

## **ЛЕКЦІЯ 2**

### **Розкриття продуктивних пластів і освоєння свердловин**

#### **2.1 Особливості конструкції і обладнання газових свердловин.**

Газові свердловини поділяються на умовно вертикальні, похилі, горизонтальні і багатовибірні.

Похилі, горизонтальні і багатовибірні свердловини застосовують з метою збільшення дебіту в низькопроникних колекторах, при наявності на території родовища жилих і промислових об'єктів, розташування родовищ в зоні континентального шельфу, у випадку складних кліматичних умов (тундра, болотна місцевість) і т.д., а також на завершальній стадії розробки родовищ при видобуванні газу із зон раніше обійдених розробкою.

Конструкція газових свердловин залежить від пластового тиску і відношення його до гідростатичного, геологічних умов буріння, геолого-фізичних параметрів пласта, фізичних властивостей пластового флюїду, різниці тисків між пластами, технологічних умов експлуатації свердловин, режиму експлуатації покладу, призначення свердловин, екологічних та інших факторів.

Конструкція газових свердловин практично нічим не відрізняється від конструкції нафтових свердловин (направлення, кондуктор, одна або декілька проміжних технічних колон, експлуатаційна колона), але має свої особливості. Вони пов'язані з відмінністю фізичних властивостей газу від властивостей нафти і води. Густина газу значно менша густини нафти і води, а коефіцієнт динамічності в'язкості газу в  $50 \div 100$  разів менше, ніж у води і нафти.

Різниця густин газу і води викликає необхідність спуску кондуктора в газових свердловинах на більшу глибину, ніж в нафтових, для попередження розриву газом гірських порід, забруднення водоносних горизонтів питної води та неконтрольованого виходу газу на денну поверхню.

Глибину спуску кондуктора в газових свердловинах визначають за наступною формулою:

$$H = L - RT \ln \frac{P_{\text{поч}}}{\rho_{\text{ср}} g h}, \quad (2.1)$$

де  $L$  – глибина свердловини, м;

$R$  – питома газова стала, Дж/(моль·К);

$T$  – середня температура по довжині ( $L-h$ ), К;

$P_{\text{поч}}$  – початковий пластовий тиск газу, Па;

$\rho_{\text{ср}}$  – середня густина гірських порід по глибині  $h$ , кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>.

Також глибину спуску кондуктора можна наближено розрахувати за формулою:

$$H = \rho_{\text{г}} L / \rho_{\text{ср}} \approx 0,425 L, \quad (2.2)$$

де  $\rho_{\text{г}}$  – густина пластової води, кг/м<sup>3</sup>.

Мала в'язкість газу викликає необхідність приймати особливі заходи для забезпечення герметичності, як обсадних колон, так і міжколонного та міжтрубного простору газових свердловин. При однакових пластових тисках та однаковій глибині тиск на гирлі газових свердловин буде більший від тиску на гирлі нафтових свердловин і тому більша ймовірність перетоків газу через різьбові з'єднання.

Герметичність колон обсадних труб досягається різними способами:

- застосування різьбових з'єднань на кінцях труб і муфтах зі спеціальною формою поперечного січення з тефлоновими ущільнюючими кільцями;
- використання фторпластової ущільнюючої стрічки (ФУМ);
- використання герметизуючих ущільнюючих мастил для муфтових з'єднань;
- використання безмуфтових зварних колон.

Для попередження заколонних перетоків газу всі обсадні колони цементують до гирла, не доходячи 5-10 м, щоб можна було на поверхні за допомогою колонної головки з'єднати між собою обсадні колони, а для цього їх кінці повинні мати можливість переміщуватись хоча б

на кілька міліметрів. Окрім цього для цементування застосовують цементні розчини з спеціальними наповнювачами, які не дають усадки при твердінні і є практично непроникними.

## 2.2 Обладнання вибою газових свердловин

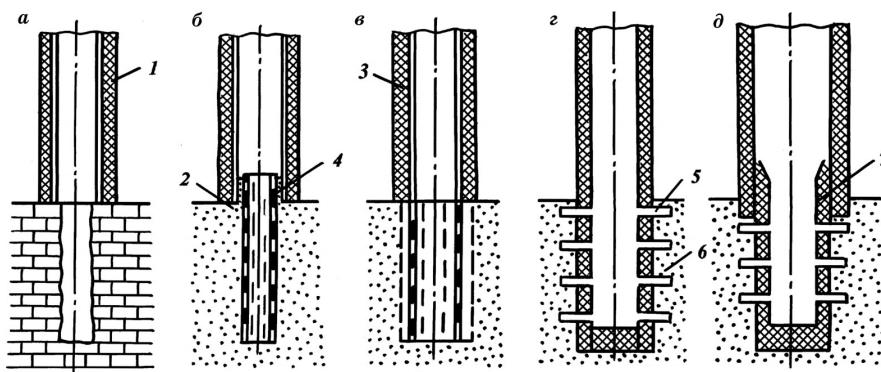
Обладнання вибою газових свердловин залежить від багатьох факторів:

- літологічного і гранулометричного складу порід і цементуючого матеріалу, складаючих газомісний колектор;
- механічної міцності порід (гірської породи);
- неоднорідності колекторських властивостей пласта по розрізу;
- наявності газо-, нафто- і водоносних пластів в продуктивному розрізі;
- розташування свердловин на структурі і площі газоносності;
- призначення свердловини (видобувна, нагнітальна, спостережна).

