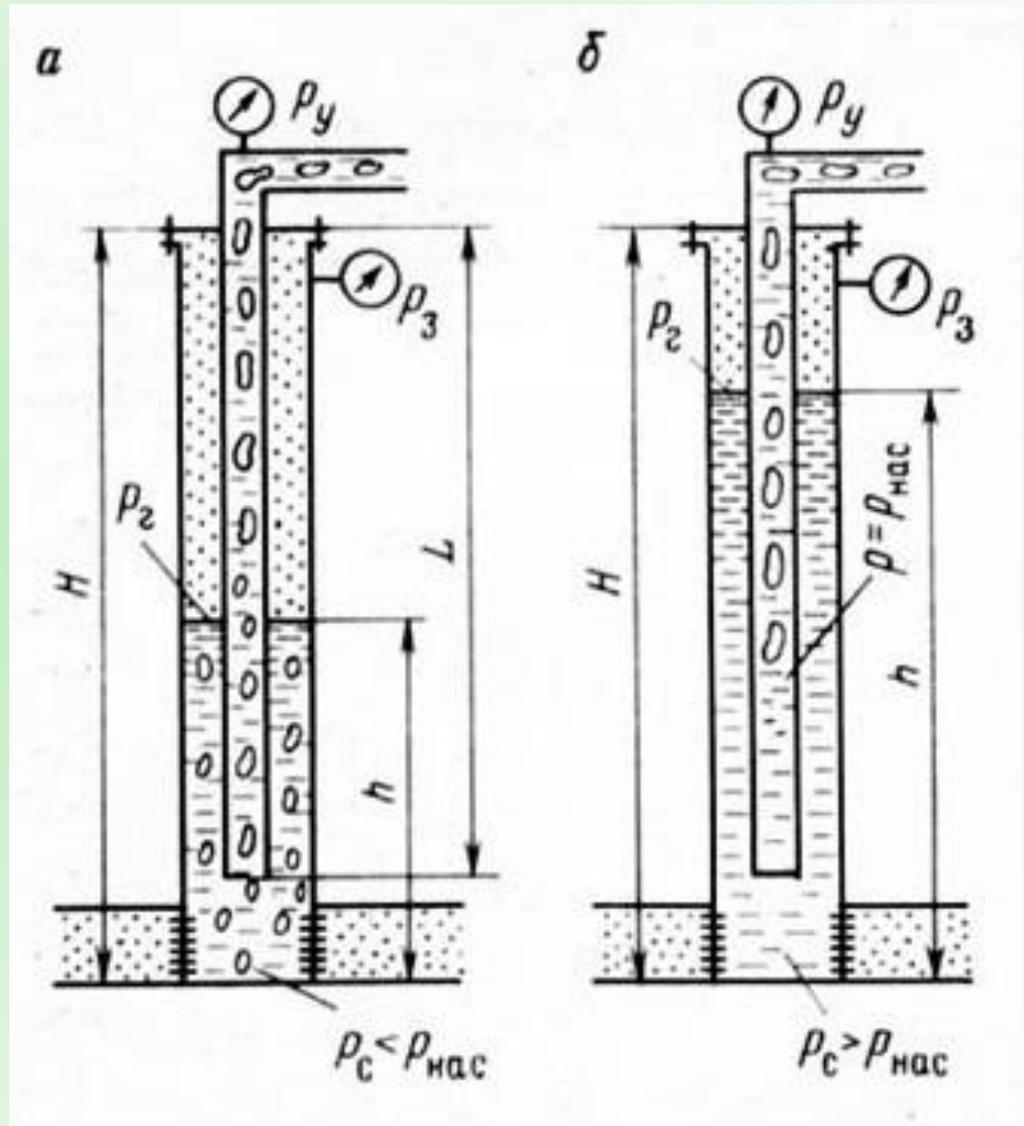
Фонтанная эксплуатация скважин

$$P_c = P_6 + P$$

$$\Delta P = (H - h) \cdot \rho_r \cdot g$$

Схема скважин при фонтанировании

а - при давлении на забое меньше давления насыщения ($P_c < P_{нас}$);
б - при давлении на забое больше давления насыщения ($P_c > P_{нас}$)



Фонтанная эксплуатация скважин

Условие фонтанирования

$$w_1 = 1 \text{ м}^3 \rho \cdot g \cdot \left(\frac{P_c P_o}{\rho \cdot g} \right) = 1 \text{ м}^3 (P_c - P_o), \quad [\text{Дж}]$$

Следуя рассуждениям А. П. Крылова, будем считать, что с каждым 1 м³ нефти на забой поступает Γ_o кубических метров газа, приведенных к нормальным условиям. Растворимостью газа в первом приближении пренебрегаем. Возможная работа этого газа при изотермическом его расширении будет равна

$$w_2 = \Gamma_o \cdot P_o \cdot \text{Ln} \frac{P_c}{P_o}, \quad [\text{Дж}]$$

Общее количество энергии, поступающей на забой с каждым кубическим метром нефти будет равно

$$W_1 = w_1 + w_2 = P_c - P_o + \Gamma_o \cdot P_o \cdot \text{Ln} \frac{P_c}{P_o}, \quad [\text{Дж}]$$

Фонтанная эксплуатация скважин

На устье скважины всегда есть некоторое противодавление P_y , то поток ГЖС, покидая устье, уносит с собой некоторое количество энергии. Количество уносимой энергии можно определить так:

$$W_2 = P_y - P_o + \Gamma_o \cdot P_o \cdot \ln \frac{P_y}{P_o}$$

Количество энергии, поступающей из пласта и затраченной в самой скважине в процессе подъема жидкости от забоя до устья, W_{Π} будет равно разности $W_1 - W_2$, т. е.

$$W_{\Pi} = W_1 - W_2 = P_c - P_y + \Gamma_o \cdot P_o \cdot \ln \frac{P_c}{P_y}$$

Количество энергии, минимально необходимое для фонтанирования, по аналогии, будет равно

$$W_H = P_c - P_y + R_{\text{опт}} \cdot P_o \cdot \ln \frac{P_c}{P_y} \qquad W_{\Pi} \geq W_H$$

Фонтанная эксплуатация скважин

Откуда следует: $\Gamma_o \geq R_{\text{опт}}$

т. е. если из пласта поступает газа больше или столько, сколько нужно для подъема 1 м^3 жидкости на режиме наивысшего к. и. д., то фонтанирование возможно.

