

ВИДОБУВАННЯ НАФТИ
ГАЗЛІФТНИМ СПОСОБОМ

Модуль №4

Викладач

М. ШИМКО

Область застосування газліфтного способу видобування нафти

Свердловини після припинення фонтанування переводять на механізовану експлуатацію одним із способів якої є газліфтний спосіб. Газліфтна експлуатація за якою кількість газу, якого не вистачає для підймання рідини на помповують в свердловину із поверхні є по суті продовженням фонтанної експлуатації.

Область газліфтного способу видобування – це високо дебітні свердловини, свердловини з підвищеним вмістом піску, похило скеровані свердловини, свердловини, які експлуатуються у важких умовах. Газліфт характеризуються високою економічною ефективністю, відсутністю в свердловині механізмів які труться і простотою обслуговування . Перевагами газліфта є висока техніко-економічна ефективність, великий міжремонтний період, простота обслуговування свердловини, відсутність негативного впливу пластового газу, надійність наземного обладнання. Недоліками газліфта є низький к.к.д. системи, великі капіталовкладення на будівництво компресорних станцій та газопроводів високого тиску.

Види газліфта

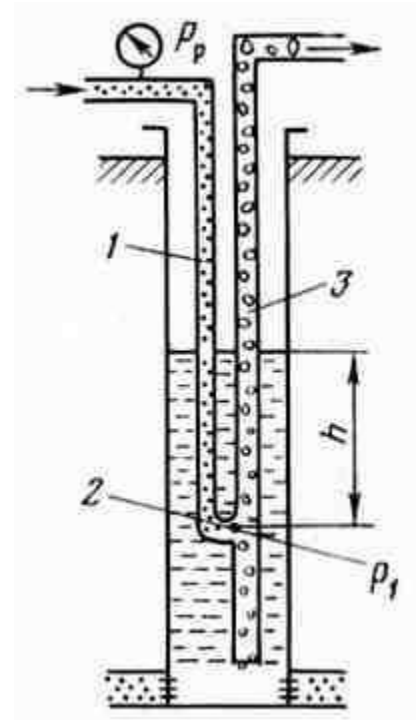
Коли газ в свердловину подається від потужного джерела газу, компресора то газліфт носить назву – **компресорний**. При **безкомпресорному** газліфті газ під власним тиском надходить в свердловину від газопроводу високого тиску, або газової свердловини. Якщо в розрізі свердловини є нафтові і газові пласти, то для ліфтування нафти використовують газ газового пласта і тоді газліфт носить назву **внутрішньосвердловинний**.

Якщо в якості робочого агенту в свердловину подається газ, то процес називають **газліфтом**, а якщо в якості робочого агенту в свердловину подають повітря то процес носить назву **ерліфт**.

Принцип роботи компресорного газліфта

Газліфтна свердловина - це по суті та ж фонтанна свердловина, в якій недостатнього газу для необхідного розгазування рідини і газ підводиться з поверхні по спеціальному каналу. По колоні труб 1 газ із поверхні подається до башмака 2, де змішується з рідиною, утворюючи ГРС, яка піднімається на поверхню по підймальних трубах 3.

Закачуваний газ добавляється до газу, який виділяється із пластової рідини. В результаті змішування газу з рідиною утворюється ГРС такої густини, при якій тиску на вибої свердловини достатньо для підймання рідини на поверхню.