У випадку міцноцементованих порід (зцементовані пісковики, вапняки, доломіти, ангідриди), в продуктивному розрізі яких відсутні нафто- і водонасичені горизонти відкритий вибій нічим не обсаджують.

При порівняно міцних колекторах, допускаючих розкриття свердловини відкритим вибоєм на повну потужність при бурінні, але можуть руйнуватись при роботі свердловини, застосовують вибій, обладнаний фільтром або кріплять привибійну зону різними в'язкими речовинами. Якщо продуктивні пласти мають нестійкі колектори застосовують перфорований вибій, коли обсадну колону опускають на всю товщину продуктивного пласта і повністю цементують, після чого її перфорують.

З метою зниження втрат тиску на вибої свердловини сумарна площа отворів фільтру або отворів перфорації повинна перевищувати площу поперечного січення експлуатаційної колони.



1 – обсадна колона; 2 – фільтр; 3 – цементний камінь;  
4 – пакер; 5 – перфораційні отвори; 6 – продуктивний пласт; 7 – хвостовик  
Рисунок 2.2 – Схеми конструкцій вибоїв при закінчуванні свердловин

Якщо в підшві пласта не знаходиться вода, то доцільно розкрити пласт в газовій частині на всю його товщину. При цьому свердловину закінчують дещо нижче продуктивного пласта і влаштовують колодязь (зумпф), в якому скупчуються частинки породи, що поступають з газом із пласта в процесі експлуатації свердловини (рисунок 2.3, св.1).

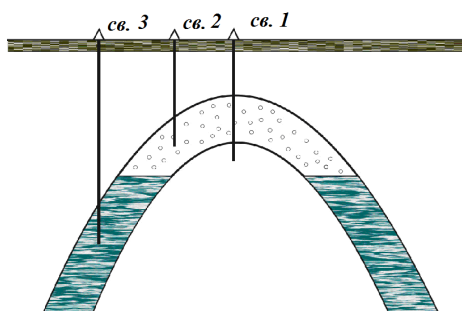


Рисунок 2.3 – Розміщення свердловин на площі газонасності

Коли газонасичений пласт представлений слабозцементованими породами, то відкритий вибій свердловини обладнується сітчастими, керамічними, металокерамічними, гравійними, склопластиковими фільтрами різних типів або породи привибійної зони пласта кріпляться різними в'язучими речовинами (смоли, полімери).

В останній час широке розповсюдження при обладнанні вибоїв свердловин, складених слабозцементованими породами отримали гравійні фільтри.

В якості органічних смол для кріплення ПЗП використовують епоксидну, фенол-формальдегідну, карбомідну, а також смоли з сирих фенолів і формаліну.

Якщо в продуктивному розрізі свердловин є газонасні пласти з різним складом газу або має місце чергування газо-, нафто- і водоносних пластів, розділених глинистими пропластками, свердловина буриться до підшови продуктивного пласта, обсаджується обсадною колоною і цементується до гирла. Свердловина і пласт сполучаються за допомогою перфораційних каналів, отриманих внаслідок використання перфорації того чи іншого виду.

Найбільш типовим обладнанням вибою газових свердловин є вибій обсаджений зцементованою колоною труб, а відтак перфорований. При цьому гідродинамічний зв'язок стовбура свердловини із пластом здійснюється через перфораційні канали.

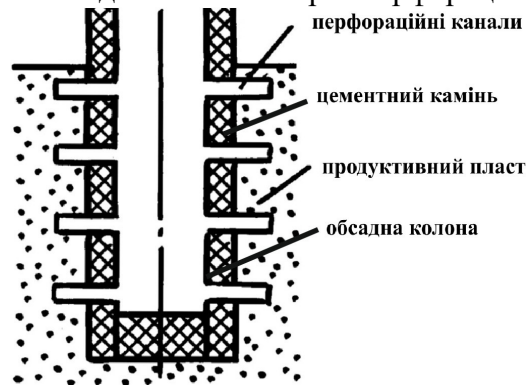


Рисунок 2.4 – Типове обладнання вибою газових свердловин

### 2.3 Перфорація експлуатаційної колони.

Основним методом сполучення стовбура свердловини з пластом на газових свердловинах є перфорація, яка здійснюється за допомогою спеціальних апаратів – *перфораторів*. Спуск і підйом перфоратора у свердловину проводиться на броньованому каротажному кабелі за допомогою підйомника, змонтованого на автомобілі. Постріл з перфоратора викликається імпульсом електричного струму. Сучасне обладнання допускає селективну роботу по одній кулі, окремими групами або залпову роботу.