На основании экспериментальных исследований и теоретической обработки результатов А. П. Крыловым получены формулы для определения удельного расхода газа R_{max} при работе газожидкостного подъемника на режиме максимальной подачи Q_{max} . Эта формула имеет вид

$$R_{\text{max}} = \frac{2,769 \cdot 10^{-4} \rho^2 \cdot L^2}{d^{0,5} \cdot (P_c - P_y) \cdot \text{Ln}(P_c/P_y)}$$

$$R_{\text{опт}} = \frac{2,769 \cdot 10^{-4} \rho^2 \cdot L^2}{d^{0,5} \cdot (P_c - P_y) \cdot \text{Ln}(P_c/P_y)} \cdot \left(1 - \frac{P_c - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right)$$

Фонтанная эксплуатация скважин

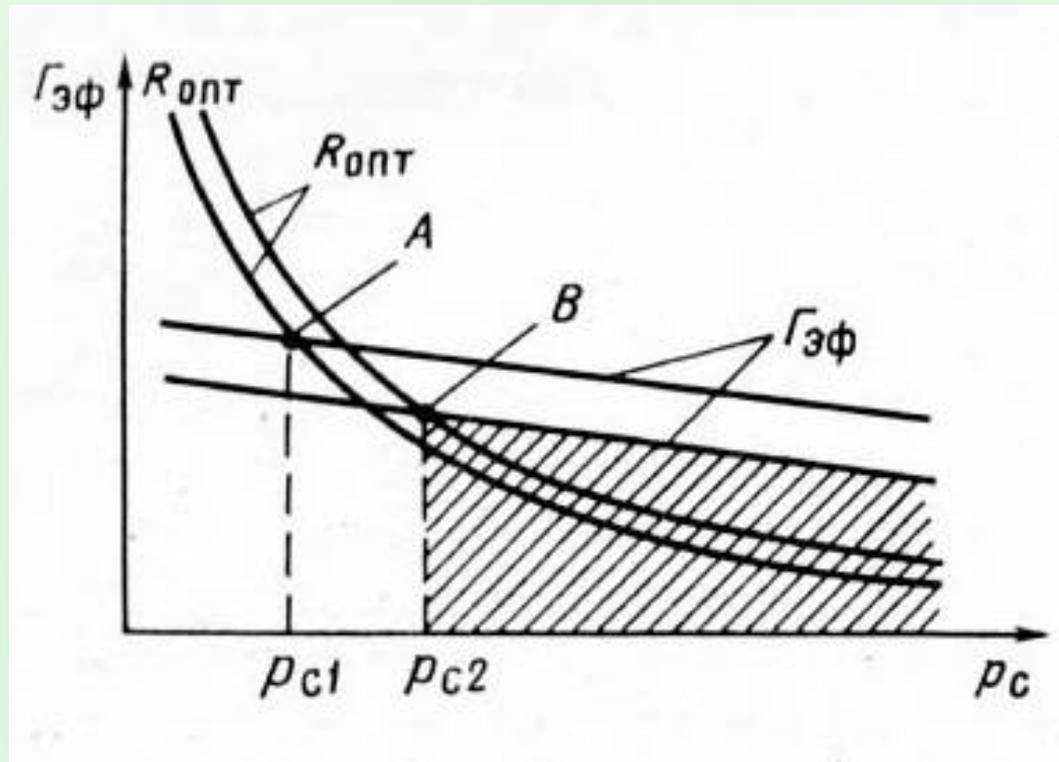
С учетом растворимости газа условие фонтанирования теперь запишется так:

$$\Gamma_{\text{эф}} \geq R_{\text{опт}}$$

или в развернутом виде

$$\Gamma_o - \alpha \cdot \left[\frac{P_c + P_y}{2} - P_o \right] \cdot (1 - n) \geq$$
$$\geq \frac{2,77 \cdot 10^{-4} \rho^2 \cdot L^2}{d^{0,5} \cdot (P_c - P_y) \cdot \text{Ln}(P_c/P_y)} \cdot \left(1 - \frac{P_c - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right)$$

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

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

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

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:

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

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

Формулы можно решить относительно диаметра d

Фонтанная эксплуатация скважин

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

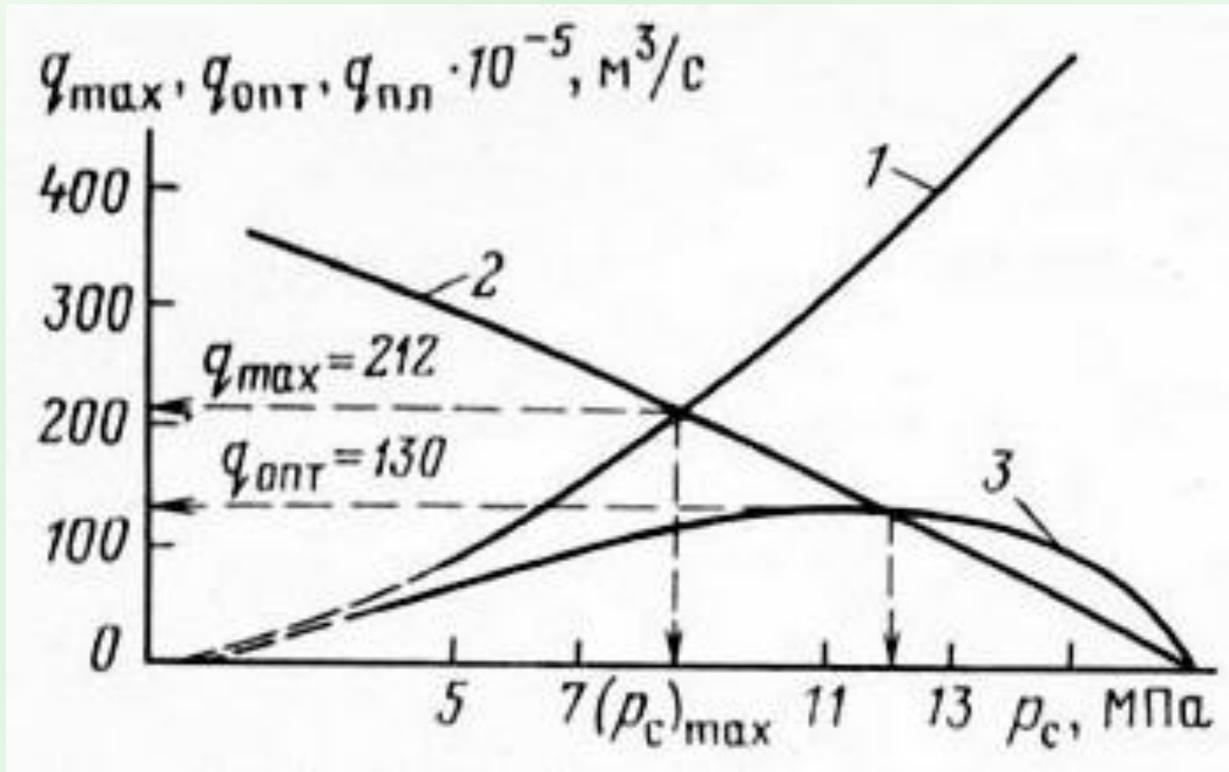
$$d = \sqrt[3]{\frac{q_{\text{опт}}}{55} \cdot \left(\frac{\rho \cdot g \cdot L}{P_6 - P_y}\right)^{1,5} \cdot \left(1 - \frac{P_6 - P_y}{\rho \cdot g \cdot L}\right)^{-1}} \quad [\text{М}]$$

