ЛЕКЦІЯ 7
Методи інтенсифікації припливу газу до вибою свердловини

7.1 Методи інтенсифікації припливу газу до вибою свердловини

Досвід розробки газових і газоконденсатних родовищ показує, що можна в значній мірі збільшити дебіт окремих свердловин або понизити величину депресії тиску на пласт при незмінному дебіті газу з метою відтермінування введення ДКС (дотискуючої компресорної станції) за рахунок інтенсифікації припливу газу, покращення техніки і технології розкриття пласта, вдосконалення обладнання, що використовується при експлуатації свердловини.

Методи інтенсифікації припливу є єдиним заходом отримання рентабельних дебітів газу у щільних низькопроникних колекторах.

Для покращення проникності привибійної зони пласта використовують різні методи, які можна розділити на дві групи:

1) Попереджуючі погіршення колекторських властивостей пласта;
2) Направлені на відновлення або покращення проникності ПЗП.

Для інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин на практиці застосовують:

1) гідравлічний розрив пласта (ГРП) і його різні різновиди (багатократний ГРП, направлений ГРП, ГРП на солянокислотній основі і.т.д.);
2) кислотні обробки свердловин та їх різновиди (кислотна ванна, направлене кислотне оброблення, масоване кислотне оброблення, СКО, ГКО, СПКО та СПГКО);
3) гідропіскоструминну перфорацію (ГПП) і поєдання її з ГРП та кислотними обробленнями;

4) торпедна перфорація;
5) оброблення ПЗП газоконденсатних свердловин сухим газом;
6) оброблення ПЗП газоконденсатних свердловин вуглеводневими розчинниками;
7) періодичні теплові оброблення ПЗП газоконденсатних свердловин.

Для розкриття продуктивних пластів, а також вдосконалення процесу освоєння свердловин проводять наступні заходи:

1) перфорацію під тиском в газовому середовищі;
2) збільшення діаметру вибою свердловин;
3) буріння горизонтальних свердловин з кущовими вибоями;
4) застосування безглинистих розчинів при розкритті продуктивної товщини;
5) розкриття продуктивних пластів з продуванням вибою газом або повітрям;
6) приєднання продуктивних пластів без глушіння свердловин.

До вдосконалення техніки експлуатації газових свердловин належить:

1) роздільна експлуатація двох об’єктів однією свердловиною;
2) ежекція низьконапірного газу високонапірним;
3) застосування плунжерного ліфта для видалення води з вибою свердловини;
4) подача на вибій свердловин поверхнево-активних речовин для видалення з вибою води і механічних домішок;
5) вдосконалення конструкції підземного обладнання в свердловинах і встановлення в них розвантажувальних якорів, пакерів, глибинних клапанів для вводу інгібітору

в фонтанні труби, комбінування труб різного діаметру і т.д.

Особливе місце при експлуатації свердловин займають т.зв. вибухові методи, акустична дія на продуктивні пласти, зниження або ізоляція припливу пластових вод, кріплення рухливих слабозцементованих порід та розроблення нових методів інтенсифікації припливу газу на завершальній стадії розробки родовища. Всі ці методи можна здійснювати не тільки для відновлення проникності ПЗП, але і для збільшення газовилучення багатьох газонасичених пластів з низькою проникністю.

До нових методів інтенсифікації відносять акустичну дію великої потужності на ПЗП, зниження обводненості свердловини і закріплення рихлих пісків за допомогою силікатного гелеутворення. Все більшого значення набувають методи інтенсифікації на завершальній стадії розробки родовищ.

Методи інтенсифікацій не рекомендується застосовувати: в свердловинах з неякісно зацементованими і порушеними експлуатаційними колонами; в обводнених свердловинах або тих, які можуть обводнитися після проведення в них робіт по інтенсифікації; в приконтурних свердловинах.

Роботи по інтенсифікації газових свердловин починають проводити в період розвідки при випробуванні перспективних горизонтів з метою визначення їх промислової продуктивності і промислової обробки.

7.2 Основні причини зниження продуктивності свердловин

Поняття скін-ефекту

Зниження продуктивності свердловин в процесі розробки газоконденсатних родовищ пов'язане з проявом різних геолого-промислових факторів, основними з яких є:

1. Зміна стану привибійної зони свердловини – погіршення фільтраційно-витісних властивостей пласта.
2. Ускладнення в експлуатаційних свердловинах через погіршення технічного стану їх стовбура.
3. Накопичення рідини в стовбурі свердловини.

Прояв кожного з вищеперерахованих факторів може бути зумовлений різними фізико-хімічними процесами, які відбуваються в пласті. Також різним є вплив цих факторів.

Найбільш значну зміну продуктивності свердловини викликає зміна стану ПЗП. Тому цій проблемі слід приділяти особливу увагу.

Присвердловинна зона – це особлива частина пласта, яка не тільки визначає дебіт свердловини, але і багато в чому впливає в цілому на процес вилучення вуглеводнів. У зоні декількох метрів навколо свердловини виникають основні фільтраційні опори при припливі до неї флюїдів. Тому, навіть, незначне погіршення фільтраційних властивостей колекторів в цій зоні супроводжується істотним зменшенням її продуктивності.

Фільтраційні процеси в присвердловинній зоні ускладнюються проявленням в ній різних локальних ефектів, які пов'язані з особливим розподілом тиску, температури, напружень і насиченості пласта флюїдами.

Зміна фільтраційних властивостей, зниження продуктивності свердловини в присвердловинній зоні зазвичай відображається в понятті ***скін-ефекту***. Вперше воно було введене в нафто газовидобуванні зарубіжними вченими Евердінгеном та Харстом, які визначили невідповідність

заміряних на свердловині депресій зі значенням депресій, обчислених аналітичним шляхом. Варто відмітити, що вони використали поняття ***скін-ефекту*** тільки для випадку погіршення властивостей ПЗП.

Параметр **скін-ефекту (скін-фактор)** у разі припливу до свердловини вони оцінили як:

$$S = \frac{k \cdot h \cdot \Delta P_{скін}}{141,2 \cdot q \cdot \mu_0 \cdot B_0}, \qquad (7.1)$$

де k – коефіцієнт проникності пласта;

h – товщина пласта;

$\Delta P_{скін}$ – депресія тиску на свердловині при прояві скін-ефекту;

q_0 – дебіт свердловини;

μ_0 – коефіцієнт динамічної в'язкості рідини;

B_0 – об'ємний коефіцієнт рідини.

Формула (7.1) представлена в системі одиниць SPE і тому в ній використано перевідний коефіцієнт 141,2.

Дещо пізніше Хокінс ввів поняття ***негативного скін-ефекту*** для опису припливу до свердловини з погіршеними характеристиками колектора. Так, наприклад, для свердловини радіусом r_c, навколо якої є зона радіусом $R_{скін}$ з проникністю $k_{скін}$ та більшою проникністю пласта k він записав наступне рівняння для визначення скін-фактора:

$$S = \left(\frac{k}{k_{скін}} - 1 \right) \cdot \ln \frac{R_{скін}}{r_c}. \qquad (7.2)$$

У більш загальному випадку для спрощення можна показати скін-фактор за допомогою рівняння усталеного припливу газу до свердловини.

Рівняння припливу при нелінійному законі має вигляд

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = a \cdot q + b \cdot q^2, \qquad (7.2)$$

де a,b – коефіцієнти фільтраційних опорів, які залежать від недосконалості свердловини, геометрії зони дренування, параметрів та властивостей газу.

$$a = \lambda \cdot \left(\ln \frac{R_к}{r_c} + C_1 + C_2 \right), \qquad (7.3)$$

$$\lambda = \frac{\mu(P,T) \cdot z(P,T) \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{ст}}, \qquad (7.4)$$

$$b = \alpha \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_к} + C_3 + C_4 \right), \qquad (7.5)$$

$$\alpha = \frac{\rho_{ат} \cdot z(P,T) \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{ст}}, \qquad (7.6)$$

де l – коефіцієнт макрошорсткості.

Зміна фільтраційного опору на величину, яка визначається деяким скін-ефектом може бути записана як

$$a = \lambda \cdot \left(\ln \frac{R_к}{r_c} + C_1 + C_2 + C_{скін} \right). \qquad (7.7)$$

У дещо іншій формі прояв скін-ефекту можна визначити для свердловини досконалої за ступенем і характером розкриття пласта.

$$a = \lambda \cdot \left(\frac{1}{k_{скін}} \cdot \ln \frac{R_{скін}}{r_c} + \frac{1}{k} \cdot \ln \frac{R_к}{R_{скін}} \right), \qquad (7.8)$$

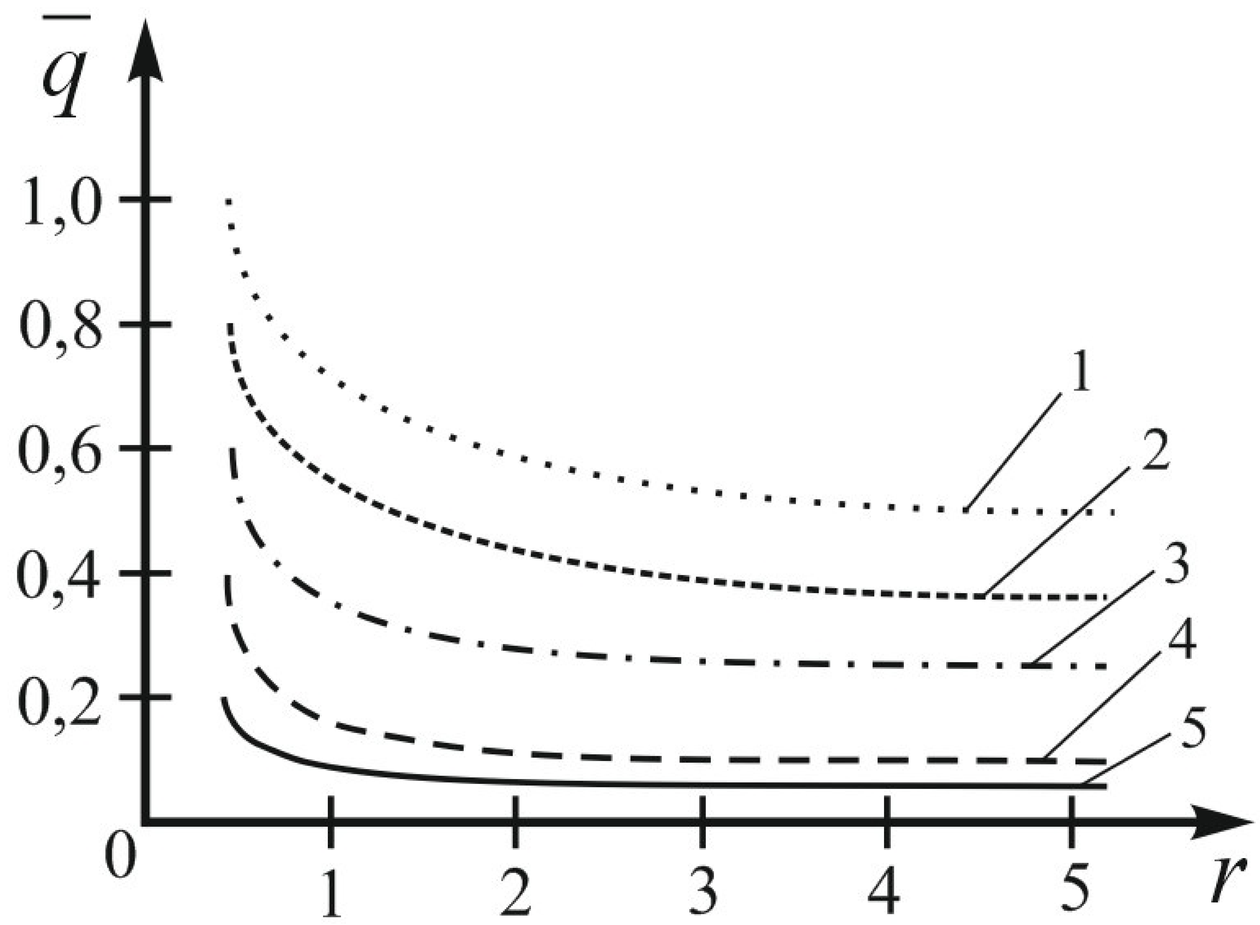
де $k_{скін}$, k – коефіцієнт проникності пласта в зоні навколо свердловини зі зміненими фільтраційними властивостями, тобто в зоні прояву скін-ефекту і по всьому пласту в цілому.