Розрізняють наступні види перфорацій:

- 1) кульова;
- 2) торпедна;
- 3) кумулятивна;
- 4) гідропіскоструминна.

Перші три види належать до стріляючої перфорації.

Перед перфорацією експлуатаційну колону опресовують з метою перевірки її герметичності. В більшості випадків перфорація здійснюється в свердловинах, заповнених промивальною рідиною або водою. Дія перфораторів різного типу характеризується їх пробивною здатністю.

Крім конструктивних особливостей перфораторів глибина перфораційного каналу залежить від гідростатичного тиску, температури, густини середовища, товщини шару рідини між перфоратором і стінкою свердловини, твердості металу і цементного каменю. Із збільшенням пористості і проникності довжина перфораційного каналу зростає, а із збільшенням міцності породи довжина перфораційного каналу зменшується.

**Кульові перфоратори** – випускають діаметром 65, 80 і 98 мм і розраховані на максимальний тиск 50 МПа і температуру 115°C. Для глибоких свердловин з високою

температурою на вибій випускають спеціальні перфатори для яких допускається температура до 165 °С.

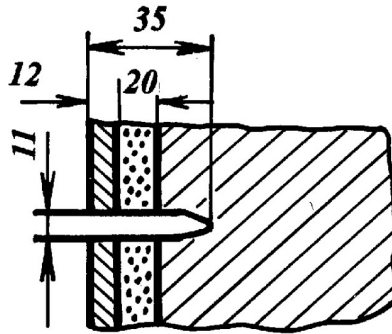


Рисунок 2.5 – Канал, що утворюється в породі при розкритті пласта кульовою перфорацією (мм)

У порівнянні з кульовими більш ефективними є торпедні перфатори, принциповою відмінністю яких є використання замість куль снарядів діаметром 22-32 мм. Проникаючи на визначену глибину такий снаряд, вибухаючи створює каверни і розгалужену систему тріщин, які служать додатковими каналами для припливу газу у свердловину. Таку перфорацію проводять в щільних породах, у випадку слабозцементованих порід, внаслідок їх руйнування, можуть утворюватися піщані пробки на вибоях свердловин. Торпедні перфатори виготовляють різних розмірів: ТПК-22 для спуску в 5'' колону, ТПК-32 – в 6'' колону. Торпедні перфатори утворюють в породі перфораційні канали довжиною до 95 мм.

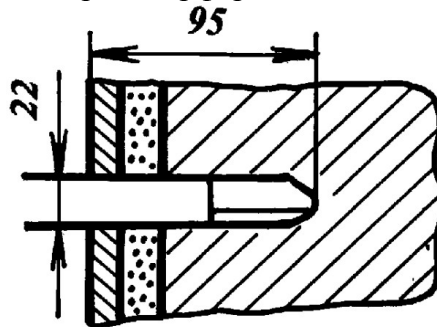


Рисунок 2.6 – Канал, що утворюється в породі при розкритті пласта торпедною перфорацією (мм)

Для забезпечення більшої глибини перфораційного каналу, особливо в твердих породах, широке розповсюдження отримала кумулятивна (безкульова) перфорація. Вона базується на принципі осьової перфорації. Отвори в колоні утворюються не кулями, а сфокусованими струменями газів, які виникають при підриванні кумулятивних зарядів. При підриванні такого заряду утворюється направлений струмінь газів, швидкість якого сягає 9 км/с, а тиск, створюваний ним на поверхні колони, становить близько 30000 МПа.

При кумулятивній перфорації утворюються отвори без пошкодження колони і цементного кільця.

Кумулятивний заряд масою 30 г пробиває в щільних породах канал довжиною 200-250 мм (куля звичайного перфатора утворює канал довжиною 30-35 мм). Використання безкорпусних кумулятивних перфаторів дає можливість збільшити масу заряду до 200-250 г, завдяки чому довжина каналу зростає до 400 мм і більше. Канал, що утворюється в гірській породі при кумулятивній перфорації, має наступний вигляд:

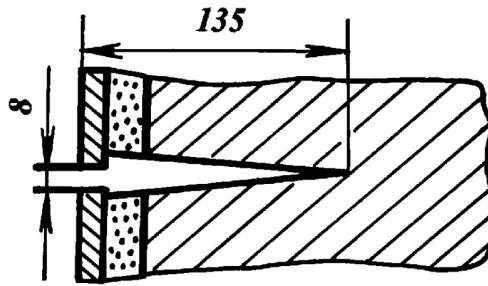


Рисунок 2.7 – Канал, що утворюється в породі при розкритті пласта кумулятивною перфорацією (мм)

Кумулятивну перфорацію, як одну з найбільш ефективних, доцільно застосовувати у твердих породах в умовах найбільш важкого сполучення стовбура свердловини з пластом.

Однак, в тих свердловинах, де може бути забезпечено добре розкриття продуктивного пласта кульовою перфорацією, слід застосовувати її як найдешевшу у порівнянні з перфорацією інших видів.

З метою попередження проникнення глинистого розчину у привибійну зону в процесі перфорації і попередження її кольматації розроблений метод перфорації газових свердловин в газовому середовищі під тиском.