Конструкції і системи газліфтних підйомників

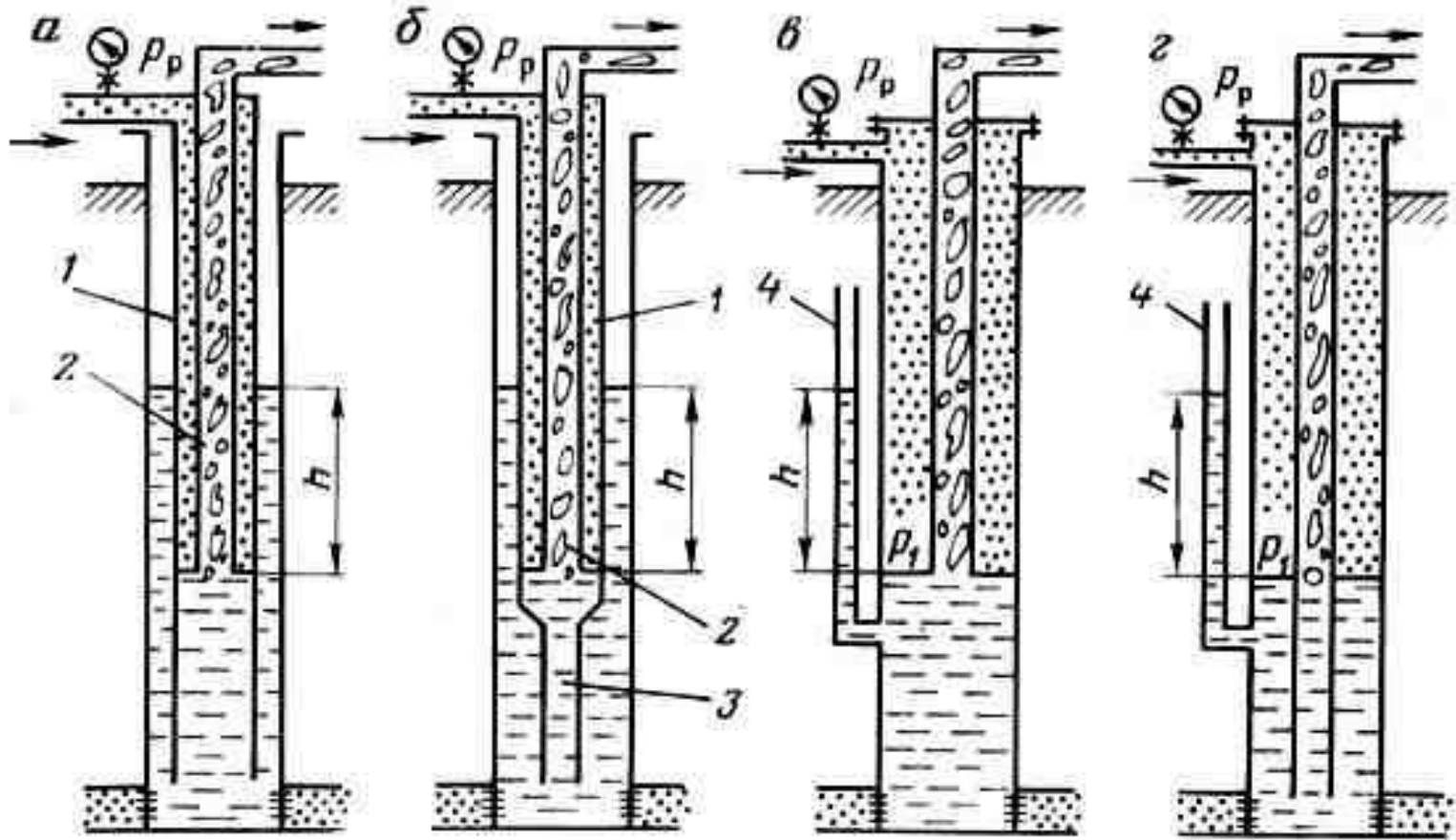


Рис. 9.2. Схема конструкцій газліфтних підйомників:
а - двухрядний підйомник, б - полуторядний підйомник, в - однорядний підйомник,
г - однорядний підйомник с рабочим отверстием

Конструкції і системи газліфтних підйомників

Конструкція газліфта визначається за кількістю колон (рядів) НКТ опущених в свердловину. За конструкцією газліфтні підйомники бувають:

- однорядні;
- дворядні;
- дворядні ступеневі(півторарядні);

Система газліфта визначається по тому в який простір подається стиснутий газ.

- Кільцева, при якій газ подається в кільцевий простір між експлуатаційною колоною і НКТ або між двома колонами НКТ ;
- Центральна, при якій газ подається в центральну колону НКТ.

Кожен із цих підйомників має свої переваги і недоліки. На практиці найчастіше використовуються однорядні підйомники кільцевої системи.

Обладнання устя газліфтних свердловин

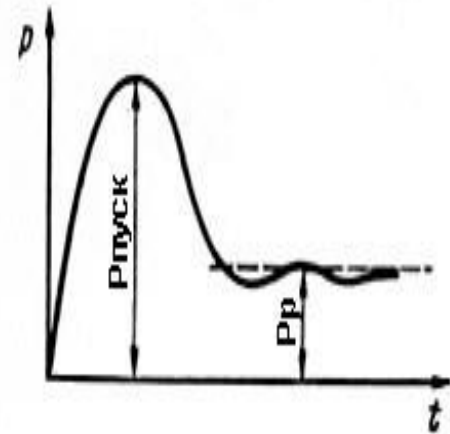
Устя газліфтної свердловини обладнують фонтанною арматурою або обладнанням устя спрощеної конструкції.

Якщо свердловина експлуатується спочатку фонтанним способом, то при переводі її на газліфтний спосіб експлуатації на усті свердловини залишають фонтанну арматуру, газовідвідну лінію підключають до затрубного простору і подають газ. Якщо свердловина з початку буде експлуатуватися газліфтним способом, то і устя обладнують обладнанням спрощеної конструкції.

Пуск газліфтної свердловини в експлуатацію

Перед пуском свердловини в експлуатацію рідина знаходиться на одному рівні, який відповідає статичному рівню. Для пуску свердловини в експлуатацію потрібно витіснити рідину із кільцевого простору між двома колонами НКТ до башмака підйомних труб.

При подачі стиснутого газу в цей простір, рідина витісняється з нього в підйомні труби, в затрубний простір і частково в пласт. Рівень рідини в підйомних трубах збільшується і тиск біля башмака збільшується. В той момент, коли ця рідина із кільцевого простору витіснена в підйомних трубах буде максимальний підйом рідини і тиск буде максимальний.



Пуск газліфтної свердловини в експлуатацію

Цей тиск називається пусковим тиском. Отже максимальний тиск , який виникає при пуску газліфтної свердловини в експлуатацію називається пусковим.(див рисунок.)