$R_{скін}$ – радіус зони зі зміненими фільтраційними властивостями.

Як правило значення скін-фактора перевищують 1 і можуть досягати навіть кількох десятків або сотень.

Як видно з попереднього рівняння погіршення фільтраційних властивостей у вузькій зоні навколо свердловини, викликане зміною проникності, може мати істотний вплив на продуктивність свердловини.

Для унаочнення (ілюстрації) на рисунку 7.1 представлена відносна продуктивність свердловини в разі існування біля її вибою зони з погіршеними фільтраційними властивостями різного радіусу та з різними співвідношеннями проникності в цій зоні до середньої проникності по пласту.



Відношення проникностей: 1 – 0,5; 2 – 0,25; 3 – 0,1; 4 – 0,05; 5 – 0,01

Рисунок 7.1 – Значення відносної продуктивності свердловини при різних радіусах зони з погіршеними фільтраційними властивостями і різному відношенні проникностей в зонах

Відносна продуктивність розглядається як співвідношення дебітів свердловини при наявності біля її вибою зони з погіршеною проникністю і без неї.

Як видно з рисунка 7.1 погіршення проникності в 10 разів в зоні всього декілька сантиметрів навколо свердловини призводить до зменшення її продуктивності в 2-3 рази. Погіршення фільтраційних властивостей пласта в привибійній зоні свердловини може відбуватися за рахунок зниження, як абсолютної, так і відносної фазової проникності.

Абсолютна проникність в присвердловинній зоні може зменшуватися за рахунок закупорювання порового простору глинистим розчином і його фільтратом, а також частинками інших речовин, що осідають біля вибою свердловини.

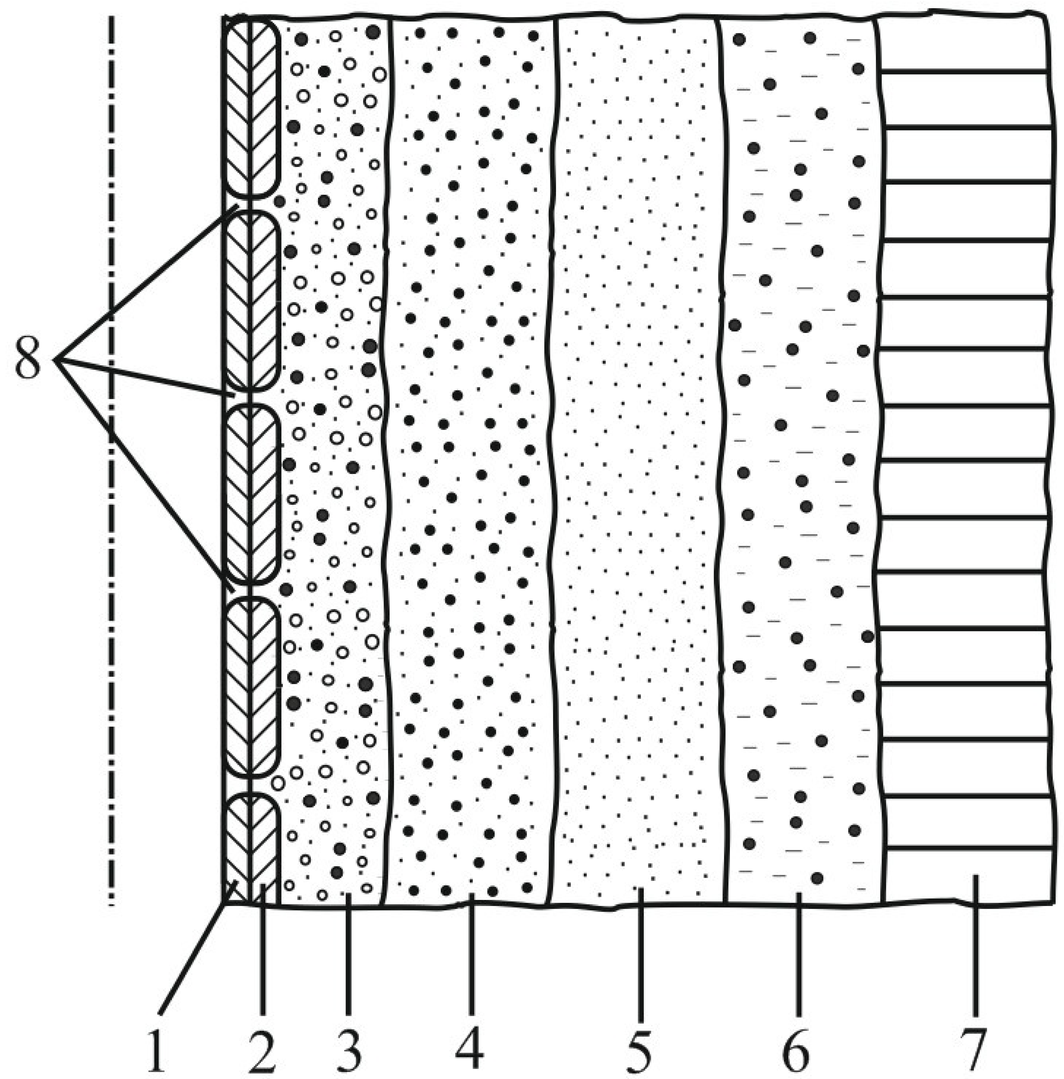
Зниження відносної проникності по рідині чи газу може бути викликане рядом причин. Для прикладу, зміна фазової проникності відбувається за рахунок збільшення водонасиченості колектора в наслідок проникнення фільтрату бурового розчину чи обводнення пласта. Важливий вплив на фазові проникності має зміна характеристик змочування. Всі вищеперелічені причини зміни фазової проникності так чи інакше входять у поняття скін-ефекту. В той же час у випадку газоконденсатних свердловин значний вплив на її продуктивність має випадання ретроградного конденсату, яке не входить до поняття скін-ефекту, тому його потрібно врахувати додатково.

7.3 Будова присвердловинної зони пласта

Зміна фізичних властивостей пласта в присвердловинній зоні визначається, як властивостями пластової системи, так і технологічним збуренням, яке виникає в процесі буріння свердловини та її експлуатації. У більшості випадків погіршення властивостей привибійної зони свердловини викликане негативним впливом глинистого розчину.

Глинистий розчин являє собою полідисперсну систему, дисперсною фазою якої є глина або полімери та частинки вибурених гірських порід.

Проникнення глинистого розчину в колектор відбувається в ході буріння свердловини під дією репресії. При цьому виникають складні багатофазні багатокомпонентні течії з компонентним поділом глинистого розчину по простору привибійної зони.



1 – обсадна колона; 2 – цементне кільце; 3 – глиниста кірка; 4 – зона кольматації; 5 – промита зона; 6 – зона проникнення; 7 – пласт-колектор; 8 – перфораційні отвори

Рисунок 7.2 – Спрощена схема будови свердловини в присвердловинній зоні

В результаті поблизу свердловини виникають кілька зон з різними фізичними властивостями і характером насичення породи флюїдом. Практично всі ці зони зберігаються в розрізі привибійної зони свердловини після завершення буріння

свердловини, спуску обсадної колони, її цементування та перфорації.

Практично всі зони ПЗП можна класифікувати наступним чином.

За обсадною колоною **1** та цементним кільцем **2** знаходиться глиниста кірка **3**, що утворилась в результаті затримки дисперсної фази. Інша частина дисперсної фази відфільтрована в присвердловинну область і утворює зону кольматації **4**. Далі розміщена промита зона **5**, що з'явилася в процесі витіснення газу фільтратом глинистого розчину. Ще одна зона проникнення **6** (зона проникнення фільтрату глинистого розчину), як правило розформовується після обсадження свердловини.

До числа причин погіршення абсолютної проникності в привибійній зоні відносяться:

1. Механічне забруднення ПЗП.
2. Фізико-літологічне забруднення.
3. Фізико-хімічне забруднення.
4. Термо-хімічне забруднення.

Механічне забруднення викликано забрудненням пористого середовища твердою фазою бурової або промивної рідини.

Фізико-літологічне забруднення є наслідком дії води на цемент і скелет породи та взаємодії її з пластовою водою.

До ***фізико-хімічних*** причин належать збільшення водонасиченості та утворення блокуючої перешкоди фільтрації нафти і газу за рахунок різниці поверхневих натягів з пластовими флюїдами, а також внаслідок виникнення капілярного тиску, що з'являється при проникненні фільтрату в породу.

Основною ***термо-хімічною*** причиною погіршення проникності в газоконденсатних пластах є відкладання парафіну на скелеті породи.

Глиниста кірка утворюється в результаті розділення твердої і рідкої фаз промивної рідини в процесі її фільтрації. Формування глинистої кірки проходить в залежності від співвідношення характерних розмірів частинок і розмірів пор з переважанням проникнення твердих частинок в пори колектора або ж без помітного їх проникнення.

В першому випадку поряд із зоною глинистої кірки утворюється зона кольматації.

В другому випадку формується тільки глиниста кірка.

Розміри глинистої кірки коливаються в межах від декількох міліметрів до декількох сантиметрів. Основою формування глинистої кірки є її фільтраційне ущільнення. Тверді частинки в глинистій кірці заходяться під впливом зовнішніх і внутрішніх сил. До основних полів, що збуджують взаємодію між окремими частинками глинистої кірки є капілярні, магнітні та електростатичні поля. Також важливу роль при формуванні глинистої кірки відіграє явище дифузії.