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

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

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

Фонтанная эксплуатация скважин



Графоаналитическое определение условий совместной работы пласта и газожидкостного подъемника:

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

2 - зависимость притока от давления R_b ;

3 - зависимость подачи подъемника от R_b 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)



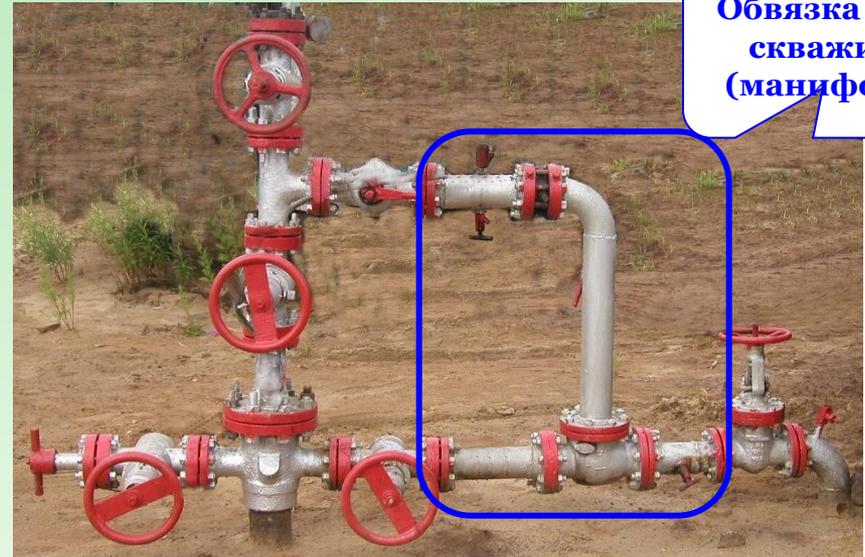
Трубная
головка

Колонная
головка

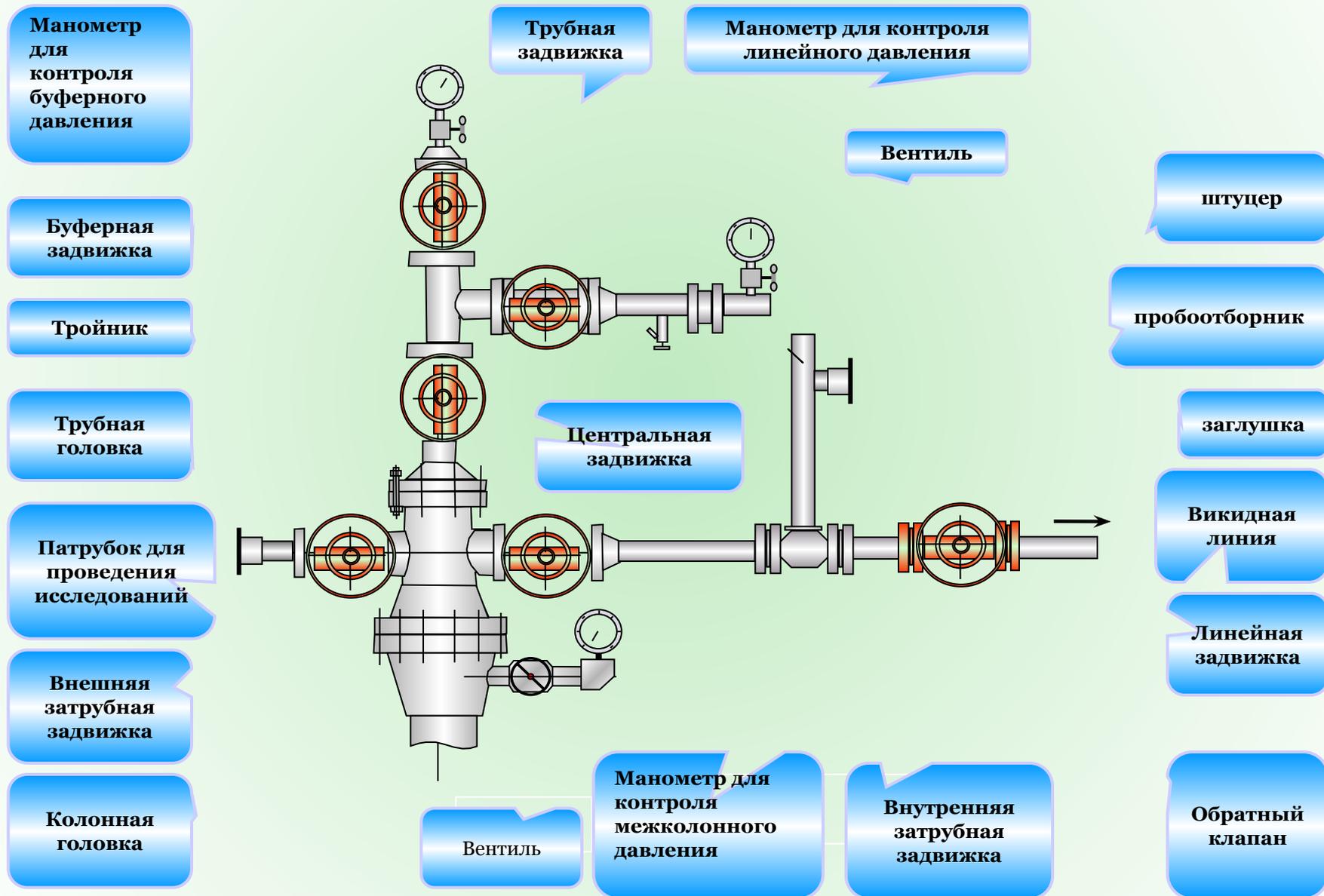
устьевая
арматура



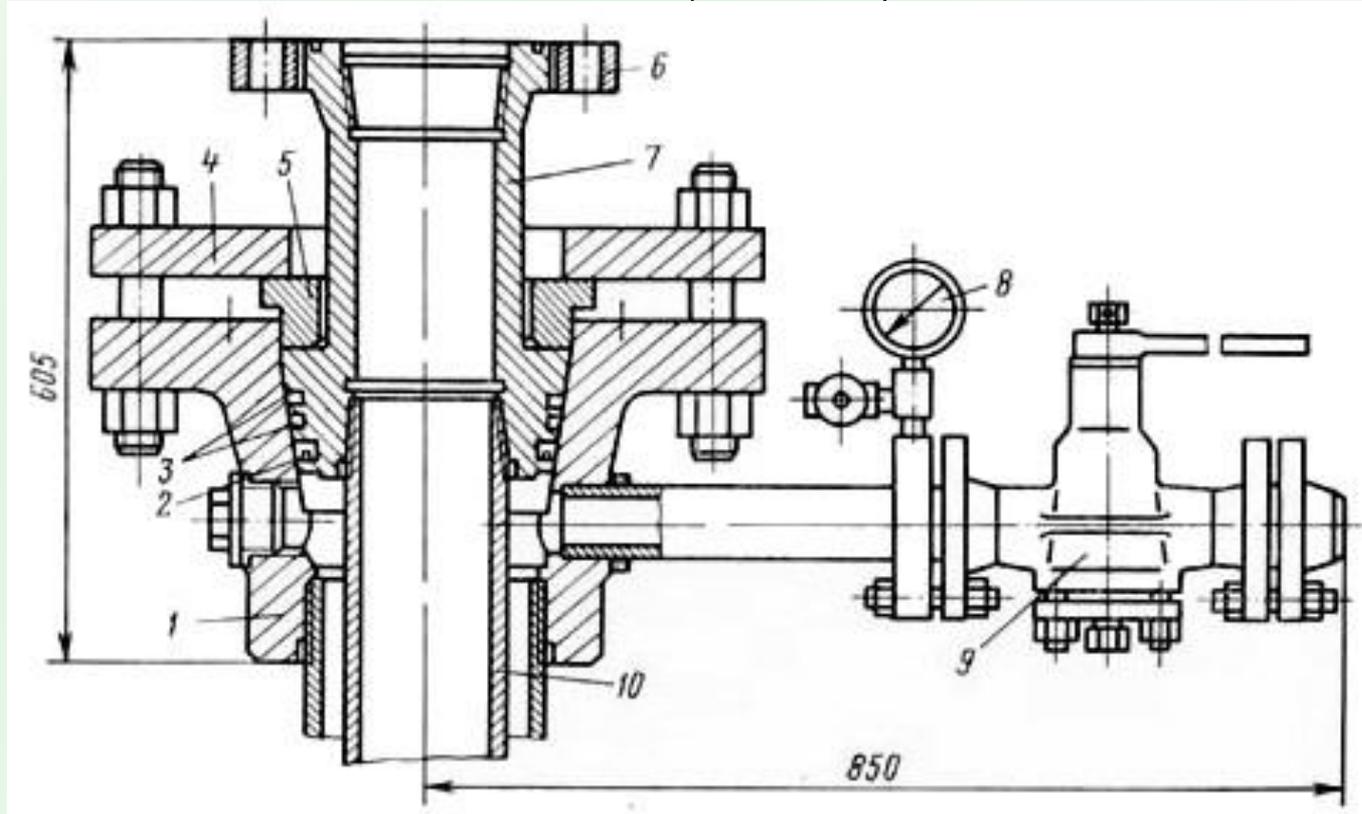
Обвязка устья
скважины
(манифольд)



- **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).



