

Практичне заняття №6. ПРОЕКТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО РЕЖИМУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН.

Мета заняття: засвоїти основні принципи вибору технологічного режиму експлуатації газових та газоконденсатних свердловин.

Тривалість заняття: 2 години.

Короткі теоретичні відомості

Під технологічним режимом експлуатації газових (газоконденсатних) свердловин розуміють підтримання на вибої (гирлі) заданих умов зміни в часі тиску (дебіту), які забезпечують безаварійну експлуатацію свердловин і дотримання правил охорони надр і довкілля. Іншими словами, технологічний режим характеризує ті обмеження, які накладаються на відбір газу зі свердловин.

У практиці розробки родовищ природних газів відомі такі технологічні режими експлуатації свердловин.

1. У початковий період розробки газових і газоконденсатних родовищ, коли кількість пробурених свердловин перевищує потрібну їх кількість або відбір газу зі свердловин обмежується тільки пропускною здатністю колони ліфтових труб, застосовують режим постійного (заданого в часі) дебіту $q = \text{const}$. Даний режим експлуатації свердловин є тимчасовим, оскільки підтримання постійного дебіту супроводжується зростанням депресії на пласт. Коли вона досягає критичного значення для стійкості порід у привибійній зоні, переходять на інший режим експлуатації (постійного градієнта тиску на стінці свердловини чи максимально допустимої депресії на пласт).

2. В слабозцементованих породах найбільш раціональним технологічним режимом з точки зору одержання максимальних відборів газу є режим постійного градієнта тиску на стінці свердловини.

3. У зв'язку з невизначеністю параметрів, що пов'язано з відсутністю достовірної інформації про ступінь і характер досконалості свердловини, і складністю підтримання в промислових умовах постійного градієнта тиску на стінці свердловини, на практиці в пухких колекторах поширений режим максимально допустимої депресії на пласт $\Delta P = P_{пл} - P_{виб} = \text{const}$. Режим граничної допустимої депресії на пласт застосовують також при експлуатації газових свердловин в пластах з підшовною водою.

4. При розробці газоконденсатних родовищ з підтриманням пластового тиску вище тиску початку конденсації вуглеводневої суміші рекомендується з метою зменшення пластових втрат конденсату і одержання високих дебітів газоконденсатної суміші експлуатувати видобувні свердловини на режимі постійного вибірного тиску $P_{виб} = \text{const}$. Величина вибірного тиску вибирається рівною або більшою від тиску початку конденсації, а при пологих ізотермах пластових втрат конденсату можливе деяке зменшення вибірного тиску нижче тиску початку конденсації.

5. На заключній стадії розробки газових родовищ для забезпечення необхідних умов роботи установок низькотемпературної сепарації газу, дального транспорту газу по магістральному газопроводу при відсутності дотискуючої компресорної станції чи затримки її будівництва і при безпшгугерній експлуатації свердловин у випадку подачі газу місцевим споживачам застосовують режим заданого тиску на гирлі свердловини $P_y = \text{const}$.

6. При наявності в газі компонентів, які викликають корозію обладнання стовбура і гирла свердловини (CO_2 , H_2S , кислот жирного ряду), відбір газу обмежують максимально допустимою швидкістю руху газу у верхньому поперечному перерізі колони ліфтових труб, при якій лінійна швидкість корозії має допустиме значення $W_y = \text{const}$. Згідно з результатами лабораторних і промислових досліджень, при швидкості газового потоку менше 11 м/с лінійна швидкість корозії, обумовлена присутністю в газі CO_2 ,

не перевищує 0,1 мм/рік, а у випадку застосування інгібіторів корозії не відбувається зриву захисної плівки інгібітора з внутрішньої поверхні труб.

7. Для продовження періоду стабільної роботи газових свердловин в умовах обводнення і ретроградної конденсації вуглеводневої суміші за рахунок використання природної енергії пластового газу необхідно забезпечити повний і безперервний винос на поверхню всієї рідини, яка надходить з пласта і випадає з газу в стовбурі (вода і вуглеводневий конденсат), при мінімальних втратах тиску в колоні ліфтових труб.