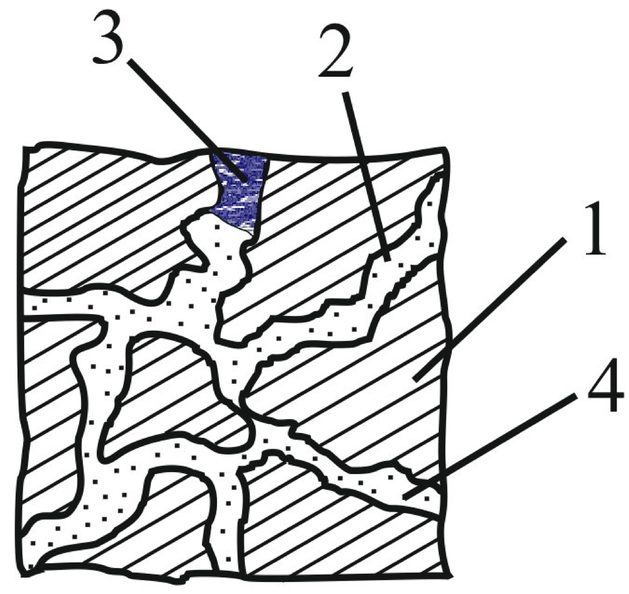
Зона кольматації являє собою зону, в яку проникають колоїдна і тонкодисперсна фази бурового розчину. Зона кольматації коливається в більш широких межах і середнє значення становить 12-16 мм.

В даний час механізм утворення зони кольматації базується на двох можливих видах механізму кольматації:

1 – кольматація як механічне закупорення пор дисперсною фазою;

2 – механічне блокування пор з одночасною фізико-хімічою взаємодією дисперсної фази кольматанта з матеріалом пористого середовища.

Структура порового простору в зоні кольматації має досить складну будову.



1 – скелет породи; 2 – пори; 3 – залишкова вода;
4 – кольматант
Рисунок 7.3 – Схема будови зони кольматації

В зоні кольматації виділяють пори, які цілком заповнені кольматантом і утворюють кольматантне середовище також ділянки вільні від кольматанту. Динаміку утворення зони кольматації зазвичай представляють наступним чином: при розкритті пластів бурінням частинки дисперсної фази проникають в пори колектора. Найбільші частинки затримуються на стінках породи і утворюють глинисту кірку в той час, як інші частинки затримуються у місцях звуження пор. В результаті проникнення кольматанту відбувається звуження порових каналів та зменшення швидкості фільтрації, що призводить до осідання все дрібніших частинок.

7.4 Промита зона і зона проникнення

Інфільтрація бурового розчину призводить до утворення зони проникнення, яку часто розбивають на 2 зони:

1 – зона заміщення, де відбувається двофазна фільтрація пластового флюїду;

2 – промита зона, де процес витіснення вже завершено.

Формування зони проникнення відбувається при локальному витісненні газу і газоконденсатної суміші

фільтратом глинистого розчину, на формування якої особливий вплив мають капілярні сили.

На динаміку витіснення пластових флюїдів в значній мірі впливають параметри глинистої кірки і зони кольматації.

Основними процесами, що визначають розформування зони проникнення, є капілярне проникнення, дифузія та гравітаційний перерозподіл фаз, а також гідродинамічний тиск.

За певних умов для розформування зони проникнення необхідно створити великі градієнти тиску.

7.5 Зниження продуктивності свердловин через погіршення фільтраційних властивостей колекторів у ПЗП

Погіршення фільтраційних властивостей колекторів поблизу вибою свердловини внаслідок утворення зон кольматації і проникнення та інфільтрації бурового розчину в пласт призводить до зниження продуктивності свердловини, основні причини якого полягають у зменшенні абсолютної та відносної проникностей (для вуглеводневих фаз), а також зміни характеристик змочуваності пласта через наявність у фільтраті активних компонентів.

7.5.1 Зміна продуктивності свердловин внаслідок защемлення водяної фази

Інфільтрація води в присвердловинну зону пласта з її защемленням в колекторі найчастіше викликає основне збільшення скін-ефекту по свердловині. Як правило, проникність водної фази в газонасиченій області газових і газоконденсатних пластів викликає набагато більше зниження відносної проникності колектора для вуглеводневої фази ніж у нафтових пластах. Дане явище пояснюється тим, що однією з особливостей газових і газоконденсатних покладів є аномальнонизька початкова водонасиченість, яка значно нижча ніж насиченість зв’язаною водою в нафтових покладах.

Яскравим прикладом цього є поклад Мічіган Ріф (США), в якому початкова водонасиченість близька до 0. Дуже

низька початкова водонасиченість 5-7 % характерна для багатьох теригенних пластів газових і газоконденсатних покладів Сибіру. Більш нижча ніж насиченість зв'язаною водою початкова водонасиченість відзначається на багатьох родовищах Канади. Для одного з піщаних колекторів у провінції Альберта початкова водонасиченість склала 10-25% при насиченості зв'язаною водою згідно з лабораторними даними ≈ 40%. Початкова водонасиченість, яка рівна 20% спостерігалась також на інших родовища Канади при значенні насиченості зв'язаною водою у 50%.

Аномально низькі значення початкової водонасиченості характерні для гідрофобних карбонатних колекторів і пісковиків.

Відомо, що насиченість зв'язаною водою визначається капілярними механізмами і залежить від морфології колектора, розподілу та розміру пор, змочуваності колектора та шорсткості його внутрішньої поверхні.

Початкова насиченість пласта визначається різними факторами: геологія покладу, історія формування покладу, температура, характеристики змочуваності колектора, розмір та розподіл пор, розташування колектора відносно водоносних горизонтів.

Відмінності в значеннях насиченості водою та зв'язаною водою можуть бути викликані рядом факторів:

1) Випаровування води в процесі формування покладу за рахунок зміни термобаричних умов та фільтрації великих об'ємів газу через водо насичені зони покладу.
2) Іншим суттєвим фактором при зміні насиченості колектора відіграє геометрія порового простору за рахунок діагенезу та зміни гірського тиску.
3) Адсорбція молекул води в глинистих включеннях пласта та гістерезис насиченості зв'язаною водою в ході багаторазового просочення і дренажу колектора при формуванні покладу.

При значному розходженні значень початкової водонасиченості колектора поступлення води може викликати істотне погіршення фільтраційних властивостей колектора для газу.

Поступлення води в колектор призводить до відновлення насиченості зв'язаною водою. Це призводить до зниження фазової проникності для газу.

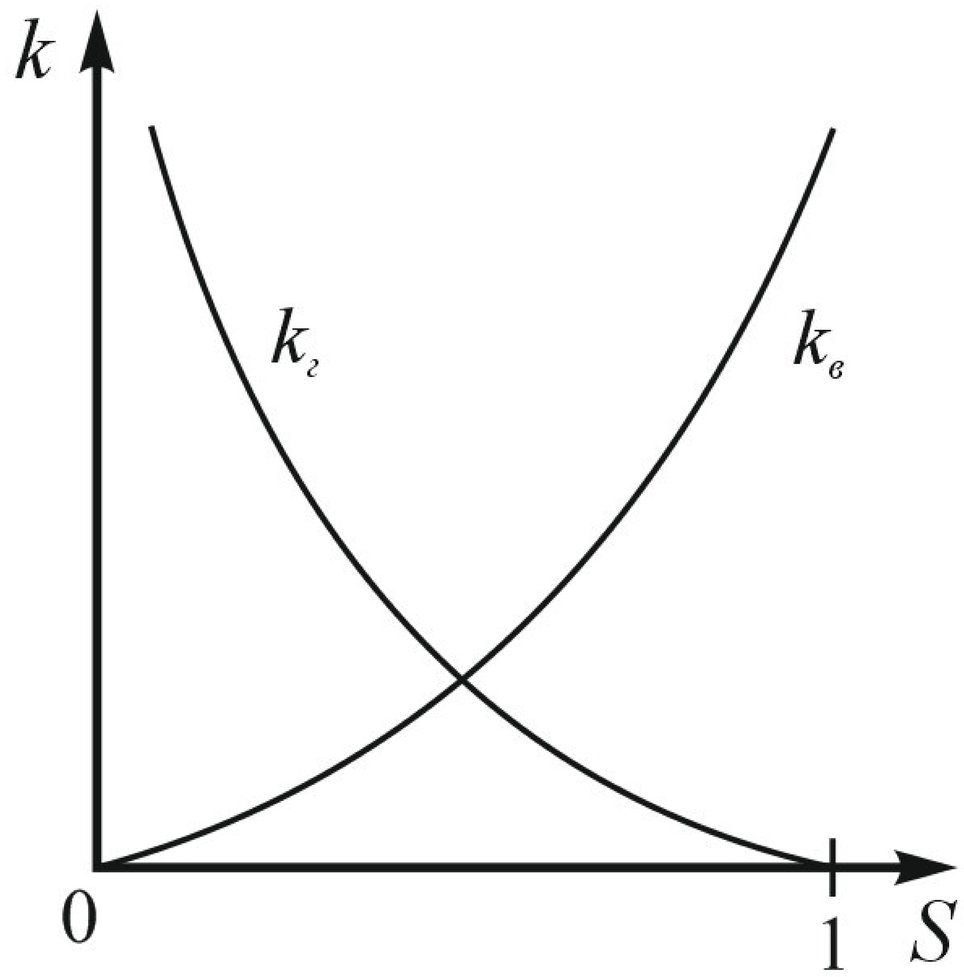


Рисунок 7.4 – Схема зміни відносних фазових проникностей колектора

При зміні водонасиченості від початкової ($S_{поч}$) до значень зв'язаної насиченості ($S_{зв}$) відносна фазова проникність по газу зменшується від $k_{поч}$ до $k_{зв}$.

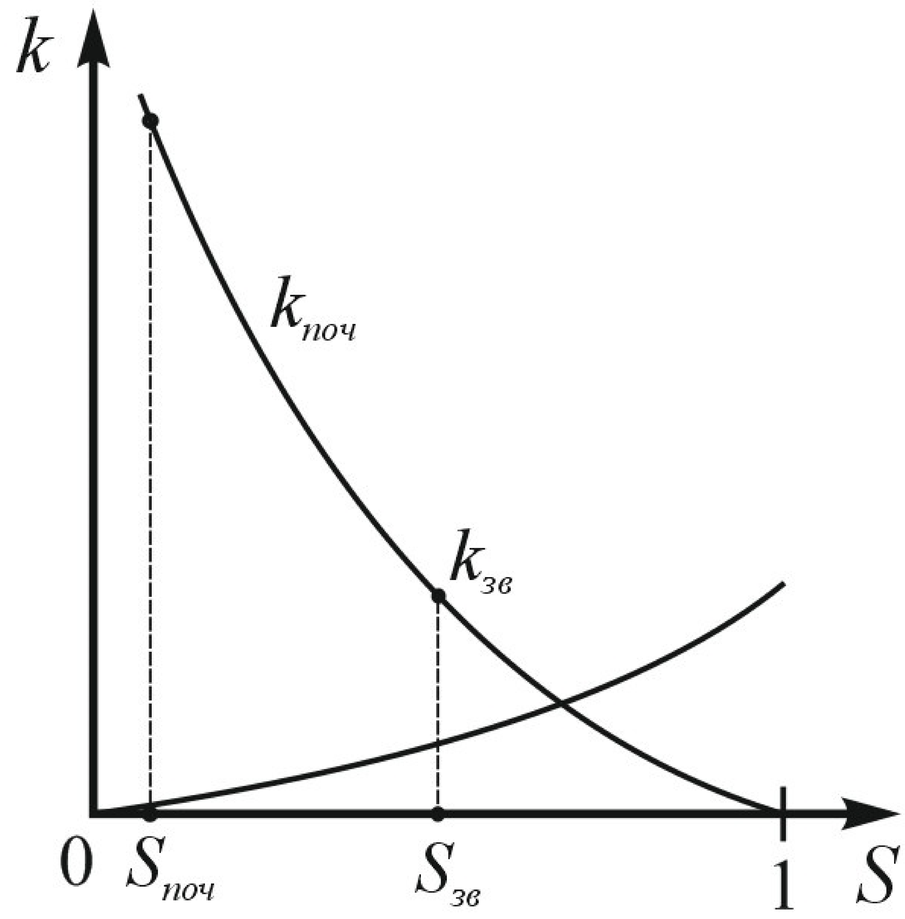


Рисунок 7.5 – Схема зміни відносної фазової проникності по газу від $k_{поч}$ до $k_{зв}$ при зміні водонасиченості від початкової ($S_{поч}$) до значень зв'язаної насиченості ($S_{зв}$)

Особливо значний вплив на зміну продуктивності свердловини має різниця початкової водонасиченості і насиченості зв'язаною водою в низькопроникних пластах. Це пояснюється тим, що зменшення проникності колектора досить добре корелюється зі збільшенням насиченості зв'язаною водою. Поступлення води в газонасичені породи викликає зміну крайового кута змочування і його гістерезис в ході виникаючих циклічних змін насиченості.