Далі газ поступає в підйомні труби, газує рідину і піднімає її вгору, тиск біля башмака труб буде мінімальним. Мінімальним також буде тиск на вибої свердловини. Створюється депресія на пласт і починається приплив рідини з пласта в свердловину. Рідина входить в підйомні труби розгазовується газом і виноситься на поверхню. Тиск біля башмака підйомних труб збільшується і потім стабілізується, тобто встановлюється робочий тиск, а в затрубному просторі встановлюється динамічний рівень рідини.

Визначення пускових тисків для газліфтів різних конструкцій і систем

Пусковий тиск для дворядного ліфта кільцевої системи визначається за формулою:

$$P_{\text{пуск}} = \frac{h_{\text{ст}} \cdot \rho g}{10^6} \cdot \frac{D^2}{D_1^2 - d_1^2 + d_2^2}, [\text{МПа}]$$

Пусковий тиск для однорядного ліфта кільцевої системи визначається за формулою:

$$P_{\text{пуск}} = \frac{h_{\text{ст}} \cdot \rho g}{10^6} \cdot \frac{D^2}{d^2}, [\text{МПа}]$$

Пусковий тиск для однорядного ліфта центральної системи визначається за формулою:

$$P_{\text{пуск}} = \frac{h_{\text{ст}} \cdot \rho \cdot g}{10^6} \cdot \frac{D^2}{D^2 - d^2}, [\text{МПа}]$$

де D – внутрішній діаметр експлуатаційної колони;

d_1 – зовнішній діаметр НКТ 1-го ряду;

d_2 ; d – внутрішній діаметр підйомних труб.

Максимально можливий пусковий тиск. Визначають за такою формулою:

$$P_{\text{пуск.макс}} = L\rho g \cdot 10^{-6}, [\text{МПа}]$$

Він буде тоді, коли об'єм, що підлягає витісненню є більший від об'єму підйомних труб.

При високій проникності пласта, вся рідина в процесі пуску може витіснити в пласту, в цьому випадку пусковий тиск буде min.

$$P_{\text{пуск. min}} = h'_{CT} \cdot \rho g \cdot 10^{-6}, [MPa]$$

Розрахунок глибини розташування газліфтних клапанів

Глибина розташування газліфтного клапана визначається за формулою:

$$L_1 = h_{\text{ст}} + (P_{\text{к}} - P_2 / \rho \cdot g) - 20,$$

де, $h_{\text{ст}}$ – віддаль від гирла до статичного рівня, м;

$P_{\text{к}}$ – тиск газу, який підводиться до затрубного простору свердловини,

P_2 – тиск на гирлі свердловини, МПа;

ρ – густина рідини, кг/м³;

Глибина розміщення 2-го клапана визначається за формулою:

$$L_2 = 0,8L_1 + (P_{\text{кз}} - P_2 / \rho \cdot g), \text{ м}$$

де, $P_{\text{кз}}$ – тиск закриття першого клапана, МПа;

$$P_{\text{кз}} = P_{\text{к}} - \Delta P_{\text{к}}, \text{ МПа}$$

де, $\Delta P_{\text{к}}$ – перепад тиску на клапані, $\Delta P_{\text{к}} = 0,05 - 0,175$ МПа.

Глибина розміщення наступних клапанів визначається за формулою:

$$L_{i+1} = 0,8L_i + (P_{\text{кзі}} - P_2 / \rho \cdot g), \text{ м}$$

$$P_{\text{кзі}} = P_{\text{кзі-1}} - \Delta P_{\text{к}}, \text{ МПа}$$

Розрахунок глибини розташування газліфтних клапанів

Розрахунок припиняють тоді, коли глибина розташування якогось клапана виявиться більшою від глибини спуску підйомних труб.
Кількість клапанів приймається на 1 менше.

Методи зниження пускових тисків

Пусковий тиск є значно більший від робочого тиску. Якщо тиск газу, який підводиться до свердловини є недостатнім для пуску свердловини, то потрібно зменшувати величину пускового тиску.

Є такі методи зниження пускового тиску:

1) МЕТОД ПОСТУПОВОГО ДОПУСКУ ПІДЙОМНИХ ТРУБ.

При цьому методі підйомні труби опускають на таку глибину під статичний рівень, при якій можна витіснити рідину з кільцевого простору в підйомні труби при даному значенні тиску підведеного газу. Далі герметизують устя свердловини і подають газ в затрубний простір до його максимального значення тиску газу. Він витісняє рідину в труби, сам поступає в труби і виносить рідину на поверхню. Процес повторюють знову. Цей метод трудомісткий, займає багато часу і тому використовується рідко.

Методи зниження пускових тисків

2) МЕТОД ПРОДАВЛЮВАННЯ РІДИНИ В ПЛАСТ

При цьому методі труби опускають відразу на потрібну глибину, герметизують устя свердловини і в кільцевий простір подають газ до його максимального значення тиску. При цьому частина рідини із кільцевого простору витісняється в труби, тиск на вибої збільшується і створюється репресія на пласт. Подачу газу припиняють і очікують поглинання рідини пластом. Поступово тиск на вибої зменшується і стане рівним пластовому. При цьому зменшується тиск і в кільцевому просторі. Далі включають подачу газу в кільцевий простір і частина рідини витісняється в труби, а частина іде в пласт. Такі операції повторюють поки не відтісняють рідину до башмака труб. Процес також тривалий. Для прискорення пуску свердловини, газ можна подавати і в кільцевий простір і в підйомні труби.