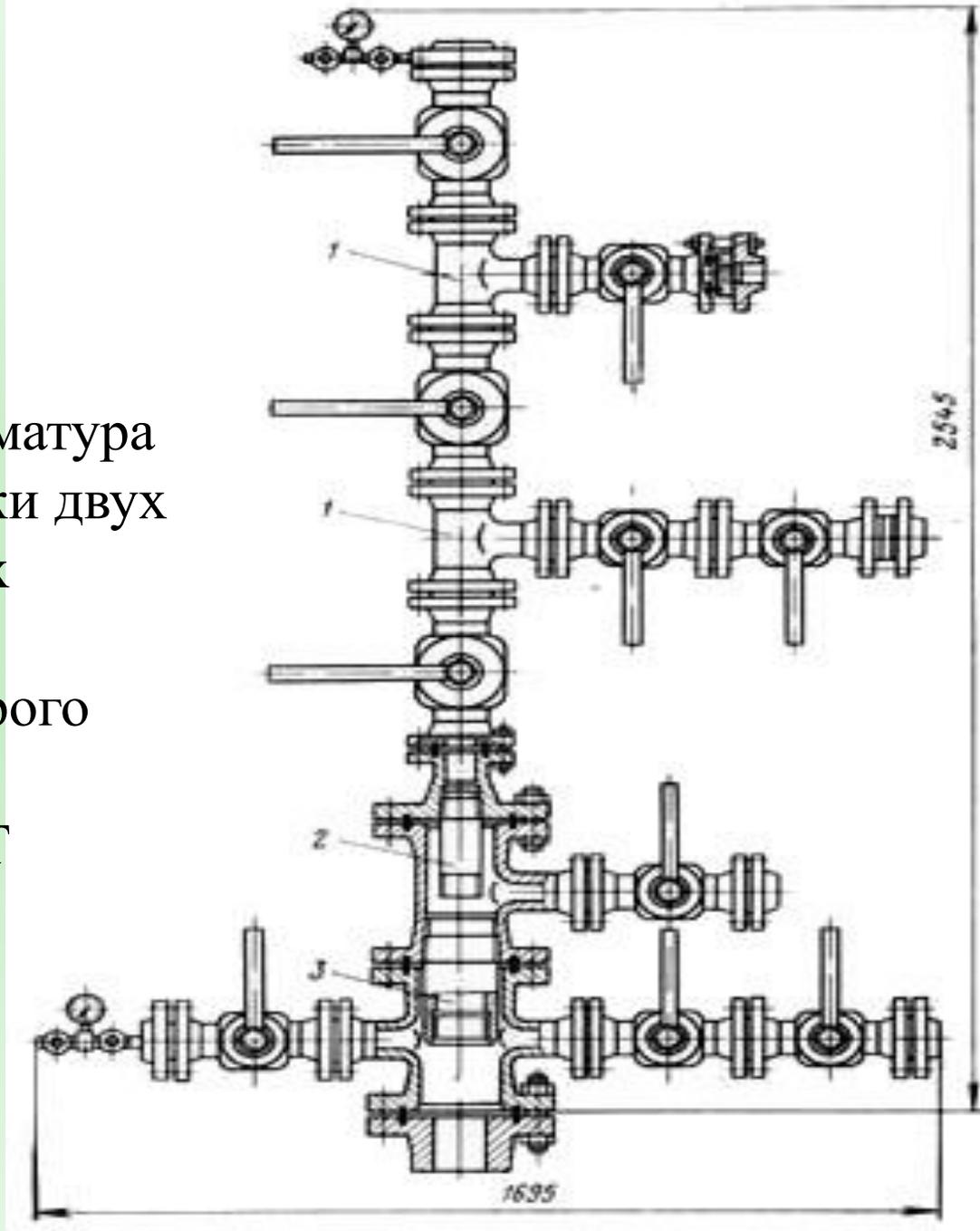
Фонтанная эксплуатация скважин



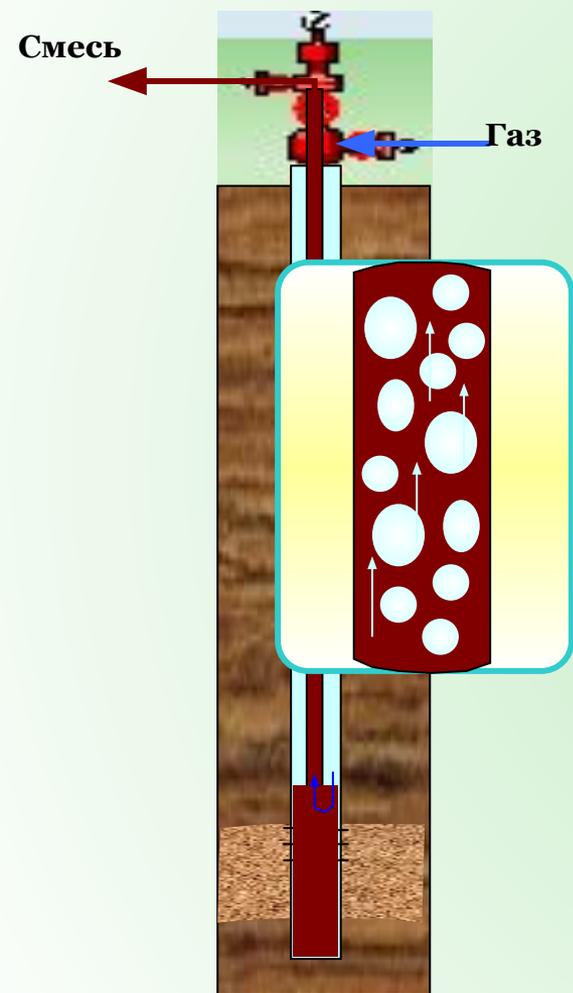
Конструкция простейшей колонной головки для одной обсадной колонны

Фонтанная эксплуатация скважин

Фонтанная 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

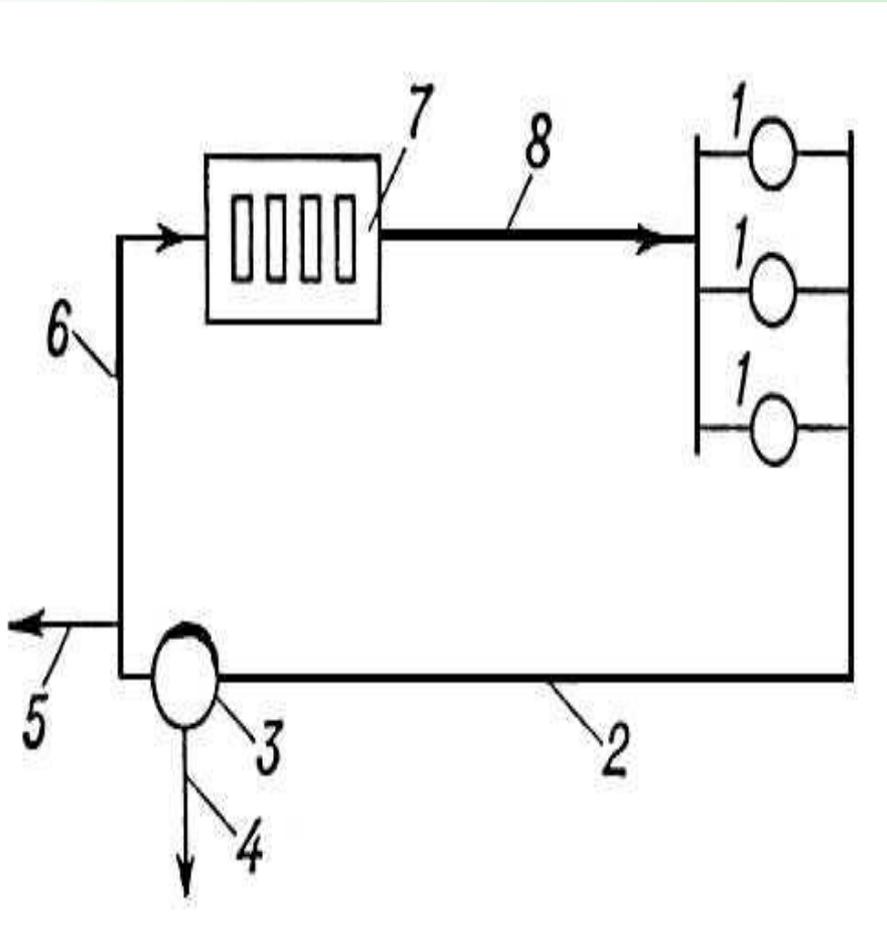
Преимущества:

- — 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):