Як приклад, можна привести формування початкової водонасиченості пласта в ході багаторазового просочування і дренажу колектора. Основні стадії цього процесу зображені на рисунку 7.6.

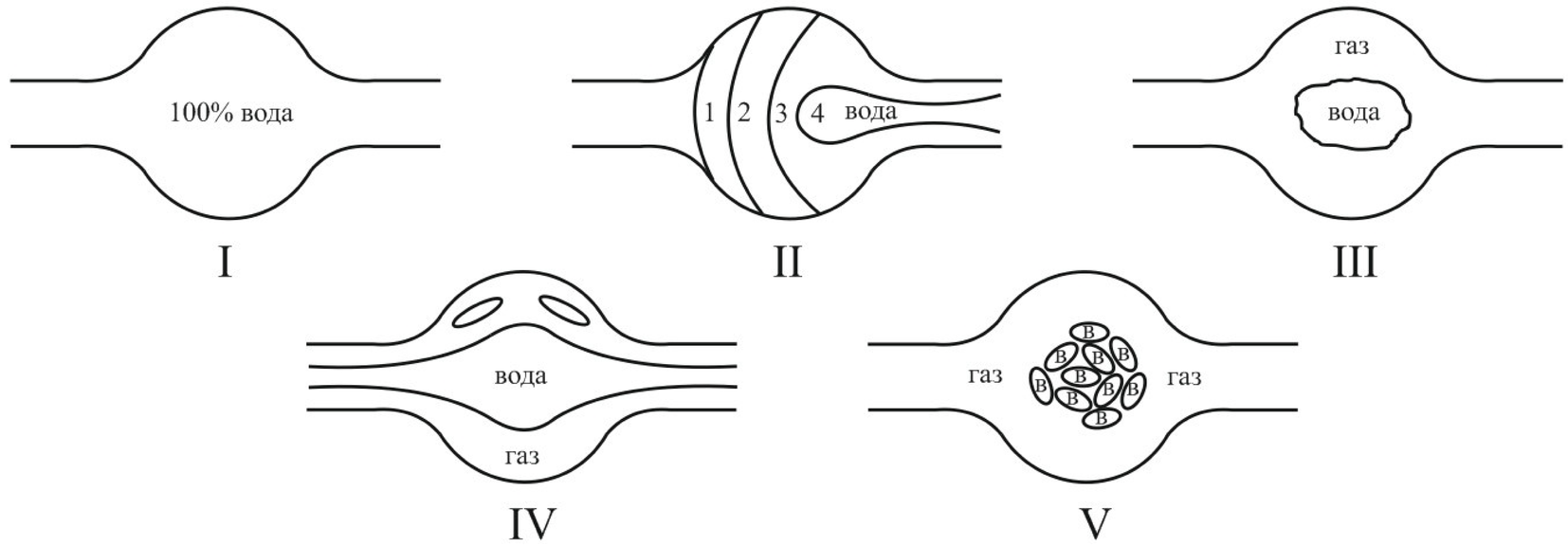


Рисунок 7.6 – Схема механізму перерозподілу фаз в порах при циклічному просочуванні і дренажі породи

I – початкова насиченість пори водою (100%).
II – Видалення води з гідрофобної пори.
III – Охоплювання краплі води в центральній частині пори внаслідок руху водяної фази.
IV – Вторгнення води (основний дренаж).
V – Вторинне вторгнення газу (вторинне просочування).

Якщо гідрофобна порода в початковий момент часу повністю насичена водою (I фаза), то первинне просочування відбувається вуглеводневою фазою (газом). При просочуванні газ частково витісняє воду і займає об’єм пори колектора (II фаза). Капілярне витіснення води в гідрофобному колекторі відбувається з високою ефективністю. Тому в порах залишається відносно невеликі за розміром краплини води (глобули), які знаходяться в центральній частині пори (III фаза). Значення залишкової водонасиченості при цьому процесі багато в чому визначається розміром пор та розміром їх шийок. Закінчення цієї фази відповідає формуванню початкової газонасиченості пласта, тобто остаточному формуванню газового чи газоконденсатного покладу. Подальше вторгнення води в поклад відбувається в режимі первинного просочення води (IV фаза). Це створює умови для утворення так званих капсульованих крапель води – тобто

сукупність великих і дрібних крапель води відокремлених між собою газом. Подальше вторинне просочення газу призводить до його просування зі створенням нерівномірної поверхні розподілу газ-вода замість більш-менш однорідного початкового контакту (V фаза). У результаті в центрі пори залишаються численні дрібні краплини води. Навіть при одному і тому ж об'ємі води після первинного просочення (тобто при однаковій водонасиченості) створюється набагато більший опір потоку газу, а отже зменшується водоносна фазова проникність колектора для газу.

7.5.2 Випадання ретроградного конденсату в привибійній зоні. Явище динамічної конденсації

Відомо, що умовами накопичення ретроградного конденсату в цілому по продуктивному пласту та в привибійній зоні відрізняються між собою внаслідок різкої зміни термобаричних умов у ПЗП. Тому в залежності від характеру накопичення ретроградного конденсату можна виділити дві основні зони:

1) область статичної конденсації, яка розташована на значній відстані від свердловини;
2) область динамічної конденсації, яка знаходиться у безпосередній близькості у свердловині.

Загальний характер конденсації газоконденсатного родовища по продуктивному пласту можна охарактеризувати наступною графічною залежністю (рис. 7.7).

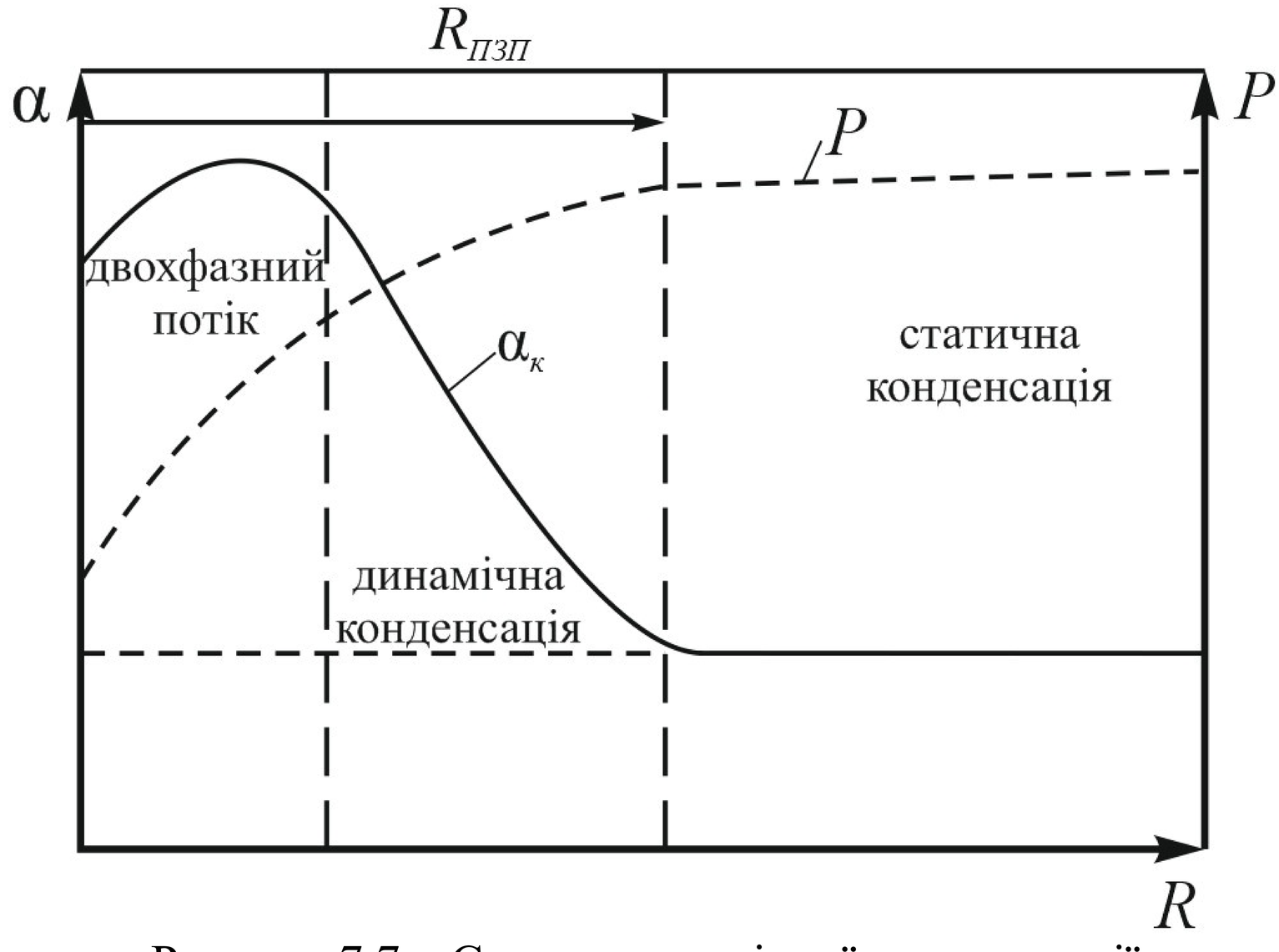


Рисунок 7.7 – Схема «динамічної» конденсації газоконденсатної суміші в привибійній зоні свердловини

Випадання ретроградного конденсату в області статичної конденсації описується процесом диференціальної конденсації і залежить від тиску та складу суміші. Накопичення ретроградного конденсату в області динамічної конденсації залежить як від фазового стану вуглеводневої системи, так і від масопереносу вуглеводнів.