Методи зниження пускових тисків

3) МЕТОД ПОРШНЮВАННЯ.

В колону НКТ опущено на потрібну глибину на сталевому канаті пустотілий поршень з клапаном внизу. При опусканні поршня під рівень рідини, клапан відкривається і рідина заходить в поршень. При підніманні поршня на поверхню клапан закривається і рідина виноситься на поверхню. Спуск і підйом поршня проводять до тих пір поки рівень рідини в кільцевому просторі не зменшиться до такої величини при якій цю рідину можна витіснити в труби газом. Тоді поршень піднімають і пускають свердловину в експлуатацію.

Методи зниження пускових тисків

4) МЕТОД ПУСКУ СВЕРДЛОВИНИ ПО ЦЕНТРАЛЬНІЙ СИСТЕМІ ЛІФТА З НАСТУПНИМ ПЕРЕКЛЮЧЕННЯМ НА КІЛЬЦЕВУ.

Пусковий тиск при центральній системі близький до мінімального. Якщо тиск підведеного до свердловини газу достатній для пуску свердловини по центральній системі ліфта, то по ній проводять пуск, а коли почнеться нормальна робота здійснюють переключення роботи підйомника на кільцеву систему. Для здійснення цього методу потрібно зробити відповідну обв'язку устя свердловини.

Методи зниження пускових тисків

5) МЕТОД ПУСКОВИХ ОТВОРІВ

На колоні підйомних труб на певній відстані один від одного просверлюють отвори. Після герметизації устя свердловини включають подачу газу в кільцевий простір. Газ витісняє рідину через 1-ший отвір, коли газ витіснить рідину нижче 1-шого отвору, то поступає в трубу, газує рідину і виносить її, тиск зменшується і газ витісняє рідину через 2-гий отвір. Після цього він проникає в ці два отвори і виносить її. Тиск зменшується і газ витісняє рідину через наступний отвір. Після витіснення рідини через останній отвір, рідина витісняється через башмак і витісняється на поверхню через усі отвори і башмак. Недоліком є те, що пускові отвори є відкритими і енергія газу не повністю використовується.

Методи зниження пускових тисків

6) МЕТОД ПУСКОВИХ КЛАПАНІВ.

На колоні підіймальних труб встановлюють пускові клапани. Встановлення яких проводиться аналогічно до методу пускових отворів, лише після протискування через кожний клапан розгазовує рідину, тиск в трубах зменшується на клапані створюється перепад тиску і він закривається. Останній знизу клапан роблять, як правило, робочим для запобігання пульсації.

Газліфтні клапани і їх класифікація

За призначенням клапани діляться на:

-пускові;

-робочі.

За способом кріплення до НКТ :

-зовнішні(незнімні);

-внутрішні(знімні).

За принципом дії:

-керовані тиском газу в затрубному просторі;

-керовані тиском рідини в НКТ;

-диференціальні, які відкриваються і закриваються залежно від перепаду тиску в затрубному просторі і НКТ на рівні клапана.

За конструктивним виконанням:

-пружинні;

-сильфонні;

-комбіновані.

(сильфонні клапани мають сильфонну камеру, яка заряджається на поверхні азотом під певним тиском)

Газліфтні клапани

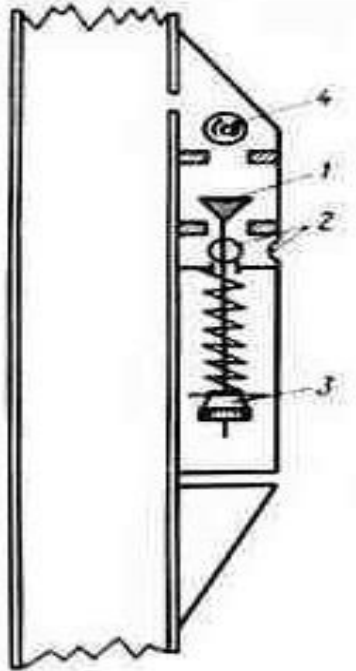


Рис.- Принципова схема клапана: 1 - конічний клапан; 2 – робочий отвір, 3 - регулювальна головка для зміни натягу пружини; 4 - шариковий клапан для промивки свердловини.