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;

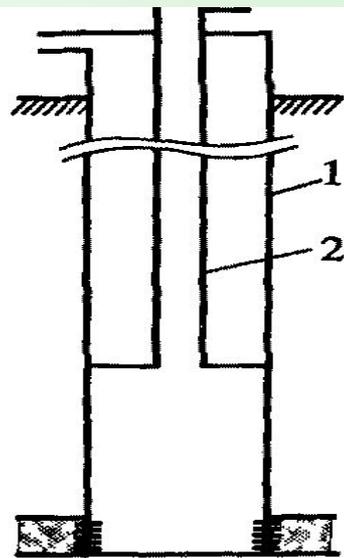
7 — компрессорная станция;

8 — линия сжатого газа высокого давления, поступающего в скважины для подъёма жидкости.

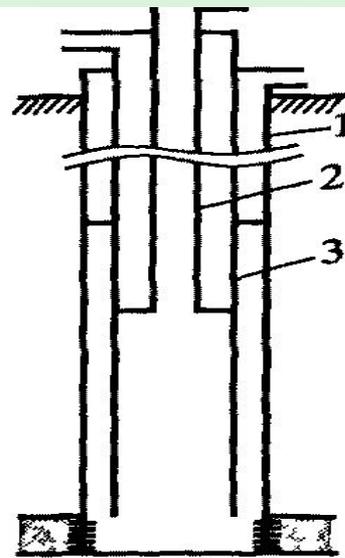
Классификация газлифтных скважин

- **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).