В якості методу інтенсифікації припливу газу знайшов застосування гідроабразивний метод – **гідропіскоструминна перфорація (ГПП)**. Цей метод базується на використанні кінетичної енергії струменя рідини з абразивними частинками (піском), що виходить з великою швидкістю з насадок, які спускають у свердловину на колоні НКТ.

Основним обладнанням при гідропіскоструминній перфорації є струминний апарат, який складається з корпусу і сопел. Для нагнітання рідини зазвичай використовують цементувальні агрегати. Суть **гідропіскоструминної перфорації** полягає в тому, що при нагнітанні в труби під великим тиском рідина з піском з великою швидкістю виходить з сопел і руйнує колону, цементне кільце і породу. Канал, який утворюється при ГПП має наступний вигляд:

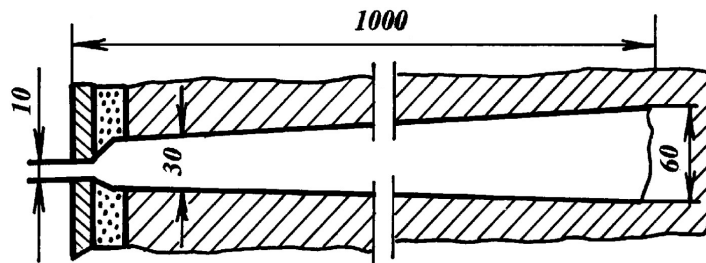


Рисунок 2.8 – Канал, що утворюється в породі при розкритті пласта гідропіскоструминною перфорацією (мм)

Цей метод має ряд переваг у порівнянні з іншими методами: отвір у колоні і в цементному кільці не має тріщин, інтервал розкриття встановлюється більш точно, є можливість регулювати діаметр і глибину отворів, можна створювати горизонтальні і вертикальні надрізи і тріщини.

Довжина каналу при гідропіскоструминній перфорації така, що 2-3 отвори на погонний метр замінюють 20 отворів на погонний метр при кумулятивній перфорації.

Ефективність гідропіскоструминної перфорації визначається наступними факторами:

- 1) перепадом тиску в насадках;
- 2) діаметром отвору в насадках;
- 3) тривалістю роботи абразивного струменя;
- 4) концентрацією і величиною частинок піску;
- 5) протидією рідини, зворотного потоку, яка виходить з каналу.

ГПП застосовується для розкриття пластів при випробуванні розвідувальних і експлуатаційних свердловин, для розкриття в свердловинах, обладнаних для роздільної експлуатації двох і більше пластів в одній свердловині, розкриття пластів з тріщинуватими і щільними низькопроникними колекторами.

Гідропіскоструминне розкриття зазвичай не дає належного ефекту в інтервалах, раніше оброблених соляною кислотою, або після гідророзриву, а також при повторному розкритті високопроникних пластів з низьким пластовим тиском.

Крім того застосовують комбіновані методи – перфорація і наступне солянокислотне оброблення.

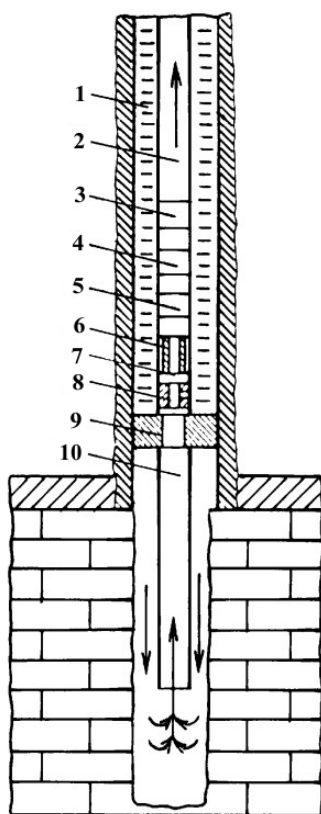
Кількість отворів і оптимальну густину перфорації розраховують, виходячи з конкретних умов даного родовища, обладнання стовбура, яке використовується і конструкції перфоратора.

#### **2.4 Обладнання стовбуру свердловини**

При експлуатації газових і газоконденсатних свердловин велику увагу приділяють надійності, довговічності і безпеці роботи, попередженню відкритих газових фонтанів, захисту навколишнього середовища. Умовам надійності, довговічності і безпеки роботи повинні задовольняти як конструкція газової свердловини, так і обладнання її стовбуру і вибою. Підземне обладнання стовбуру свердловини дає можливість здійснювати:

1. Захист свердловини від відкритого фонтанування.
2. Освоєння, дослідження і зупинку свердловини без її глушіння.
3. Дію на привибійну зону пласта з метою інтенсифікації припливу газу до свердловини.
4. Експлуатацію свердловини на встановленому технологічному режимі.
5. Заміну колони насосно-компресорних труб (фонтанних) труб без глушіння свердловини рідиною.