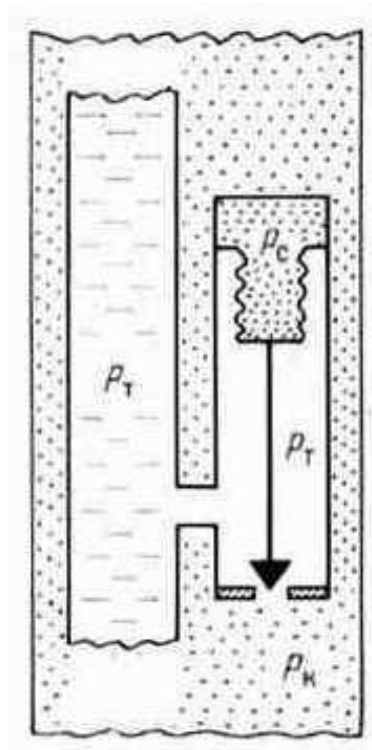


Рис. -. Принципова схема клапана, керованого тиском в трубах

Газліфтні клапани

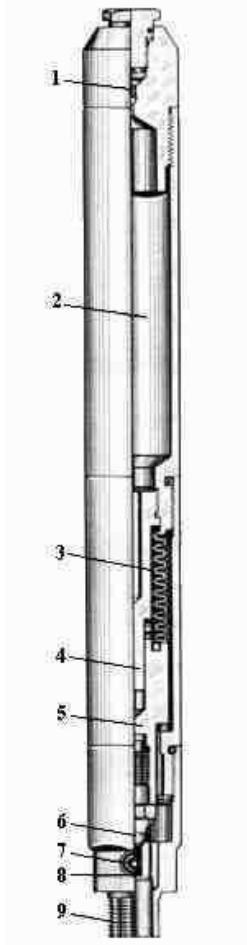


Рис. - Газліфтний клапан для зовнішнього кріплення, керований тиском в НКТ:

- 1 - ніпель для зарядки сильфонної камери азотом,
- 2 – сильфонна камера,
- 3 - сильфон,
- 4 -центрувальний шток,
- 5 - шток клапана,
- б - клапан,
- 7 - штуцерний отвір для надходження газу в НКТ,
- 8, 9 - канали, по яким газ поступає в НКТ.

Розрахунок глибини розташування газліфтних клапанів

Глибина розміщення 1-го клапана (від поверхні) визначається за формулою:

$$L_1 = h_{CT} + \frac{P_k - P_2}{\rho g} - 20$$

де h_{CT} – віддаль від гирла до статичного рівня;

P_k – тиск газу, який підводиться до затрубного простору свердловини в, Па;

P_2 – тиск на гирлі свердловини, Па;

ρ – густина рідини, кг/м³.

Глибина розміщення другого клапана визначають за формулою:

$$L_2 = 0,8L_1 + \frac{P_{кзі} + P_2}{\rho g}, м$$

де $P_{\text{кзі}}$ – тиск закриття першого клапана, Па, який визначається за формулою:

$$P_{\text{кзі}} = P_k - \Delta P_k$$

де $\Delta P_{\text{кзі}}$ – перепад тиску на клапані, який приймаємо рівним від 0,05-0,175 МПа.

Глибина розміщення наступних клапанів визначається за формулою:

$$L_{i+1} = 0,8L_i + \frac{P_{\text{кзі}} + P_2}{\rho g},$$

$$P_{\text{кзі}} = P_k - \Delta P_k$$

Розрахунок припиняють тоді, коли глибина розташування якогось клапана виявляється більшою від глибини спуску підйомних труб. Кількість клапанів приймають на один менше.

Розрахунок газліфта при обмеженому відборі рідини

Відбір рідини із свердловини може обмежуватись по геологічних або технічних причинах. В цьому випадку задається допустимий дебіт, або допустима депресія на пласт. Якщо задана допустима депресія то допустимий відбір визначається за формулою:

$$Q = K_0 \cdot \Delta P_{\text{доп}}, m / \text{добу}$$

де K_0 – коефіцієнт продуктивності свердловини т/добу·МПа;

$\Delta P_{\text{кзі}}$ – допустима депресія на пласт.

Вибійний тиск визначається за формулою:

$$P_{\text{вib}} = P_{\text{пл}} - \Delta P_{\text{доп}}$$

Тиск біля башмака підйомних труб визначається формулою:

$$P_1 = P_k - (0,4 \div 0,5), \text{ МПа}$$

де $0,4 \div 0,5$ - тиск газу при русі в затрубному просторі.

$$\rho = \frac{\rho_n \cdot n_n + \rho_v \cdot n_v}{100}; \text{ кг / м}^3$$

де n_n ; n_v - вміст нафти чи води в продукції свердловини.

Густина суміші рідини з газом біля башмака підйомних труб визначається за формулою:

$$\rho_1 = \frac{(Q' + 0,785D^2) \cdot \rho}{\frac{Q'(1 - n_B)[G_0 - \alpha(P_1 - P_0)] \cdot P_0}{P_1} + Q' + 0,785D^2}; \text{кг} / \text{м}^3$$

де Q' – дебіт свердловини, $\text{м}^3/\text{с}$;

D – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;

G – газовий фактор, $\text{м}^3/\text{т}$;

α – коефіцієнт розчинності газу в нафті $\text{м}^3/\text{т} \cdot \text{МПа}$;

P_1 – тиск біля башмака;

P_0 – атмосферний тиск (0,1 МПа).

$$Q'' = \frac{Q}{86,4 \cdot \rho}; \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Густина суміші рідини з газом на вибої свердловини визначається за формулою:

$$\rho_{\text{виб}} = \frac{(Q' + 0,785D^2) \cdot \rho}{\frac{Q'(1 - n_B)[G_0 - \alpha(P_{\text{виб}} - P_0)] \cdot P_0}{P_{\text{виб}}} + Q' + 0,785D^2}; \text{кг} / \text{м}^3$$