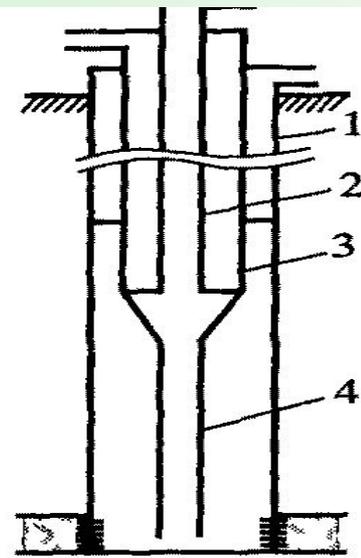
Принципиальные схемы газлифтных скважин



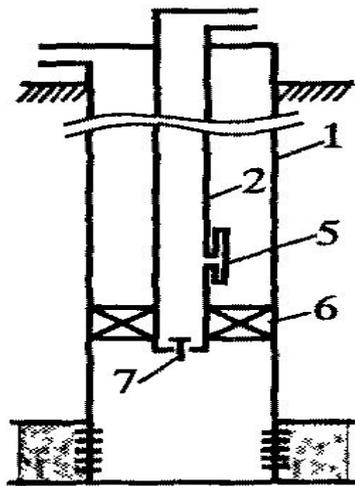
a



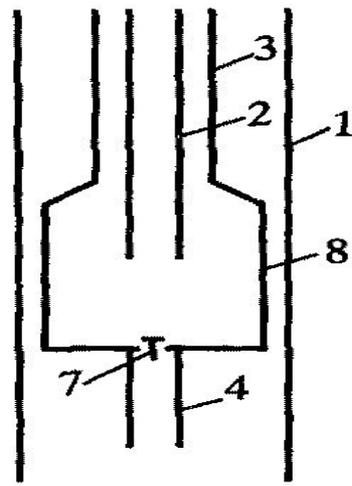
б



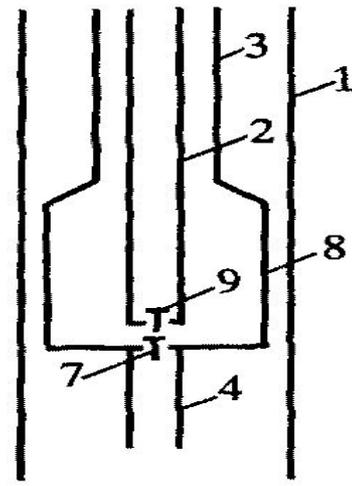
в



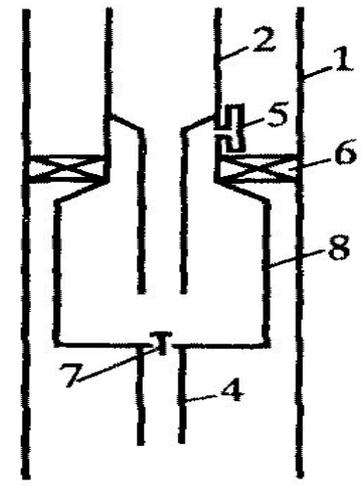
г



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.

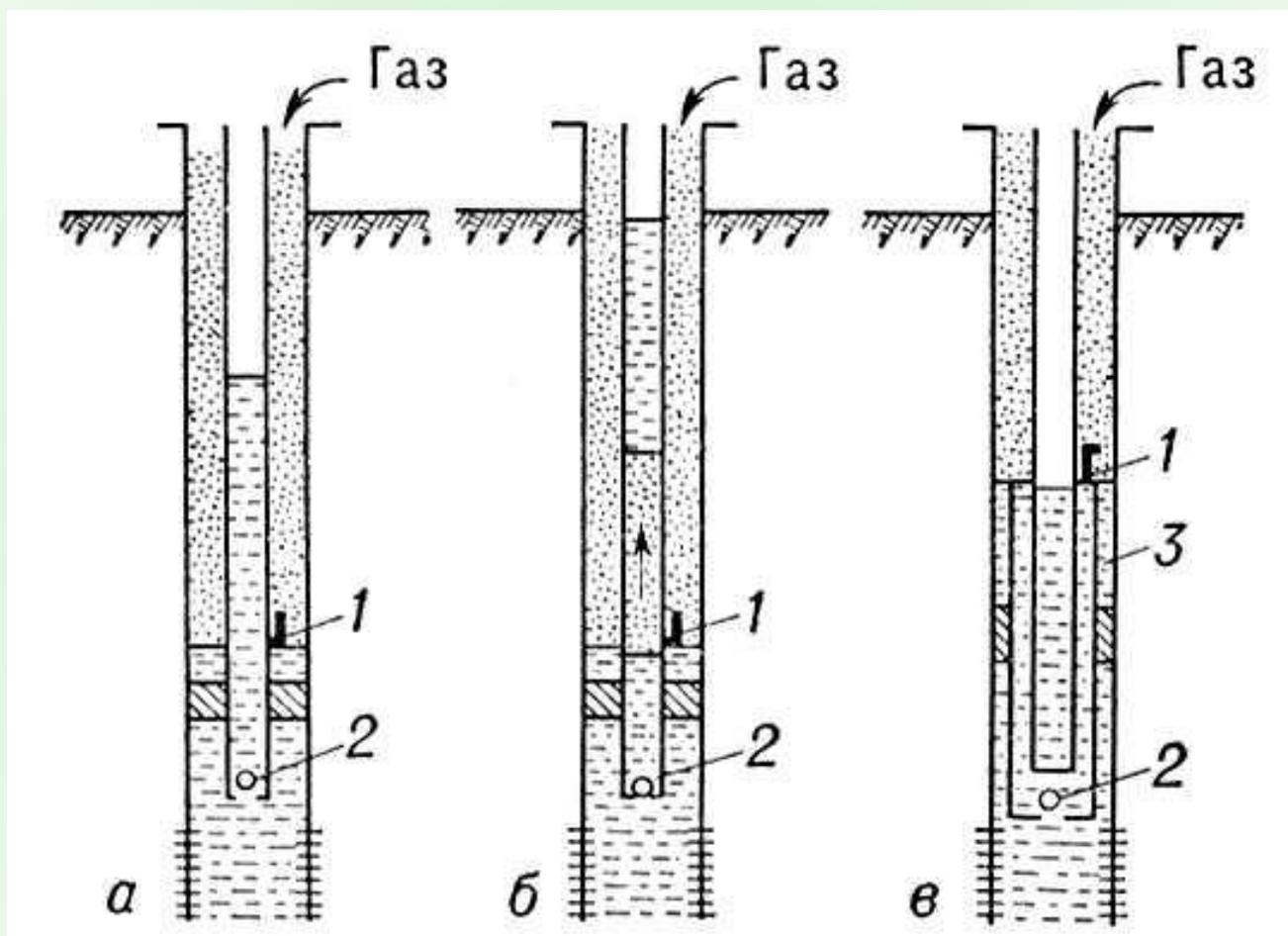
При достижении заданного перепада давлений (между давлением газа в затрубном пространстве и давлением жидкости в подъемнике) перепускной клапан открывается, газ поступает в подъемник, обратный клапан 7 закрывается, и происходит выброс накопившейся жидкости из подъемника на поверхность. Перепад давлений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