Для експлуатації газових і газоконденсатних свердловин використовують наступне основне підземне обладнання:



1 - інгібітор корозії; 2 - колона НКТ; 3 - аварійний зрізний клапан; 4 - інгібіторний клапан; 5 - роз'єднувач колони НКТ; 6 - вибійний клапан-відсікач; 7 – ніпель; 8 - циркуляційний клапан; 9 – пакер; 10 - хвостовик

Рисунок 2.9 – Схема компоновки підземного обладнання газової свердловини

**Пакер** – призначений для постійного роз'єднання пласта і затрубного простору свердловини з метою захисту експлуатаційної колони і НКТ від дії високого тиску, високої температури та агресивних компонентів (сірководень, вуглекислий газ та ін.), що входять до складу природного газу.

**Колону НКТ** спускають в свердловину для попередження абразивної дії та високого тиску на обсадну колону, створення необхідних швидкостей руху газорідного потоку і відпрацювання газонасиченого пласта знизу вверху.

**Ніпель** служить для встановлення, фіксування і герметизації в ньому вибійного клапана-відсікача. Його спускають в свердловину на колоні НКТ і встановлюють зазвичай вище пакера.

**Циркуляційний клапан** забезпечує тимчасове сполучення центрального клапану з затрубним простором з метою проведення різних технологічних операцій:

- освоєння і глушіння свердловини;
- промивання вибою, затрубного простору і колони НКТ;
- оброблення свердловини різними хімічними реагентами. Клапан встановлюється в колоні НКТ під час її спуску в свердловину і вилучається разом з нею.

**Інгібіторний клапан** призначений для тимчасового сполучення затрубного простору свердловини з внутрішнім простором колони НКТ при подачі інгібітору корозії або інгібітору гідратуутворення в колону НКТ. Клапан встановлюється в колоні під час її спуску і вилучається разом з нею.

**Клапан аварійний зрізний** – призначений для глушіння обладнаної пакером свердловини в аварійних ситуаціях через затрубний простір, коли немає можливості відкрити циркуляційний клапан. Встановлюється з колоною НКТ, входить в склад комплексу свердловинного обладнання.

**Клапан-відсікач** призначений для автоматичного перекриття центрального каналу в стовбурі свердловини призначений для тимчасового перекривання свердловини біля нижньої частини кінця колони фонтанних труб при аварійних ситуаціях або при ремонті обладнання гирла.

Запобіжне обладнання газових свердловин складається з двох окремих вузлів: пакера та клапана-відсікача.

## 2.5 Визначення діаметра і глибини спуску НКТ

Після закінчення робіт по розкриттю продуктивних пластів і обладнанню вибою свердловини, приступають до спуску у свердловину фонтанних труб (колони НКТ).

Призначення фонтанних труб наступне:

- 1) створення необхідної швидкості руху газу для винесення на поверхню твердих або рідких домішок з вибою свердловини;
  - 2) захист експлуатаційної обсадної колони від абразивної дії твердих частинок і корозійних агентів ( $H_2S$  і  $CO_2$ ), що є в потоці газу;
  - 3) здійснення контролю за умовами відбору газу на вибої свердловини;
  - 4) рівномірне відпрацювання газонасичених пластів великої товщини по всьому відкритому інтервалу;
  - 5) проведення ремонтних робіт і інтенсифікації припливу газу з пласта в свердловину.
- Необхідний діаметр фонтанних труб розраховують з двох умов:

- 1) з умови збереження мінімальних втрат тиску в стовбурі свердловини;
- 2) забезпечення винесення твердих або рідких домішок на поверхню.

Як показує практика експлуатації газових свердловин винесення твердих або рідких домішок буде забезпечуватись, коли швидкість руху газу в фонтанних трубах перевищує критичну швидкість на деяку величину, що відповідає зваженому стану частинок:

$$v = 1,2 \cdot W_{кр} \quad (2.3)$$

$W_{кр}$  – швидкість руху газу, при якій крапля рідини або піщинка знаходиться в зваженому стані, м/с.

Сила тяжіння зрівноважена напором газу.

Критична швидкість може бути визначена за формулою Рітінгера:

$$W_{кр} = \sqrt{\frac{2}{3} \cdot g \cdot d \cdot \frac{\rho_n - \rho_r}{\rho_g \cdot \phi}}, \quad (2.4)$$

де  $g$  – прискорення вільного падіння; м/с<sup>2</sup>;

$d$  – діаметр частинки або краплі рідини, м;

$\rho_n$  – густина породи, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_z$  – дійсна густина газу при  $P$  і  $T$ , кг/м<sup>3</sup>.

$$\rho_z = \rho_0 \cdot \frac{P_{виб} \cdot T_0}{z_{виб} \cdot P_0 \cdot T_{виб}}, \quad (2.5)$$

$\phi$  – аеродинамічний коефіцієнт, який залежить від форми і природи домішок (частинок):

- для води  $\phi = 0,45$ ;
- піщинка кулькоподібної форми  $\phi = 0,25$ ;
- піщинка призматичної форми  $\phi = 0,73$ .