Процес динамічної конденсації проходить наступним чином: після проходження фільтрації газу через точку пласта, в якій тиск стає нижчим за тиск початку конденсації, у пласті починає випадати вуглеводневий конденсат.

В області високих градієнтів тиску рідина, що випала стає практично нерухомою, або ж швидкість її руху є значно нижчою за швидкість фільтрації газу. В цій точці пласта виділяється ретроградний конденсат, який не встигає фільтруватися разом з газом до свердловини і проходить

процес накопичення рідини. Цей процес проходить до тих пір, поки склад пластового газу в пористому середовищі не буде відповідати рівноважному складу накопиченої рідкої фази. Внаслідок цього насиченість пористого середовища в цій зоні пласта може значно переважати середнє значення насиченості по всьому пласту.

7.5.3 Вплив процесу накопичення ретроградного конденсату на продуктивність газоконденсатних свердловин

Зниження продуктивності газоконденсатних свердловин через накопичення в ПЗП конденсату обумовлено дією двох основних факторів:

1) Зниження продуктивності свердловин внаслідок збільшення насиченості порового середовища рідкою вуглеводневою фазою і зменшення фазової проникності її по газу у ПЗП.
2) При випаданні конденсату в пористому середовищі проходить зміна структури потоків флюїдів і при цьому збільшуються інерційні складові фільтраційних опорів. Як наслідок, таке проявлення інерційного ефекту призводить до відхилення від лінійного закону Дарсі.

Суттєвими факторами, що визначають проявлення інерційного ефекту при фільтрації газу і рідини в пористому середовищі є пористість, звивистість, геометрія пористого середовища та його неоднорідність.

В цьому випадку закон *Форхгеймера* для *багатофазного потоку* представляють у наступному вигляді:

$$\frac{dP}{dl} = -\frac{\mu_\alpha}{k_\alpha} \cdot \upsilon_\alpha + \rho_\alpha \cdot \beta_\alpha^* \cdot \upsilon_\alpha^2, \qquad (7.9)$$

де α – означає фазу потоку.

7.6 Гідравлічний розрив пласта

Суть ГРП полягає у розширенні і утворенні в пласті тріщин при створенні на вибої високих тисків рідиною розриву, що запомповується в свердловину. В більшості випадків тиск розриву на вибої перевищує в 1,5-2 рази гідростатичний тиск *(Ррозр≥(1-2)Ргідр)* В утворені тріщини нагнітають пропант або крупнозернистий пісок. Який попереджує зминання тріщин при зниженні в них тиску.

Розрізняють наступні основні види ГРП:

а) однократний;

б) багатократний;

в) направлений (поінтервальний);

г) потужний (масований).

Гідравлічний розрив пласта рекомендується проводити в наступних свердловинах:

1) низькодебітних;
2) з високим пластовим тиском, але з низькою проникністю колектора;
3) у свердловинах, дебіт яких є занижений у порівнянні із сусідніми свердловинами.

При виборі пласта для проведення ГРП необхідно мати комплекс даних по результатах промислово-геофізичних досліджень свердловин; геологічні дані, умови буріння та розкриття продуктивного пласта; дебітограми; дані про колекторські властивості пластів.

ГРП здійснюють в міцних малопроникних, а також щільних тріщинуватих колекторах-пісковиках, тріщинуватих вапняках або доломітах.

Гідророзрив можна проводити на будь-яких свердловинах, якщо поклад працює при газовому режимі. Якщо ж по покладу відмічено рух контакту газ-вода, то у всіх свердловинах крайнього ряду гідророзрив пласта проводити не рекомендується.

На покладах водоплаваючого типу при виборі свердловини для гідророзриву потрібно враховувати відстань до ГВК. Відстань від тріщини гідророзриву до ГВК на кожному родовищі визначають по дослідних даних однієї з спостережних або розвідувальних свердловин. Якщо дебіт свердловини спочатку був високий, а на протязі короткого часу експлуатації знизився, то гідророзрив можна повторити для більш високорозташованого пропластку.

Технологія проведення ГРП

Перед проведенням ГРП необхідно дослідити свердловину.

ГРП проводять наступним чином:

1) Обстежують вибій свердловини і у разі необхідності свердловину продувають в атмосферу;
2) На фонтанних трубах (НКТ) в свердловину спускають пакер без його розпакерування. Місце установки пакера вибирають на 5-10 м вище верхніх перфораційних отворів;
3) Свердловину заповнюють рідиною до гирла і промивають рідиною, яка буде використана для проведення ГРП;
4) Проводять розпакерування пакера і його опресування;
5) Насосними агрегатами на великій швидкості закачують на вибій свердловини рідину для проведення ГРП. При закачуванні рідини постійно слідкують за тиском на лінії нагнітання і контролюють витрату рідини, при цьому визначають коефіцієнт приймальності К:

$$K = \frac{V \cdot 1440}{t \cdot P}, \qquad (7.10)$$

де V – об’єм закачаної рідини, м^3;

t – час закачування рідини, хв.;

P – тиск закачування рідини, МПа.

Як тільки тріщина утвориться, коефіцієнт приймальності свердловини зразу зростає. На практиці, коли насосні агрегати працюють на одній і тій же швидкості, тобто подають одну і ту ж кількість рідини, то про утворення тріщини судять за результатами зниження тиску на вибої свердловини, що покаже відповідно зменшення тиску на гирлі свердловини. При наявності ознак утворення тріщини приступають до запомповування пропанту або піску. Пісок запомповують одночасно з рідиною пісконосієм на найбільшій швидкості, щоб не допустити утворення піщаної пробки на вибої свердловини.

6) Після запомповування рідини пісконосія з піском в свердловину також на великій швидкості закачують продавочну рідину. Причому об'єм продавочної рідини береться у 2,5-3 рази більший, ніж об'єм фонтанних труб (НКТ).
7) Після закріплення тріщини піском проводять розпакерування свердловини і плавне її освоєння. Свердловину продувають до виходу сухого газу і досліджують.

Ефективність ГРП визначається розмірами (довжиною і висотою) утвореної тріщини. Вона залежить від геолого-фізичних і фізикомеханічних властивостей пласта та умов залягання пласта. Практично відмічено, що дебіт, після проведення ГРП, збільшується в середньому у 2-3 рази, хоча були випадки, коли дебіти збільшувався у десятки разів.

7.7 Визначення розрахункових показників ГРП

Основними розрахунковими показниками ГРП є тиск розриву пласта, витрата робочих рідин і піску, радіус тріщин, проникність тріщин ПЗП і всієї дренажної системи, дебіт свердловини після ГРП, тип і число насосних агрегатів, очікувана ефективність ГРП.

Тиск розриву пласта:

$$P_{розр} = P_{гір} - P_{пл} + \sigma_p, \qquad (7.11)$$

де $P_{гір}$ – вертикальний гірничий тиск, $P_{гір} = \rho_{г.п.} \cdot g \cdot H$;

H – глибина залягання пласта, *м*;

$\rho_{г.п.} = 2500\ кг / м^3$;

$P_{пл}$ – пластовий тиск;

σ_p – тиск розшарування порід, МПа; $\sigma_p = 1,5 МПа$.

Допустимий тиск на гирлі свердловини при закачуванні рідини-пісконосія визначають за наступною залежністю:

$$P_{г.доп} = \frac{D_{зн}^2 - D_{вн}^2}{D_{зн}^2 + D_{вн}^2} \cdot \frac{\sigma_{тек}}{k} + P_{пл} + \rho \cdot g \cdot (h - L), \qquad (7.12)$$

де $D_{зн}$, $D_{вн}$ – відповідно зовнішній і внутрішній діаметр експлуатаційні колони;

$\sigma_{тек}$ – границя текучості береться в залежності від марки сталі, з якої виготовляють НКТ.

k– коефіцієнт запасу міцності, $K = 1 \div 3 = 1,5$

h – втрати напору на тертя в колоні;

L – довжина обсадної колони, м.

$$h = \lambda \cdot \frac{H}{D_{вн}} \cdot \frac{\upsilon^2}{2 \cdot g}. \qquad (7.13)$$

Ламінарний: $\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}}$;

Турбулентний: $\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\mathrm{Re}}}$.

Можливий тиск на вибої свердловини.

$$P_{виб} = P_г + \rho \cdot g \cdot (H - h). \qquad (7.14)$$

7.8 Робочі рідини, що використовують при проведенні ГРП

Для успішного проведення гідророзриву пластів на свердловинах, що вміщують газ необхідно забезпечити наявність рідини гідророзриву і рідини пісконосія, які повинні мати високу тимчасову в'язкість (вихідна або початкова в'язкість повинна бути близько 100 мПа·с) і в подальшому легко видалятись із пласта.

На свердловині потрібно забезпечити рідини чотирьох видів:

1) Рідину для глушіння свердловини перед гідророзривом в кількості, рівній 2-2,5 об'ємів свердловини;

$$V_{гл} = (2 \div 2,5) \cdot V_{св}$$

2) Рідина гідророзриву, кількість якої для однократної операції, рівна об'єму НКТ плюс 5-10 м^3 рідини, потрібної для визначення коефіцієнту приймальності і розкриття тріщини в пласті. При багатократному ГРП вказаний об'єм рідини збільшується (враховуючи число запланованих оперцій);

$$V_{ГРП} = V_{НКТ} + (5 \div 10) м^3$$

3) Рідина-пісконосій в залежності від її в'язкості або утримуючої здатності піску для однократного гідророзриву об'єм її складає 20-50 м^3. Оптимальну концентрацію піску в рідині для кожного конкретного родовища визначають дослідним шляхом.
4) Рідину для промивання свердловини в кількості рівній 1,5 об'єми свердловини.

$$V_{пром} = 1,5 \cdot V_{св}$$

7.9 Масований ГРП

Масований ГРП є високоефективним способом інтенсифікації в низькопроникних колекторах ($k \le 0,1 мД$). Він відрізняється від звичайного гідророзриву тим, що в пласт

закачують велику кількість рідини розриву (190-1900м^3), розклинюючий матеріал (40-50т).

Вже при довжині тріщини 300 м продуктивність свердловини збільшується настільки, що перекриваються всі витрати на операцію масованого ГРП. Довжина тріщини може сягати до 800 м.

Багатократний ГРП – полягає в тому, що у продуктивному пласті, в різних його інтервалах послідовно одна за другою виконуються декілька тріщин – це особливо важливо в тому випадку, коли продуктивний пласт має велику товщину та особливо в тому випадку, коли продуктивний пласт є неоднорідним по проникності.

7.10 Кислотне оброблення газових і газоконденсатних свердловин

Соляно-кислотне оброблення пласта основане на властивості кислоти (соляної) вступати в хімічну реакцію з породами (вапняками і доломітами), що призводять до очищення і розширення їх пористих каналів, збільшення проникності, і як наслідок, до підвищення продуктивності свердловин. Хімічні реакції, що проходять при цьому виражаються наступним рівнянням:

Вапняк

$$CaCO_3 + 2HCl = \underset{\downarrow}{CaCl_2} + H_2O + CO_2 \uparrow$$

Доломіт

$$CaCO_3 \cdot MgCO_3 + 4HCl = \underset{\downarrow}{CaCl_2} + \underset{\downarrow}{MgCl_2} + 2H_2O + 2CO_2 \uparrow$$

В 1 м^3 15%-ної соляної кислоти розчиняється близько 0,081 м^3 ($\approx$220 кг) вапняка. В результаті цієї реакції утворюються 52,5 м^3 CO_2 при стандартних умовах і 224 кг $CaCl_2$. Продукти реакції карбонатних порід з соляною кислотою, тобто хлористий кальцій $CaCl_2$ і хлористий магній

$MgCl_2$ добре розчиняються у воді і не випадають в осад з розчину прореагованої кислоти.