Середня густина суміші з газом між вибоєм свердловини і башмаком підйомних труб визначається за формулою:

$$\rho_{\text{сум}} = \frac{\rho_{\text{виб}} + \rho_1}{2}; \text{кг} / \text{м}^3$$

Глибина спуску робочого клапану визначається за формулою:

$$L = H - \frac{(\rho_{\text{виб}} - \rho_1) \cdot 10^6}{\rho_{\text{сум}} \cdot g}; \text{м}$$

Потрібний внутрішній діаметр підйомних труб визначається за допомогою А.П.Крилова для оптимального режиму:

$$d = 188 \sqrt{\frac{L \cdot \rho}{(P_1 - P_2) \cdot 10^5}} \cdot \sqrt[3]{\frac{QgL}{\rho gL - (P_1 - P_2) \cdot 10^6}}; \text{мм}$$

Приймають найближчий стандартний діаметр.

З розрахунку труб на міцність вибирають групу міцності сталі труб.

Питома витрата газу, яка потрібна для роботи підйомника на оптимальному режимі визначається за формулою:

$$R_{нов} = \frac{0,388 \cdot L [\rho gL - (P_1 - P_2) \cdot 10^6]}{d^{0,5} (P_1 - P_2) \cdot 10^6 \cdot \lg \frac{P_1}{P_2}}; \text{м}^3 / \text{м}$$

Питома витрата газу, яку потрібно закачувати в свердловину визначається за формулою:

$$R_{зак} = R_{пов} - (G_0 - \alpha \cdot \frac{P_1 + P_2}{2}) \cdot (1 - n_g); м^3 / м$$

Добова витрата газу визначається за такою формулою:

$$V_{зак} = R_{зак} \cdot Q; м^3 / добу$$

Розрахунок газліфта при необмеженому відборі рідини

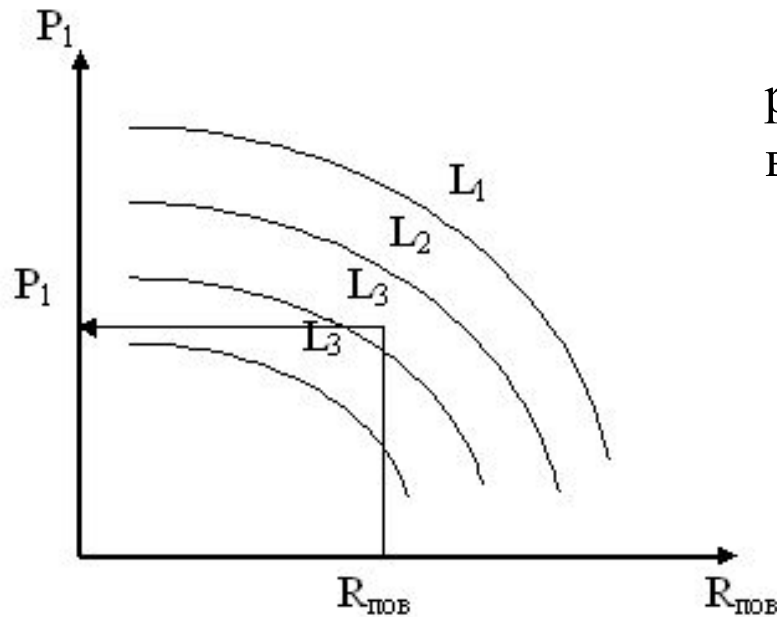
Тому, що відбір необмежений для отримання найменшого тиску на вибої, підйомні труби необхідно опустити до середини отворів фільтра, тоді глибина спуску визначається за формулою:

$$L = H - h; \quad L = H - \frac{h}{2};$$

$R_{\text{виб}}$ буде рівний тиску біля башмака. Цей тиск визначається з графіка в залежності від повної витрати газу.

$$R_{\text{нов}} = G_0 + R_{\text{зак}}, \text{ м}^3 / \text{т};$$

$R_{\text{зак}}$ – питома витрата газу, яку можна закачувати в свердловину виходячи з техніко-економічних можливостей.



Визначення дебіту свердловини з рівняння припливу рідини в загальному виді:

$$Q = K_0 \cdot (P_{пл} - P_{виб}); m / \text{добу};$$

Потрібний внутрішній діаметр труб визначається за формулою Крилова для оптимального режиму труб.

Вибирають труби найближчого діаметра згідно ГОСТ.

З розрахунку труб на міцність підбирають матеріал труб

$$V_{зак} = R_{зак} \cdot Q; m^3 / \text{добу}$$

Способи регулювання газу по свердловинах

При компресорному газліфті розподіл газу може здійснюватись за такими системами:

- індивідуальна;
- магістральна;
- через газорозподільчі бутки.

При *індивідуальній* системі до газліфтних свердловин прокладають індивідуальні трубопроводи. Регулююча і контрольно-вимірна арматура розміщується в компресорній станції.