Для цього рекомендується експлуатувати свердловини при дебітах, які не нижче мінімально необхідних для виносу рідини з вибою: $q \geq q_{\text{мн}}$. Величина $q_{\text{мн}}$ знаходиться за відповідними формулами залежно від конструкції ліфта і геолого-промислової характеристики свердловини.

Умову $q \geq q_{\text{мн}}$ можна також застосовувати при експлуатації газових свердловин в пухких колекторах для виносу з вибою на поверхню твердих частинок заданного діаметра й густини.

8. При експлуатації газових свердловин в районах багаторічномерзлих порід з низькими пластовими температурами можливе гідратоутворення у привибійній зоні пласта внаслідок ефекту дроселювання газу, а також у стовбурі свердловини за рахунок теплообміну газу з навколишніми породами при малих дебітах і ефекту Джоуля-Томсона при великих дебітах газу. З метою попередження гідратоутворення рекомендується обмежувати депресію на пласт величиною безгідратної депресії, при якій температура на вибої свердловини не зменшується до рівноважної температури гідратоутворення, а дебіт газу вибирати в діапазоні безгідратних дебітів, при яких гідрати в стовбурі свердловини не утворюються.

9. Під час розробки газоконденсатних родовищ з нафтовими облямілками технологічні режими експлуатації видобувних газових і нафтових свердловин необхідно вибирати такими, щоб забезпечити динамічну рівновагу газонафтового контакту, наприклад, проводити ступінчасту зміну дебітів нафти або газу чи обох одночасно, підтримуючи їх

постійними протягом певних інтервалів часу, за які межа розділу газ-нафта досягає заданих крайніх верхнього і нижнього положень.

10. У випадку неоднорідних колекторів при розробці газових і газоконденсатних родовищ в умовах газового режиму з метою максимізації коефіцієнтів газо- і конденсатовіддачі необхідно мінімізувати непродуктивні втрати тиску. Це досягається розподілом заданого відбору вуглеводневої суміші між окремими свердловинами і регулюванням їх дебітів в процесі розробки родовища. До інших факторів, які обмежують дебіти свердловин, відносяться вібрація наземного обладнання при високих дебітах, що може призвести до руйнування арматури від втоми, різний ступінь стійкості до руйнування пластів у випадку багатопластових покладів та ін.

Розрахунок канонічного надзвукового штуцерного сопла по заданих тиску, температурі і густині газу до штуцера, тиску газу після штуцера і об'ємній витраті газу можна провести по наступних залежностях:

1. Швидкість газу (в м/с) на виході з розширювального сопла

$$\omega = \sqrt{2 \frac{K \cdot P_0}{(K-1) \cdot \rho_0} \left[1 - \left(\frac{P_1}{P_0} \right)^{(K-1)/K} \right]},$$

де K – коефіцієнт адіабати газу при P_0 і T_0 ;

P_0, P_1 – абсолютні тиски газу до і після штуцера відповідно;

ρ_0 – густина газу при P_0 і T_0 .

2. Критична швидкість газу:

$$\omega_K = \sqrt{2 \cdot \frac{K}{K-1} \cdot \frac{P_0}{\rho_0}}.$$

3. Коефіцієнт швидкості газу у вихідному січенні сопла:

$$\lambda = \frac{\omega}{\omega_K}.$$

4. Діаметр критичного січення сопла (в см):

$$d_K = 2,38 \cdot 10^{-3} \sqrt{\left(\frac{K+1}{2}\right)^{\frac{K+1}{2 \cdot (K-1)}} \left(\frac{z_0 \cdot R}{K}\right)^{1/2} \frac{\bar{\rho} \cdot T_0^{1/2}}{P_0} \cdot Q_0}$$

де z_0 – коефіцієнт стисливості газу при P_0 і T_0 ;

$\bar{\rho}$ – відносна густина газу;

Q_0 – об'ємна витрата газу, м³/д.