Швидкість реакції кислоти в вапняках і доломітах залежить в основному від тиску і температури. Із збільшенням тиску і при використанні соляно-кислотного розчину пониженої температури швидкість реакції зменшується, а при збільшенні температури навпаки зростає. Чим більша концентрація кислотного розчину, тим швидше проходить реакція.

Технічна кислота HCl випускається концентраціями 31% або 27,5%. На практиці при кислотних обробках свердловин застосовують кислоти, концентрація яких коливається в межах від 8% до 15%. Це пов'язано з тим, що:

1) кислота високої концентрації в результаті активної дії на метал може вивести із ладу обладнання (труби, насос);
2) кислота високої концентрації реагує із породою на невеликій відстані від стовбуру свердловини і це призводить до того, що в віддалену частину пласта поступають продукти реакції кислоти з породою;
3) кислота високої концентрації реагує з гіпсом і утворює сіль, яка в воді не розчиняється і тому порові канали можуть бути закупорені, внаслідок чого не буде очікуваного ефекту.

Щоб сповільнити швидкість реакції кислоти з породою по-перше зменшують її концентрацію, а по-друге, добавляють до кислоти спеціальні реагенти інгібітори. ***Інгібітори*** – сповільнюють проходження реакції, захищають метал труб, насосів та іншого обладнання від роз'їдання.

Інгібітори покривають тонкою плівкою поверхню металу і тим самим попереджують контакт кислоти з поверхнею металу. Крім того, використовують інгібітори, які мають інше призначення: застосовують інгібітори, так звані інтенсифікатори, які допомагають вилучити продукти реакції з пласта при освоєнні свердловини.

Як інгібітори застосовують різноманітні хімічні реагенти: формалін, унікол, сульфазол, дисолван, хлористий барій та інші.

Порядок приготування кислотного розчину наступний: береться вода, добавляють інгібітор, стабілізатор, технічну соляну кислоту, хлористий барій, інтенсифікатор.

Норма кислотного розчину: 0,7÷2 $м^3$/м.

Також до складу кислотного розчину входять ***стабілізатори***, які нейтралізують сірчану кислоту (H_2SO_4), що є домішком в соляній кислоті та яка може вступати в реакцію з карбонатами і утворювати гіпс, здатний закупорювати порові канали.

В якості стабілізаторів використовують: оцтову і плавікову кислоту.

Роботи по проведенню СКО можна розділити на два етапи:

1) підготовчі роботи;
2) кислотна обробка.

Підготовчі роботи проводять в такій послідовності:

1) свердловину заповнюють рідиною і старанно промивають її вибій;
2) проводиться обв'язка гирла свердловини з цементувальним агрегатом та з ємностями для кислотного розчину у відповідності до плану, який затверджений головним інженером підприємства;
3) проводиться опресування всіх вузлів і викидних ліній;
4) проводиться повірка роботи насосного агрегату;
5) поряд з насосом (цементувальним агрегатом) встановлюється ємність на (1,5÷2) $м^3$ і заповнюють її лугом (каустичною содою), призначення якого промити насосний агрегат, щоб нейтралізувати кислоту.

Після проведення підготовчих робіт проводиться кислотне оброблення в такій послідовності:

1) визначається кількість кислотного розчину:

$$V_1 = c \cdot h, \qquad (7.15)$$

де c – норма витрати кислотного розчину ($c = (0.8 \div 1.2) м^3$);

h – оброблюваний кислотним розчином інтервал продуктивного пласта, м.

2) Визначають об'єм продавлювальної рідини:

$$V_2 = f \cdot h, \qquad f = \frac{\pi \cdot d_{вн}^2}{4}, \qquad (7.16)$$

де f – площа січення фонтанних труб.

3) Після приготування кислотного розчину приступають до його запомповування в свердловину через фонтанні труби. При цьому засувка на затрубному просторі повинна бути відкрита.
4) Після запомповування кислотного розчину приступають до запомповування продавлювальної рідини. Після того, як кислота в затрубному просторі досягне рівня покрівлі продуктивного горизонту засувку на затрубному просторі закривають і кислоту продавлюють у пласт.
5) Перекривають корінну засувку на гирлі свердловини після продавлювання кислоти в пласт і під тиском свердловину залишають на 4-6 годин для реагування кислоти з породою.
6) В цей час проводять демонтаж всіх комунікацій і промивають насос розчином каустичної соди.
7) Проводять процес освоєння свердловини одним з методів, яким можна досягти найбільш швидкого освоєння свердловини та вилучення продуктів реакції кислоти з породами продуктивного пласта.
8) Після освоєння свердловини її продувають в атмосферу до отримання чистого струменю газу.

9) Після продування свердловини, проводять її дослідження і визначають ефективність проведеної обробки.

7.11 Методи підвищення ефективності СКО та її різновиди

Кислотна ванна призначена для видалення глинистої кірки і очищення фільтрової частини свердловини, а також для очищення тріщин на вибої перед кислотним обробленням. Для різних умов рекомендується застосовувати два види кислотних ванн:

1) без дії тиску;
2) під тиском.

В першому випадку цей метод використовують для видалення глинистої кірки і очищення фільтрової частини свердловини перед обробкою ПЗП або ремонтними роботами. В другому випадку кислотну ванну застосовують в свердловинах, заповнених рідиною або газом, при цьому кислотний розчин закачують таким чином, щоб він розмістився в колоні або відкритому стовбурі в межах розкритої частини пласта.

Технологія проведення кислотної ванни під тиском відрізняться тим, що після закачування необхідної кількості кислотного розчину на вибої свердловини створюється тиск, що перевищує пластовий, але не перевищує тиск промивальної рідини при розкритті пласта в процесі буріння.

Масоване кислотне оброблення проводять з метою дії на пласт кислотою в радіусі десятків метрів. Технологія її проведення така ж, як і при простій обробці. Питомий об’єм кислоти беруть максимальний.

Направлене кислотне оброблення застосовують в тих випадках, коли зі всієї відкритої товщини пласта потрібно обробити тільки певний інтервал. Технологія її проведення наступна. Глушать свердловину, встановлюють башмак НКТ

на рівні підошви наміченого до обробки пласта, заповнюють НКТ і продуктивну частину свердловини в'язкою рідиною з низькою фільтруючою здатністю, продавлюють цю рідину кислотним розчином через фонтанні труби при відкритій затрубній засувці. Кислотний розчин запомповують до заповнення фонтанних труб і стовбура свердловини у вибраному для обробки інтервалі, потім запомповують розраховану кількість кислоти в пласт при закритій затрубній засувці, продавлюють кислотний розчин в пласт в'язкою рідиною, витримують його в пласті для реагування з породами і замінюють в'язку рідину на промивальну.

Для обробки ПЗП свердловин, складених карбонатними породами або сильно карбонізованими пісковиками використовують ***глиннокислотну суміш*** фтористоводневої і соляної кислот. Дана кислота має здатність розчинювати силікатні породи, а також силікатні породоутворюючі мінерали – алюмосилікати глин глинистого розчину (каолін), проникаючого в пласт в процесі його буріння, наступним чином:

кварц $SiO_2 + 4HF = SiF_4 + 2H_2O$

вапняк $CaCO_3 + 2HF = CaF_2 + CO_2 + H_2O$

каолін $H_4Al_2Si_2O_9 + 14HF = SiF_4+4HF$

Технологія оброблення глинокислотою повинна виключати тривалий контакт її з металом труб. З цією метою, при низькій приймальності пласта, запомповування і продування кислоти проводять порціями, розміщуючи кожну порцію тільки в межах фільтру або товщини пласта, що обробляється. При достатній приймальності запомповування кислоти і продавлювання її в пласт проводять безперервно.

На практиці також поширена ***СКО без глушіння свердловини***, що попереджує забруднення ПЗП рідиною глушіння в результаті її проникнення в пласт. При проведенні

СКО без глушіння на свердловині спочатку роблять кислотну ванну, після чого свердловину продувають в атмосферу. При проведенні СКО, продавлювання кислоти в пласт здійснюють за допомогою пластового газу, який може поступати від компресора або від сусідньої висонапірної газової свердловини.

На пізній стадії розробки газових родовищ, коли пластовий тиск низький, будь-яке глушіння свердловини може призвести до негативних наслідків. Тому до кислоти додають ПАР, які спінюють кислотний розчин і тоді цю кислотну піну запомповують в пласт. У випадку значної обводненості свердловини до кислотного розчину додають спирт (метанол), який вбирає в себе воду і осушує ПЗП. Такі обробки ПЗП отримали назву СПКО.

Термокислотне оброблення газових свердловин проводять при наявності низькопроникних доломітів, які погано розчиняються в холодній кислоті. Тому при обробленні таких продуктивних пластів рекомендується використовувати гарячий розчин кислоти. При нагріванні кислоти зростає швидкість реакції і оброблення стає більш ефективним. Щоб запобігти втрат великої кількості тепла при запомповуванні гарячої кислоти в свердловину, її нагрівають на вибої за рахунок екзотермічної реакції взаємодії соляної кислоти з магнієм, який завантажують в спеціальний наконечник в вигляді кульок чи стержнів.

При розчиненні соляною кислотою 1 кг магнію виділяється біля 4700 ккал тепла, тобто цієї кількості тепла достатньо для підвищення температури 1000 л 15%-ої соляної кислоти на 5,7°С. При розчиненні магнію в соляній кислоті продукти реакції добре розчиняються у воді. Реакція магнію з соляною кислотою має наступний вигляд:

$$Mg + 2HCl = MgCl_2 + H_2$$

На практиці застосовують два варіанти технології оброблення свердловин гарячою кислотою. За першим варіантом кількість кислоти і магнію беруть у співвідношенні, яке забезпечує при повному розчиненні металу нагрівання всієї кислоти до оптимальної температури. Таке оброблення називають ***термохімічним***. За другим варіантом беруть значно більше кислоти, ніж її потрібно для розчинення магнію. Свердловину обробляють в два етапи, які неперервно слідують один за одним. Перший етап – термохімічне оброблення. На другому етапі – звичайне кислотне оброблення. Після діяння гарячою кислотою вибій свердловини очищується і поступаючи за нею холодна кислота більш активно діє на породу. Такий процес прийнято називати ***термокислотним*** обробленням.

В процесі термічного оброблення важливо встановити правильний режим запомповування кислоти в свердловину, так як при швидкому нагнітанні кислота не встигатиме реагувати з магнієм і температура її не підвищиться до необхідної величини.

Гідропіскоструминна перфорація – високоефективний метод інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин і сполучення стовбура свердловини з продуктивним пластом. Руйнування перешкод (обсадних колон, цементного каменю і породи) при цьому методі здійснюється за рахунок використання абразивного і гідромоніторного ефекту високошвидкісних піскорідинних струменів, що вилітають з великою швидкістю з спеціального глибинного пристрою – піскоструминного перфоратору.