Швидкість руху газу буде найменшою на вході в башмак фонтанних труб:

$$V = \frac{Q \cdot z \cdot P_0 \cdot T_{виб}}{F \cdot P_{виб} \cdot T_0}, \quad F = \frac{\pi \cdot d^2}{4},$$

$$V = \frac{4 \cdot Q \cdot z \cdot P_0 \cdot T_{виб}}{\pi \cdot d^2 \cdot P_{виб} \cdot T_0 \cdot 86400} = \frac{14,74 \cdot 10^{-6} Q \cdot z \cdot P_0 \cdot T_{виб}}{d^2 \cdot P_{виб} \cdot T_0}, \quad (2.6)$$

$$\frac{14,74 \cdot 10^{-6} Q \cdot z \cdot P_0 \cdot T_{виб}}{d^2 \cdot P_{виб} \cdot T_0} = 1,2 \cdot W_{кр}.$$

$$d = \sqrt{\frac{14,74 \cdot 10^{-6} Q \cdot z \cdot P_0 \cdot T_{виб}}{1,2 \cdot W_{кр} \cdot P_{виб} \cdot T_0}} = 3,5 \cdot 10^{-6} \sqrt{\frac{Q \cdot z \cdot P_0 \cdot T_{виб}}{W_{кр} \cdot P_{виб} \cdot T_0}}. \quad (2.7)$$

де  $d$  – діаметр фонтанних труб, м за умови винесення твердих або рідких домішок;

$Q$  – дебіт газу, м<sup>3</sup>/ д;

$P_{виб}$  – вибійний тиск, МПа;

$W_{кр}$  – критична швидкість, м/с;

$T$  – температура, К.

## 2.6 Визначення діаметру фонтанних труб, які забезпечують мінімальні втрати тиску в стовбурі свердловини

Із всіх витрат тиску в системі пласт-свердловина-газозбірний колектор-сепараційна установка лівова частка втрат тиску припадає на стовбур свердловини. Тому зведення втрат тиску в стовбурі свердловини до мінімуму дозволяє отримати на гирлі свердловини максимальний тиск, що забезпечує більш тривалий період безкомпресорної експлуатації родовища.

Для визначення діаметру фонтанних труб, які забезпечують мінімальні втрати тиску в стовбурі свердловини скористаємось формулою Адамова для визначення вибійного тиску:

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2S} + \theta \cdot q^2}, \quad (2.8)$$

$$\text{де } S = 0,03415 \cdot \frac{\bar{\rho} \cdot L}{z_{cp} \cdot T_{cp}};$$

$$\theta = 0,0133 \cdot \lambda \cdot \frac{z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2}{d^5} (e^{2S} - 1).$$

Тоді отримуємо:

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2S} + 0,0133 \cdot \lambda \cdot \frac{z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2}{d^5} \cdot (e^{2S} - 1) \cdot q^2}, \quad (2.9)$$

Втрати тиску в стовбурі свердловини:

$$\Delta P_c = P_{виб} - P_z, \quad (2.10)$$

де  $P_{виб}$  – вибійний тиск, МПа;

$P_y$  – гирловий тиск, МПа;

$e$  – основа натурального логарифма;

$\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору, який залежить від  $Re$ , а також від шорсткості поверхні труб;

$q$  – дебіт газу, тис.м<sup>3</sup>/д;

$d$  – діаметр фонтанних труб, см.

$$d = \sqrt[5]{\frac{0,0133 \cdot \lambda \cdot z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2 \cdot (e^{2S} - 1) \cdot q^2}{P_{виб}^2 - P_y^2 \cdot e^{2S}}}. \quad (2.11)$$

Якщо значення діаметра, отриманого за формулою (2.11) більше діаметра, визначеного за умови забезпечення винесення твердих і рідких частинок на поверхню (2.7), то приймають діаметр визначений за останньою умовою (2.11). Якщо ж значення діаметру буде меншим розрахованого з умови необхідності винесення домішок на поверхню, то його можна збільшити до розмірів останнього. При цьому втрати тиску в стовбурі свердловини зменшаться.

Таким чином, визначним фактором в знаходженні діаметру НКТ свердловини, в якій існує небезпека руйнування пласта або піднімання фронту підшовної води є необхідність винесення на поверхню рідини і продуктів руйнування пласта. Але якщо дебіти свердловин обмежені іншими факторами, то розрахунок діаметру фонтанних труб проводиться за формулою (2.11), тобто з врахуванням мінімальних втрат тиску газу в стовбурі свердловини.

Після закінчення буріння і всіх робіт, пов'язаних з розкриттям пласта і обладнання вибою, в свердловину спускають НКТ.

Наявність НКТ в газовій свердловині дає можливість полегшити і прискорити процеси освоєння свердловини після буріння і глушіння свердловини промивальною рідиною або водою перед проведенням робіт по інтенсифікації або ремонтних робіт, а також здійснювати контроль за стовбуром свердловини в певній мірі без спуску глибинних пристроїв.

Глибина спуску НКТ в свердловину визначається продуктивною характеристикою пласта та технологічним режимом експлуатації свердловини. Зазвичай НКТ спускають до середини інтервалу перфорації.