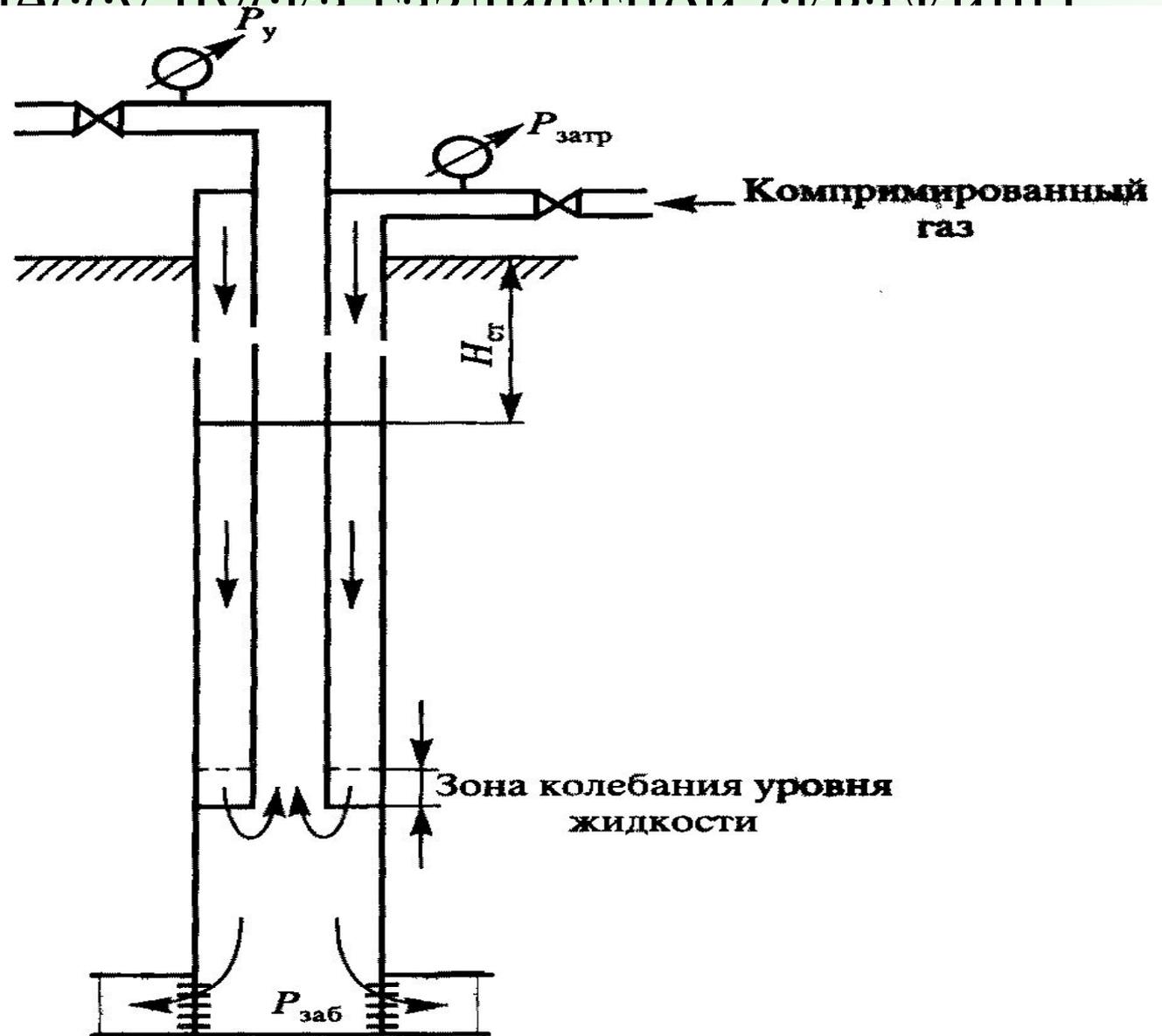
- Отличается от классического двухрядного подъемника наличием в нижней части камеры накопления 8, к которой прикреплен хвостовик 4.
- В месте крепления хвостовика к камере накопления размещен обратный клапан 7.
- Когда в межтрубном пространстве (между колоннами 2 и 3) и в подъемнике 2 нет давления закачиваемого 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 газифицированной скважины



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

пусковым давлением $P_{пуск}$.

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

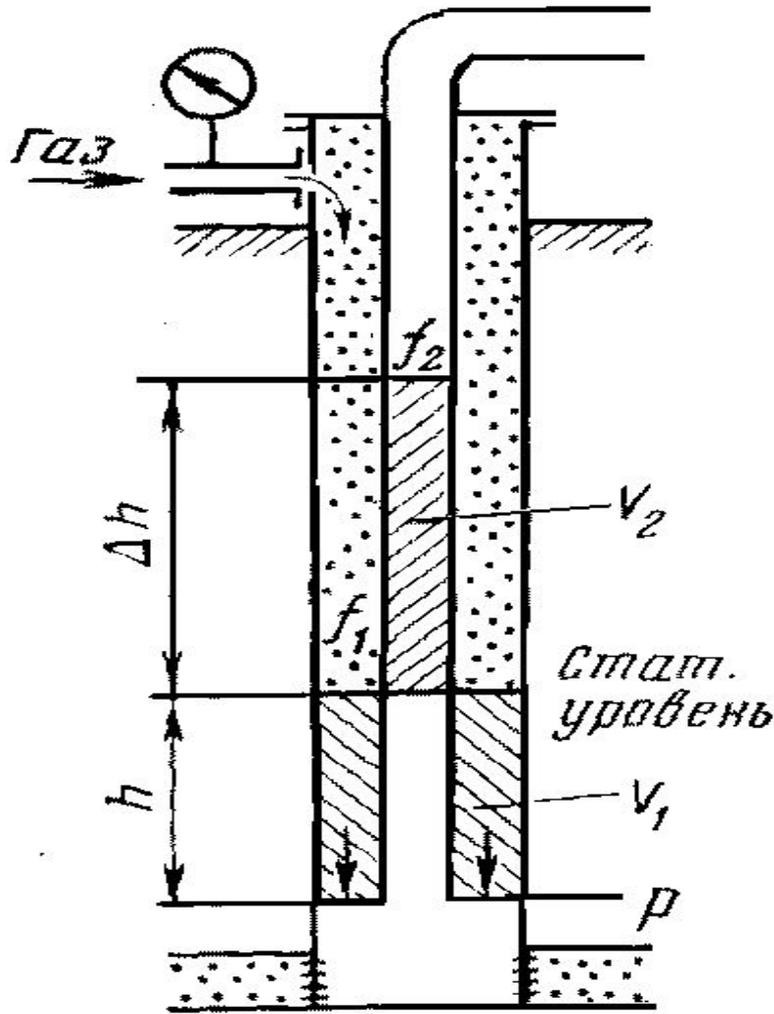
рабочим давлением $P_{раб}$.