Крім розкриття пластів перфорацією цей метод застосовують для інтенсифікації інших способів оброблення привибійних зон, а також при капітальному і поточних ремонтах свердловин.

Гідропіскоструминна перфорація використовується для:

– розкриття пластів при випробуванні і дослідженні розвідувальних свердловин;
– розкриття продуктивних пластів в свердловинах, обладнаних для сумісно-роздільного запомповування води і експлуатації двох або більше пластів в одній свердловині;
– розкриття пластів з тріщинуватими колекторами;
– розкриття слабопроникних зцементованих пластів;
– розкриття пластів після проведення ізоляційних робіт і капітального ремонту свердловин;
– розкриття пластів, перекритих двома і більше колонами;
– вирізання обсадних і інших колон для вилучення їх з свердловини.

Гідропіскоструминний метод перфорації не дає очікуваного ефекту в інтервалах, раніше оброблених соляною кислотою або ж після ГРП, а також повторного розкриття високопроникних пластів з низьким пластовим тиском або сильно обводнених пластів.

7.12 Інтенсифікація видобутку газу вибуховими речовинами

Одним з найбільш ефективних способів отримання припливу газу по всій розкритій товщині пласта – використання ***вибухових речовин***. Застосовують рідкі або тверді вибухові речовини. При вибуховому способі розриву пласта розширення і утворення нових тріщин проходить під дією газів, причому швидкість цього процесу визначається швидкістю детонації і розповсюдження вибухової хвилі.

Раніше вибухи проводились тільки безпосередньо в стовбурі свердловини шляхом застосування твердих вибухових речовин. Сучасний розвиток техніки дає можливість проводити вибух пласта, використовуючи кульоподібні рідкі вибухові речовини. Завдяки консистенції таких речовин, їх можна запомповувати безпосередньо в тріщини пласта і тільки після

цього проводити детонацію. Це забезпечує дію не тільки на привибійну зону, але і на сам пласт.

7.13 Торпедування свердловин

З метою збільшення припливу газу з продуктивного пласта, який експлуатується свердловиною з відкритим вибоєм застосовують торпедування. Суть його полягає в тому, що зарядженою вибуховою речовиною торпеду опускають в свердловину на задану глибину і підривають. В результаті вибуху в породі утворюються тріщини, які розходяться в радіальному напрямку від свердловини, збільшуючи тим самим поверхню привибійної зони і полегшуючи умови припливу газу до свердловини.

При торпедуванні газових свердловин в якості вибухових речовин використовують нітрогліцерин і динаміт. Кількість вибухової речовини в основному залежить від діаметру, потужності і міцності зони продуктивного пласта, степені ущільнення вибухової речовини та її потенціальних можливостей.

Щоб не допустити в процесі вибуху торпеди, рух вибухової хвилі вверх по стовбуру свердловини і зосередити силу вибуху в наміченому інтервалі, над торпедою створюють стовп рідини (нафту, воду або глинистий розчин) висотою Н, м:

$$H = \frac{6,4 \cdot G}{V \cdot h}, \qquad (7.17)$$

де G – кількість вибухової речовини, кг;

V – об’єм 1 м обсадженої свердловини, м^3;

h – висота, до якої піднімається рідина під дією сили вибуху, м.

Одним з основних недоліків цього методу є необхідність очищення вибою від уламків породи після вибуху торпеди.

7.14 Інтенсифікація припливу газу і конденсату акустичною дією на ПЗП

Вібродія на ПЗП свердловин здійснюється вібросейсмічними методами імпульсної разової дії, низькочастотними акустичними (20Гц-20кГц) та ультразвуковими. Серед вібросейсмічних методів найбільше розповсюдження набула дія на ПЗП пороховими газами, електрогідравлічними ударами, миттєвими депресіями та інше.

Електрогідравлічна дія полягає у створенні імпульсів тиску в пласті шляхом імпульсивного електричного розряду в свердловинній рідині.

До вібросейсмічних методів імпульсної дії відносять також електричний розряд в свердловинній продукції (рідині), який представляє собою вибух, що супроводжується виділенням великої кількості енергії в малому об'ємі каналу розряду. Канал електричного розряду утворюється під дією високої електричної різниці потенціалів між двома електродами.

Метод створення багатократних депресій з використанням струминних апаратів використовується, як правило, як на родовищах України, так і на родовищах Західного Сибіру. Для його реалізації на НКТ встановлюють пакер, а нижче нього монтують струминний апарат. Подачею робочого агента до сопла струминного апарату створюють глибинну депресію в підпакерній зоні до значень менших гідростатичних тисків. Пласт витримують при необхідній депресії, після чого відновлюють гідростатичний тиск. Цикл повторюють багатократно разів.

7.15 Осушування привибійної зони

В пластових умовах газ насичений водяною парою. При русі газу по пласту до свердловини зменшується тиск, а також зменшується температура газу, так як має місце дроселювання

газу і проявляється ефект Джоуля-Томсона, тому в ПЗП накопичується в порових каналах конденсаційна вода, яка покриває поверхню порових каналів тонкою плівкою і зменшує фазову проникність для газу, а тому робочий дебіт газу зменшується. З метою відновлення робочого дебіту розроблений спосіб осушування ПЗП сухим газом. Суть способу – біля свердловини монтується установка по осушці газу за допомогою силікагелю. Газ з іншої свердловини поступає на установку, осушується від вологи і потім закачується в пласт. Проходячи через насичену вологою ПЗП, він вбирає вологу в себе і таким чином осушує ПЗП. Дебіт свердловини збільшується на 20-25%. Недоліком є невелика тривалість дії.

Контрольні запитання

1. Які два основні методи покращення проникності привибійної зони пласта використовують на практиці?
2. Які методи застосовують для інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин?
3. Які основні заходи проводять для розкриття продуктивних пластів та вдосконалення процесу освоєння свердловин?
4. Які заходи відносять до вдосконалення техніки експлуатації газових свердловин?
5. Що розуміють під скін-ефектом і як він впливає на продуктивність свердловин?
6. Що розуміють під присвердловинною зоною?
7. Яка будова присвердловинної зони пласта?
8. Що являє собою глинистий розчин і як він впливає на ПЗП?

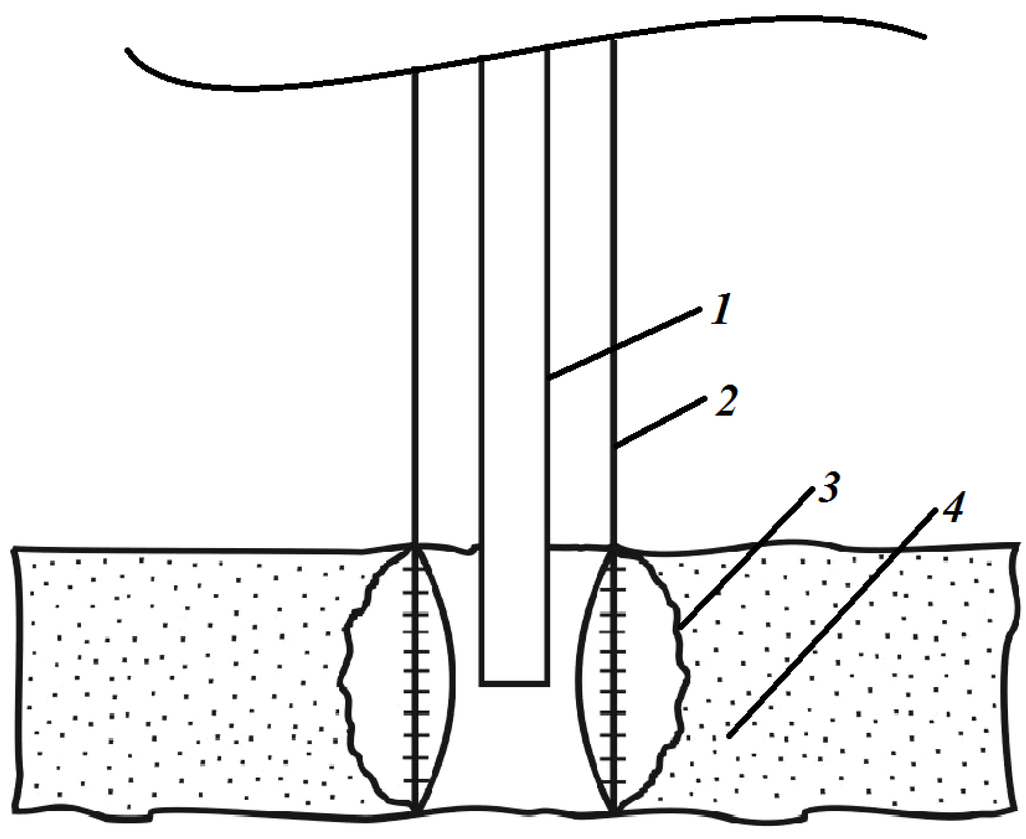
9. Які причини погіршення абсолютної проникності ПЗП?
10. Що являє собою глиниста кірка?
11. Що являє собою промита зона і зона проникнення?
12. Як змінюється продуктивність свердловин внаслідок защемлення водяної фази?
13. Як впливає випадання ретроградного конденсату в ПЗП на продуктивність свердловин?
14. В чому полягає суть гідравлічного розриву пласта?
15. Які є різновиди гідравлічного розриву пласта?
16. Яка технологія проведення ГРП?
17. Які основні показники проведення ГРП?
18. Які робочі рідини застосовують при проведенні ГРП?
19. В чому полягає суть кислотного оброблення ПЗП?
20. Які різновиди кислотних оброблень застосовують на практиці?
21. Який склад кислотного розчину?
22. Яка технологія проведення кислотного оброблення?
23. В чому полягає суть гідропіскоструминної перфорації?
24. В чому полягає суть інтенсифікації видобутку газу за допомогою вибухових речовин?
25. В чому полягає суть технології торпедування свердловин?
26. В чому полягає суть інтенсифікації припливу газу і конденсату акустичною дією на ПЗП?
27. Для чого проводять осушування ПЗП?

ЛЕКЦІЯ 8
Ускладнення в процесі експлуатації газових свердловин

8.1 Експлуатація газових свердловин в пластах з слабозцементованими породами

В слабозцементованих породах при перевищенні депресії на пласт вище допустимого значення проходить руйнування привибійної зони пласта. Частинки породи та пісок виносяться з привибійної зони, що призводить до наступних ***негативних наслідків***:

1) у привибійній зоні утворюються каверни, результатом чого є зминання експлуатаційної колони. Колона зминається під дією гірського тиску. Раніше гірський тиск сприймався породою, а тепер її немає і колона представляє собою наглухо закріплений зверху стрижень, на який тиснуть – наслідком чого є її деформація;



1 – насосно-компресорні труби; 2 – експлуатаційна колона; 3 – утворені в пласті каверни; 4 – привибійна зона пласта

Рисунок 8.1 – Схематичне зображення зминання експлуатаційної колони при експлуатації газових свердловин у пластах із слабозцементованими породами

2) зминання колони призводить до прихоплення НКТ і може бути причиною ліквідації свердловини;

3) при винесенні піску з пласта на вибої утворюється піщана пробка, яка може бути настільки щільною, що дебіт свердловини різко знижується;

4) піщана пробка може викликати прихоплення НКТ, якщо навіть колона не зминається;

5) при русі по НКТ піщинок проходить руйнування металу труб (ерозія, стирання НКТ).