Переваги даної системи:

- на кожну свердловину можна подавати газ під потрібним тиском;
- зручність обслуговування.

Недоліки:

- велика витрата труб;
- дуже дорого.

Застосовується тоді, коли компресорних труб не багато і свердловини розміщені на невеликій віддалі.

Способи регулювання газу по свердловинах

При *магістральній* системі від компресорної станції прокладаються магістралі до групи свердловин.

Переваги даної системи наступні:

- мала витрата труб;
- недорого.

Недоліки:

- незручність в обслуговуванні(в магістральному трубопроводі потрібно підтримувати тиск який потрібний для роботи хоча б однієї свердловини)

Способи регулювання газу по свердловинах

- При компресорному і безкомпресорному способах експлуатації свердловин найширше застосовується система розподілу газу через розподільчі будки (ГРБ). Від компресорної станції до ГРБ прокладають два або один трубопровід . В ГРБ розміщують газорозподільчі батареї (від 1 до 8), до однієї батареї можна підключити до 14 свердловин на кожній лінії

Неполадки в роботі газліфтних свердловин

Нормальна робота газліфтних свердловин може порушуватися відкладами парафіну, солей, утворення піщаних пробок і металічних сальників.

Для виносу піску необхідно, щоб швидкість руху рідини в 2-2,5 рази перевищувала швидкість вільного насадження великої піщинки. Для створення такої швидкості необхідно підйомні труби спустити до нижніх отворів фільтра, а газ вводити через робочий газліфтний клапан.

Утворення сальників попереджається шляхом зменшення корозії, а також подачею в потік повітря з допомогою дозувальних насосів поверхнево активних речовин (ПАР).

Обслуговування роботи газліфтних свердловин

В процесі експлуатації газліфтних свердловин оператор по видобутку нафти контролює їх роботу, регулює дебіт і розхід газу у відповідності з встановленим режимом. Контроль здійснюється шляхом візуального спостереження за справністю остьового обладнання, вимірних пристроїв, автоматики.

Періодична робота свердловин здійснюється подачею газу в них по програмі, установленій для кожної свердловини. Припинення подачі газу здійснюється з допомогою сигналу від електроконтактного манометра з певним тиском. Через заданий час програмне реле часу подає сигнал на електропневматичний клапан, управляючий пусковим клапаном. Після закінчення викиду рідини, коли тиск газу починає зменшуватись, електроконтактний манометр подає сигнал на клапан і подача газу припиняється. Цим же сигналом включається реле часу.

Дослідження роботи газліфтних свердловин

Газліфтні свердловини досліджують методами установлених режимів.

Завданнями досліджень є:

- а) встановлення залежності притоку рідини від вибійного тиску
- б) отримання залежності Q від $V_{\text{зак}}$;
- в) виявлення неполадок в роботі газліфтних клапанів;
- г) вивчення профілю припливу флюїду в свердловину.

В практиці досліджень отримав застосування метод гідродинамічних досліджень. Його суть полягає в тому, що зміна дебіту свердловини досягаються зміною $V_{\text{зак}}$. Дослідження починають з максимальною витратою газу і продовжують до мінімального значення. Зміна витрат газу здійснюється на ГРБ або одразу на свердловині. Зміна витрати газу викликає несталі режими течії в газопроводі, стовбурі свердловини і викидному трубопроводі тобто від компресорної станції до пункту збору, а також в пласті. Тому після зміни режиму чекають (не менше 24 год.) його стабілізації, в настанні якої переконаються неодноразовими вимірами витрати газу, тиску на усті. Число режимів приймають в межах п'яти. На кожному встановленому режимі одночасно вимірюють витрату ($V_{\text{зак}}$) і робочий тиск (P_p) закачуваного газу, дебіт рідини (Q) і газу (V_r), беруть проби рідин для визначення обводненості і концентрації піску в продукції.

Також з тим поєднують вимір вибійного тиску, поінтервальні виміри тиску в підйомнику і зняття профілю притоку флюїду (глибинна дебітометрія, термометрія). По результатам дослідження визначають параметри пласта і встановлюють раціональний технологічний режим роботи свердловини відповідний вимогам розробки. Критерієм раціональності може служити мінімум $R_{0 \text{ зак}}$ або максимальний дебіт. Область раціональних режимів лежить між $R_{0 \text{ min}}$ і Q_{max} . При цьому потрібно враховувати робочий тиск газу, ресурси газу і ККД газліфта.

Періодична робота газліфтних свердловин

При низьких пластових тисках і відповідно низьких статичних рівнях рідини безперервна газліфтна експлуатація свердловин економічно не вигідна, тому, що дебіти свердловин є дуже низькі, а питома витрата газу велика. Такі свердловини доцільно експлуатувати періодично. Суть періодичної експлуатації полягає в тому, що на протязі певного часу газ в свердловину не подається і в ній накопичується рідина. Коли рівень рідини в свердловині досягне статичного, включається подача газу, проводиться пуск свердловини і її робота на протязі часу, який потрібний для виносу рідини із свердловини на поверхню. При низькій проникності пласта, для періодичної експлуатації свердловин можуть використовуватися звичайні однорядні підйомники кільцевої системи. При високій проникності, для запобігання витіснення рідини в пласт при подачі газу, застосовують спеціальні підйомники. Якщо в продукції свердловини є пісок, то використовувати періодичний газліфт є небезпечно, тому що при накопиченні рідини в свердловині можуть утворюватися піщані пробки.