Расчёт пускового давления

Ограничения:

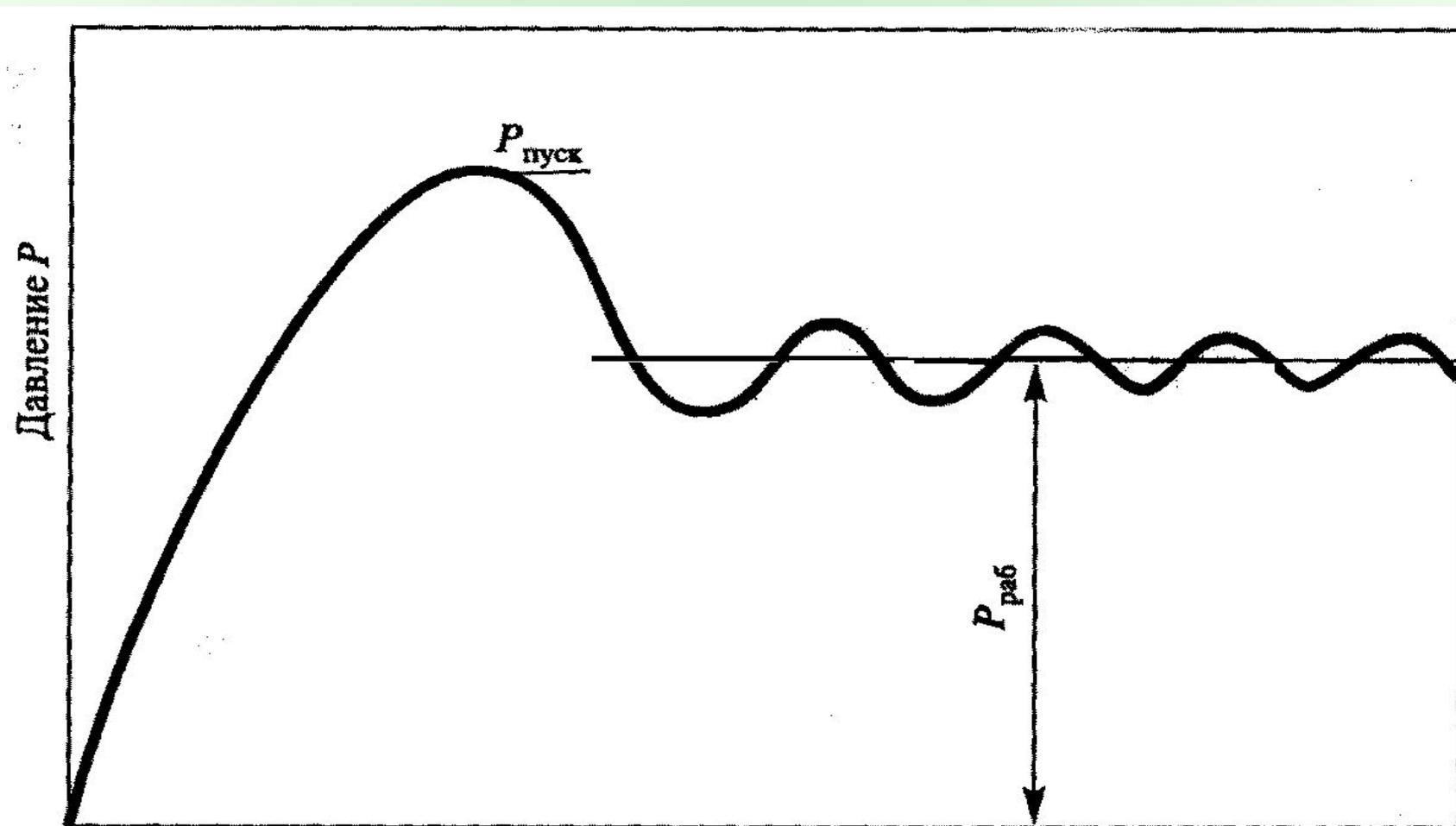
- 1. Не учитываются потери энергии на трение в процессе закачки газа и продавки жидкости.
- 2. Давление на устье скважины при прямой закачке (давление в затрубном пространстве — при обратной) принимается равным атмосферному.
- 3. Не учитывается давление от веса столба газа.
- 4. Пренебрегаем толщиной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

Расчёт пускового давления

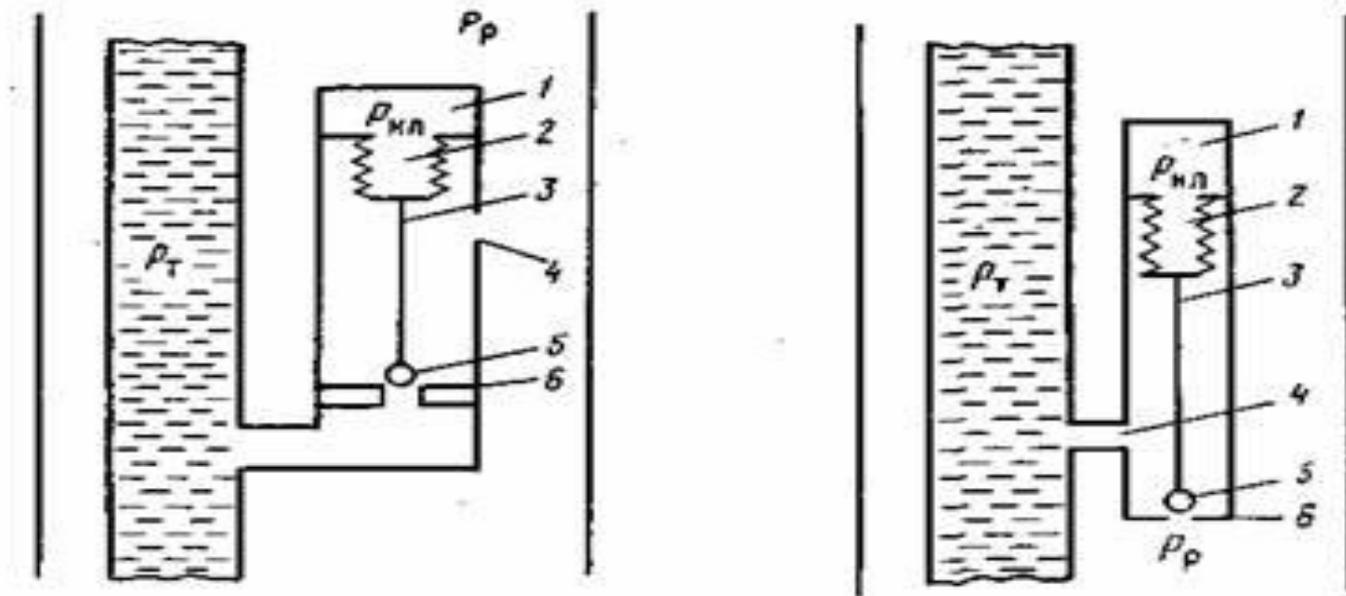


- h — погружение башмака подъемных труб под статический уровень;
- Δh — повышение уровня (над статическим) в подъемных трубах;
- f_{Γ} — площадь сечения межтрубного пространства, куда закачивается газ;
- $f_{ж}$ — площадь сечения подъемных труб, куда перетекает жидкость.

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_r — давление рабочего агента на уровне клапана; P_m — давление в среде; P_k — давление зарядки сильфона

Газлифтный клапан, работающий от давления газожидкостной среды