Допустиму глибину спуску НКТ в свердловину визначають за формулою:

$$L_{дон} = \frac{G_{max}}{K_3 \cdot q_{НКТ} \cdot g}, \quad (2.12)$$

де  $G_{max}$  – максимальне розтягуючи навантаження (залежить від марки сталі), Н;

$K_3$  – коефіцієнт запасу міцності, ( $K_3 = 1,5$ );

$q_{НКТ}$  – вага одного погонного метра НКТ, кг/м;

$g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>

Висоту стовпа рідини в затрубному просторі при експлуатації свердловини по колоні НКТ можна визначити за наступною залежністю:

$$P_{zt} \cdot e^{\frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot (L-h)}{z_{cp} \cdot T_{cp}}} + \rho_{pid} \cdot g \cdot h = P_{виб}, \quad (2.13)$$

де  $P_{zt}$  і  $P_{виб}$  – вимірювані тиски в затрубному просторі на гирлі і на вибої свердловини відповідно, МПа;

$\bar{\rho}$  – відносна густина газу;

$L$  – глибина свердловини, м;

$\rho_{pid}$  – густина рідини на вибої свердловини, кг/м<sup>3</sup>;

$h$  – висота стовпа рідини в затрубному просторі.

Висоту стовпа рідини в колоні НКТ  $h$  можна визначити за аналітичними залежностями, наприклад за залежністю Ю.П. Коротаєва:

$$h = \frac{K_1 \cdot d^2 \cdot L}{\frac{4 \cdot Q}{\pi} + K_1 \cdot d^2}, \quad (2.14)$$

де  $Q$  – дебіт свердловини в умовах вибою ( $P_{виб}$ ,  $T_{виб}$ ), м<sup>3</sup>/с;

$K_1$  – експериментальний коефіцієнт,  $K_1 = 0,5$  м/с;

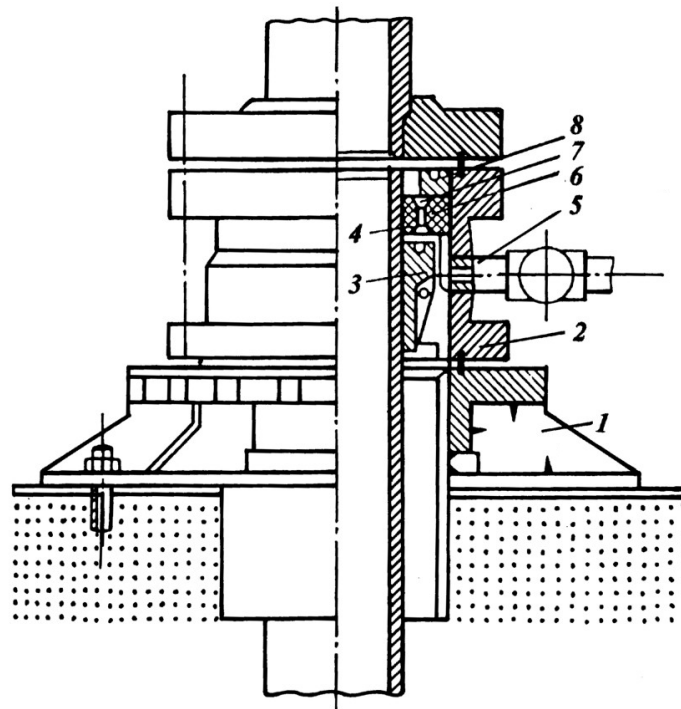
$d$  – внутрішній діаметр НКТ, м;  
 $L$  – довжина колони НКТ, м.

## 2.7 Обладнання гирла свердловин

Обладнання гирла призначене для з'єднання верхніх кінців обсадних колон і фонтанних труб, герметизації міжтрубного простору і з'єднань між деталями обладнання, подачі газу із стовбура свердловини в газозбірні мережі, підвіски насосно-компресорних труб, герметизації і обв'язки обсадних колон, а також для встановлення, регулювання і підтримання заданого режиму експлуатації свердловини.

Гирлове обладнання складається з колонної головки, трубної головки і фонтанної ялинки, а також штуцерів, манометрів, термометрів, регулюючих і запобіжних клапанів і т.д. Крім того, для зручності відкривання і закривання засувки, зміни штуцерів і проведення досліджень на гирлі свердловини монтуються спеціальні містки.

**Колонна головка** призначена для обв'язки верхніх кінців обсадних колон і кондуктора між собою і герметизації міжколонного простору. Колонні головки випускають на робочий тиск 7,5; 12,5; 20,0; 30,0; 35; 70; 100 МПа.