5. Діаметр вихідного січення сопла (в см):

$$d = 2 \cdot 10^{-3} \sqrt{\frac{\bar{\rho} \cdot (z_0 \cdot R \cdot T_0)^{1/2} \left(\frac{K+1}{K}\right)^{1/2} \cdot Q_0}{\lambda \cdot \left[1 - \frac{(K-1)}{(K+1)} \cdot \lambda^2\right]^{\frac{1}{K-1}} \cdot P_0}}.$$

6. Довжина розширювальної канонічної частини штуцерного сопла (по заданому куту конусності):

$$l = \frac{d - d_K}{2 \cdot \operatorname{tg}(\lambda / 2)},$$

де d і d_K – діаметр вихідного і критичного (мінімального) січення сопла відповідно ;

λ – кут конусності розширеної частини сопла (6 -8 °).

Типові задачі

1. Визначити швидкість руху газу на вході та виході фонтанних труб для таких умов: вибійний тиск - 18,4 МПа; температура на вибої - 365 К; дебіт свердловини – 210 тис.м³/добу; внутрішній діаметр труб – 62 мм; відносна густина газу - 0,59.

2. Визначити тиск на вибої газової свердловини, яка експлуатується на технологічному режимі постійного тиску на гирлі, якщо відомо: тиск на усті $P_y=8$ МПа; відстань від устя до середини інтервалу перфорації $L=2100$ м; температура газу на вибої свердловини $t_{виб} = 75$ °С; температура газу на усті

$t_y = 16$ °С; відносна густина газу $\bar{\rho}_g = 0,6$; дебіт газу $q = 10$ тис.м³/д; внутрішній діаметр насосно-компресорних труб $d_{вн} = 62$ мм; абсолютна шорсткість труб $l_k = 0,12$ мм; динамічний коефіцієнт в'язкості газу за середнього тиску і середньої температури в стовбурі свердловини $\mu_{cp} = 0,02$ мПа·с.

3. Визначити вибійний тиск, якщо газову свердловину експлуатують з дебітом газу 200 тис.м³/д, пластовий тиск дорівнює 32 МПа, коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: $A=7,2 \cdot 10^{-2} \frac{(\text{МПа})^2 \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3}$;

$$B = 6 \cdot 10^{-4} \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3} \right)^2.$$

4. Газовий поклад розробляють в умовах газового режиму при експлуатації свердловин з постійною депресією тиску на пласт. Визначити дебіт газової свердловини, якщо відомо: пластовий тиск – 22 МПа, депресія тиску на пласт – 1,9 МПа, коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: $A = 5 \cdot 10^{-2} \frac{(\text{МПа})^2 \text{ д}}{\text{тис.м}^3}$; $B = 2,7 \cdot 10^{-4} \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3} \right)^2$.

5. Газовий поклад розробляють в умовах газового режиму при експлуатації свердловин з постійною швидкістю руху газу на вході в насосно-компресорні труби. Визначити поточний вибійний тиск для таких даних: поточний пластовий тиск – 25 МПа, пластова температура – 70 °С, швидкість руху газу на вході в насосно-компресорні труби – 4,5 м/с, внутрішній діаметр труб – 0,062 м, відносна густина газу – 0,62, коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта:

$$A = 0,05 \frac{(\text{МПа})^2 \text{ д}}{\text{тис.м}^3}; \quad B = 0,02 \cdot 10^{-2} \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3} \right)^2.$$

Питання для контролю знань та обговорення

1. Що ви розумієте під технологічним режимом експлуатації свердловини?
2. Охарактеризуйте коли застосовується режим $P_y = \text{const}$.
3. Охарактеризуйте коли застосовується режим $\Delta P = \text{const}$.
4. Охарактеризуйте коли застосовується режим $q = \text{const}$.
5. Яким чином встановлюють технологічний режим експлуатації на свердловинах?