Плунжерний ліфт

- До періодичної експлуатації газліфтних свердловин відноситься також експлуатація свердловин плунжерним ліфтом і гідропакерним поршнем. Принцип їх роботи оснований на використанні енергії газу, без подавання газу із поверхні. Ці способи використовують при переході до механізованих способів видобутку нафти, коли з впровадженням останніх запізналися або газ зриває роботу насоса. Їх можна використовувати в таких свердловинах:
 - а) які слабо фонтанують;
 - б) які періодично фонтанують;
 - в) які недавно припинили фонтанування.

Таким чином з використання цих методів продовжує тривалість фонтанування. Установка плунжерного ліфта складається з однорозмірної колони підйомних труб з нижнім амортизатором, гирлового обладнання з верхнім амортизатором. Плунжер являє собою пустотілий циліндр довжиною 0,5-0,6 м і вагою до 6 кг. Зазор між внутрішньою стінкою НКТ і плунжером 1,5-2 мм (перед спуском плунжера труби шаблонується).

Плунжерний ліфт

Плунжер з відкритим клапаном по колоні НКТ опускають вниз, занурюють в рідину і коли він доходить до нижнього амортизатора клапан закривається. Разом з нафтою із пласта поступає вільний газ, який накопичується під плунжером і тиск газу збільшується. Коли тиск газу під плунжером стане більшим від тиску рідини над плунжером, то він із закритим клапаном підіймається вгору до верхнього амортизатора, тоді тиск над плунжером збільшується і газ з під плунжера виходить на викидну лінію зменшуючи тиск під плунжером. Під дією тиску клапан відкривається і плунжер падає вниз, цикл повторюється.

Плунжерний ліфт не набув широкого застосування через неполадки в роботі. Зараз плунжерний ліфт використовується при експлуатації обводнених газових свердловин.

Експлуатація свердловин гідропакерним автоматичним поршнем

Установка цього поршня складається з підземного і наземного обладнання. В підземне обладнання входить колона НКТ з нижнім амортизатором і хвостовиком (20-30 м) і поршня суцільного перерізу діаметр якого на 8-10 мм менший від внутрішнього діаметру колони НКТ. Наземне обладнання складається з обладнання устя свердловини з верхнім пружинним амортизатором і автоматичною засувкою на викидній лінії, а також з апаратури управління. Апаратура управляє циклами, спрацьовуючи в залежності від тиску в затрубному просторі і на усті після викиду газу. При закритій автоматичній засувці поршень опускається вниз до нижнього амортизатора і зупиняється. Основна кількість газу, яка поступає разом з нафтою з пласта попадає в затрубний простір, тиск газу в затрубному просторі збільшується і він витісняє рідину в підймальні труби. Рівень рідини в підймальних трубах збільшується і при досягненні тиску в затрубному просторі заданої величини, спрацьовує апаратура і автоматична засувка відкривається. Тиск газу в трубах різко зменшується і в затрубному просторі він розширюється і підіймає рідину на поверхню.

Експлуатація свердловин гідропакерним автоматичним поршнем

Поршень загерметизований рідиною не дає газу прорватись через рідину. Коли рівень рідини досягне поверхні, рідина яка знаходиться над поршнем поступає у викидну лінію, а поршень попадає у амортизатор. Рідина з газом теж поступає у викидну лінію, тиск газу під поршнем зменшується, спрацьовує апаратура, засувка закривається і поршень падає вниз.

Техніка безпеки і охорона середовища при газліфтній експлуатації

При газліфтній експлуатації серйозну увагу приділяють забезпеченню безпеки обслуговування ГРБ і компресорних установок.

Основна небезпека в ГРБ це можливість накопичення в них в середині нафтового газу. Для усунення цієї небезпеки необхідно підтримувати герметичність обладнання і вентиляцію приміщення. Використовувати освітлюючі і інші електричні прилади тільки в вибухозахищеному виконанні. Щоб виключити замерзання конденсату в батареях, необхідно на зиму утепляти будки. Для продувки газопроводу установлюють свічки на відстані від будки не ближче 10 м. На розподільчих лініях крім вище згаданого обладнання, встановлюють в понижених точках вологовідділювачі.

Компресори повинні бути обладнані манометрами, зворотніми клапанами, автоматичними відключаючими приладами і сигналізацією.

Контрольні запитання

- 1. Які ви знаєте види газліфта?
- 2. Назвіть конструкції газліфтних підйомників?
- 3. Які ви знаєте конструкції газліфтних клапанів?
- 4. Назвіть системи газліфта?
- 5. Назвіть методи зниження пускових тисків?
- 6. Які ви знаєте види газліфтних підйомників?
- 7. Назвіть класифікацію газліфтних клапанів по конструктивних виконаннях?
- 8. Як розрізняють газліфтні клапани по принципу дії?
- 9. Яка вага та геометричні розміри плунжерного ліфта?