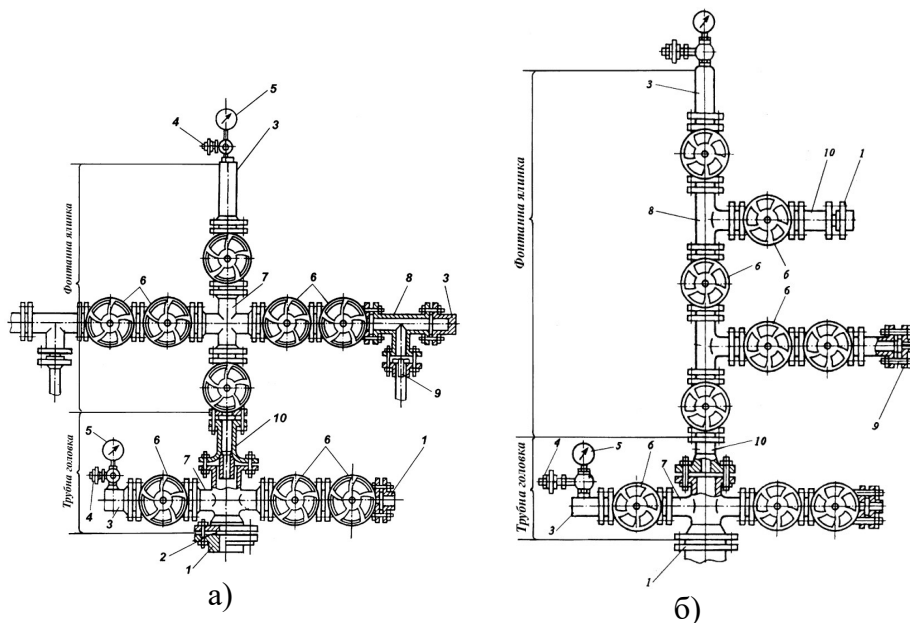
- 1 – широкоопорний п'єдестал; 2 – опорний п'єдестал для підвіски експлуатаційної колони; 3 – шліпси; 4, 7 – нижні і верхні кільця; 5 – відвідний патрубок; 6 – ущільнення;  
8 – натискна гайка

Рисунок 2.10 – Схема колонної головки газової свердловини зі шліпсовим кріпленням обсадних колон

На колонну головку встановлюється трубна головка і фонтанна ялинка. **Трубна головка** призначена для підвіски НКТ і герметизації кільцевого простору між НКТ і експлуатаційною колоною.

**Фонтанна ялинка** включає в себе арматуру, що встановлюється вище верхнього фланця трубної головки. Фонтанна ялинка призначена для освоєння свердловини, контролю і регулювання її режиму.

Розрізняють фонтанні ялинки двох типів: хрестового і трійникового. Основний елемент фонтанної ялинки хрестового типу – хрестовина, а трійникового типу – трійник. На ній монтуються штуцера, термометри, установки для введення інгібітору гідратоутворення і корозії, гирловий клапан-відсікач.



- 1 – фланець; 2 – ущільнювач; 3 – буфер, 4 – вентиль,  
 5 – манометр; 6 – засувка; 7 – хрестовина; 8 – трійник;  
 9 – штуцер; 10 – котушка

Рисунок 2.11 – Фонтанна арматура хрестового (а) і трійникового (б) типів

При експлуатації газової свердловини необхідно, щоб всі засувки були повністю відкриті, за виключенням засувки на запасній викидній струні. Не допускається часткове відкриття засувки. Це пояснюється тим, що в потоці газу є наявні тверді домішки, які призводять до руйнування газопромислового обладнання. Особливі вимоги ставляться до корінної засувки, так як її заміна потребує глушіння свердловини. Корінна засувка повинна бути відкрита повністю, як при експлуатації, так і при тимчасовій зупинці свердловини.

Для регулювання дебіту свердловини і тиску при експлуатації газових свердловин застосовують штуцери. Конструктивно вони поділяються на нерегульовані і регульовані. Діаметр отвору в нерегульованих штуцерах коливається в межах від 3 до 25 мм. При груповій системі збору газу штуцери встановлюються на УКПГ, що полегшує спостереження за штуцерами декількох свердловин.

### Контрольні запитання

1. Які особливості конструкції газових свердловин?
2. Яке обладнання вибою газових свердловин?
3. В чому полягає суть кульової перфорації?
4. В чому полягає суть торпедної перфорації?
5. В чому полягає суть кумулятивної перфорації?
6. В чому полягає суть гідропіскоструминної перфорації?
7. Які основні елементи обладнання стовбуру газових свердловин?
8. Яке призначення фонтанних труб?
9. Яке призначення пакера?
10. Яке призначення циркуляційного клапана?
11. Яке призначення клапана-відсікача?
12. Яке призначення інгібіторного клапана?
13. Виходячи з яких критеріїв проводять вибір діаметру фонтанних труб?
14. Як визначають діаметр фонтанних труб, виходячи з забезпечення мінімальних втрат тиску в стовбурі газової свердловини?
15. Як визначають діаметр фонтанних труб, виходячи з забезпечення винесення твердих і рідких домішок з свердловини?

16. Як визначають допустиму глибину спуску НКТ в свердловину?
17. Яке обладнання гирла газових свердловин?
18. Яке призначення колонної головки?
19. Яке призначення трубної головки?
20. Яке призначення фонтанної ялинки?