Для боротьби з піскопроявленням на практиці застосовують наступні методи:

1. *Методи, які попереджують руйнування привибійної зони пласта:*

а) експлуатація свердловин з депресіями, які не перевищують допустиму депресію;

б) плавний пуск свердловини в експлуатацію з поступовим збільшенням депресії до оптимального значення;

в) кріплення привибійної зони піщано-цементними сумішами, смолами та іншими в’яжучими речовинами;

г) встановлення фільтрів на вибої свердловини, які можна спустити на НКТ і закріпити на експлуатаційній колоні;

д) забезпечення поєднання протипіщаних фільтрів та кріплення ПЗП.

2. *Методи, які попереджують утворення піщаних пробок на вибої свердловини:*

а) підбір такого діаметра НКТ, при якому забезпечуються необхідні швидкості руху газу для винесення піску з вибою на поверхню;

б) якщо в породі свердловини є вода, то в затрубний простір можна подавати розчин ПАР, який зменшує необхідну швидкість руху газу для винесення піску на поверхню;

в) в нафтових свердловинах здійснюють підлив рідини в затрубний простір з метою винесення піщинок.

3. *Методи руйнування піщаних пробок:*

а) пряме і зворотне промивання свердловини;

б) розбурювання твердих пробок на вибої свердловин;

в) використання колтюбінгових технологій.

8.2 Експлуатація газових свердловин в умовах обводнення

Причини обводнення газових свердловин

Обводнення газових свердловин є одним з найбільших ускладнень при їх експлуатації. З появою рідини (води і конденсату) в продукції свердловин знижуються дебіти газу, що пов'язано зі зменшенням фазової проникності пористого середовища для газу, обводненням частини газовіддаючих інтервалів, зростанням втрат тиску у привибійній зоні пласта, стовбурі свердловин і системі збору газу при русі двофазної газорідинної суміші. При зменшенні дебіту газу нижче мінімально необхідного значення для виносу рідини відбувається нагромадження води і вуглеводневого конденсату на вибої й у привибійній зоні і свердловина поступово зупиняється. Якщо свердловина обводнюється, то різко зменшується дебіт газу з наступним самоглушінням свердловини і для продовження її експлуатації потрібно по аналогії з нафтовими свердловинами застосовувати механізовані методи: газліфт і насоси.

Розробка газових родовищ при водонапірному режимі супроводжується поступовим обводненням видобувних свердловин підошовними чи крайовими водами.

Поява води в продукції свердловин може бути також викликана рядом інших причин. В свердловини можуть надходити проміжні води з водонасичених пропластків, розміщених в продуктивному розрізі, залишкова вода з окремих защемлених лінз або зв'язана вода глинистих відкладів, яка відтискується зі зниженням пластового тиску. При створенні значних депресій на пласт можливий рух або перенос газом в дисперсному стані частини залишкової води, особливо у випадку пластів з низькою газонасиченістю. При неякісному цементуванні експлуатаційної колони відбуваються перетоки "чужих" вод верхніх і нижніх водоносних горизонтів. Обводнения свердловин може бути також зумовлене тріщинно-жильними водами, які заповнюють водопровідні тектонічні розломи чи надходять по них з більш глибоких стратиграфічних горизонтів, а також припливом води з верхніх водоносних горизонтів по тектонічних порушеннях. На останній стадії розробки газових родовищ в умовах низьких дебітів газу можливе скупчення на вибоях конденсаційної води, яка випадає в стовбурі свердловини в результаті зменшення температури по шляху руху газу. При розробці газоконденсатних родовищ на режимі виснаження пластової енергії в умовах ретроградної конденсації вуглеводневої суміші на вибоях свердловин може скупчуватися вуглеводневий конденсат, який випадає з газу в стовбурі свердловин і надходить у рідинному стані разом з газом з пласта (за рахунок його руху при насиченостях, більших від критичного значення, або витіснення газом чи водою).

Методи боротьби з обводненням газових свердловин. Всі методи боротьби з обводненням свердловин можна розділити на три групи. ***Методи першої групи*** основані на

попередженні надходження води на вибій свердловини і включають:

- селективне розкриття газоносних пластів;
- ізоляційні роботи для від'єднання обводнених пропластків, установки екранів в пластах з підошовною водою, ліквідації заколонних перетоків води і негерметичності експлуатаційної колони;
- експлуатацію свердловин зі заниженими дебітами газу, при яких виключається надходження на вибій пластової води;
- оброблення привибійної зони газовіддаючих пластів з метою зменшення робочих депресій на пласт.

До ***другої групи*** належать методи звільнення стовбура свердловини від рідини без підйому її на поверхню:

- періодичні зупинки свердловини для поглинання пластом рідини, яка накопичилась на вибої;
- проведення внутрішньосвердловинної сепарації води від газу з наступним перепуском її під дією гідростатичного напору або закачуванням за допомогою насосних агрегатів у розміщені нижче по розрізу водопоглинальні пласти, без додавання ПАР або з додатковим уведенням у воду ПАР для збільшення швидкості фільтрації її в пласті.

До ***третьої групи*** належать методи звільнення стовбура свердловини від рідини шляхом підйому її на поверхню.

При ізоляції в газових свердловинах обводнених пропластків виключається можливість регулювання просування в поклад пластової води і видобутку защемленого газу з обводнених зон. В умовах тонкошарової будови пластів ізоляційні роботи можуть призвести до від'єднання частини газонасиченої товщини продуктивного розрізу. Обводнені пропластки в ряді випадків є також основними каналами надходження газу в свердловину. Тому їх ізоляція призводить до істотного зменшення дебітів газу.

Застосування методів другої групи з перепуском води можливе при наявності в розрізі родовища виснажених газових

покладів або водопоглинальних горизонтів, в які можна було б утилізувати пластову воду. Інститутом ВолгоградНДІнафта розроблені три технології видобутку газу з внутрішньосвердловинною сепарацією і безперервним чи періодичним відводом води в поглинальні горизонти, розміщені нижче або вище газового пласта. При перепуску води у верхній горизонт колона насосно-компресорних труб обладнується пакером, вище якого встановлюється зворотний клапан. У схемі з періодичним відводом води в нижній горизонт додатково до попередньої схеми застосовується башмачний зворотний клапан, газ відбирається по затрубному простору, а вода нагромаджується в колоні ліфтових труб і потім ручним чи автоматичним переключенням засувок на обладнанні гирла витісняється тиском газу в поглинальний горизонт.

В зв'язку з обмеженою областю застосування перших двох груп методів боротьби з обводненням свердловин в даний час найбільше поширення одержали методи виносу рідини зі свердловин на поверхню. Відомі методи експлуатації обводнених газових свердловин поділяються на ***газогідродинамічні, фізико-хімічні та механізовані***.

Газогідродинамічні методи основані на використанні природної енергії пластового газу для виносу рідини зі свердловин шляхом підтримання необхідних швидкостей руху газу на вході в ліфтові труби (за рахунок зменшення тиску на гирлі або діаметра ліфтових труб чи збільшення витрати газу) і зниження втрат тиску в стовбурі свердловини (за рахунок створення в ліфтових трубах однорідної структури газорідинного потоку).

До них належать:

- вибір раціональної конструкції колони ліфтових труб (діаметра і глибини спуску);

- застосування комбінованої (ступінчастої) колони ліфтових труб різного діаметра;

- зниження тиску на гирлі свердловини за рахунок уведення в експлуатацію компресорної станції або застосування ежекторних пристроїв;

- періодичні продувки свердловин у викидну лінію за допомогою автоматичних комплексів типу "Вибій-1" та інших, призначених для повного чи часткового припинення відбору газу з метою нагромадження енергії для підйому рідини з вибою на поверхню. Основним елементом комплексу є запірний клапан, який монтується на викидній лінії свердловини і закривається чи відкривається по команді блоку управління при досягненні заданої різниці тисків у затрубному просторі та викидній лінії після клапана;

- періодичні продувки свердловин в газопровід низького тиску чи в атмосферу по факельній лінії за допомогою змонтованих на гирлі або на вибої автоматичних пристроїв. Автомати, встановлені на гирлі, спрацьовують при досягненні заданої різниці тисків в затрубному просторі та ліфтових трубах. При скупченні рідини на вибої свердловини тиск на буфері зменшується при майже незмінному тиску в затрубному просторі, що фіксується датчиком різниці тисків, і після досягнення порогу спрацьовування датчик видає сигнал через блок управління на відкриття запірного клапана. Вибійні автомати спрацьовують при досягненні певної висоти стовпа рідини в ліфтових трубах і представляють собою один клапан на вході в труби або декілька пускових газліфтних клапанів в нижній частині труб;

- обладнання свердловин, які працюють з дебітами газу, більшими від мінімально необхідного, автоматичними системами типу "Ластівка" для безперервного виносу рідини по ліфтових трубах і відбору решти газу по затрубному простору або відбору всього чи більшої частини газу по затрубному простору та періодичного виносу рідини по ліфтових трубах шляхом перерозподілу потоків газу в стовбурі свердловини за рахунок повного чи часткового закриття

клапана на викиді із затрубного простору. Застосування автоматичних систем "Ластівка" дає змогу мінімізувати втрати тиску в стовбурі свердловини і тим самим збільшити дебіти газу;

- застосування сифонних трубок умовним діаметром 25 мм або 32 і 42 мм (довгомірні в бунтах), які спускаються в колону ліфтових труб, для періодичного чи безперервного виносу рідини;

- обладнання колони фонтанних труб вибійним і ліфтовими диспергаторами для створення однорідного високодисперсного газорідинного потоку шляхом механічного й акустичного диспергування рідини.

Фізико-хімічні методи основані на штучному продовженні періоду природного фонтанування свердловини за рахунок дії на газорідинний потік в ліфтових трубах фізичними полями, температурного впливу, подавання з поверхні спінюючих ПАР і різних хімреагентів, які взаємодіють між собою або з пластовою водою. До цієї групи належать такі способи виносу рідини з вибою газових свердловин:

- періодичне чи безперервне введення твердих або рідких спінюючих ПАР у затрубний простір чи в ліфтові труби;

- подача на вибій свердловини сухого льоду (твердого CO_2) і наступний видобуток газованої діоксидом вуглецю рідини;

- введення в свердловину декількох реагентів, наприклад, крейдяної пасти, змішаної зі спінюючим ПАР, і соляної кислоти, при взаємодії яких виділяється велика кількість газу, достатня для спінювання і виносу з свердловини рідини;

- винесення рідини зі свердловини трифазними пінами, що досягається, наприклад, подачею на вибій розчину спінюючого ПАР в електроліті, хімічно несумісного з пластовою водою. При їх взаємодії випадає твердий осад. Це призводить до перетворення двофазної піни в трифазну, що

сприяє підвищенню стабільності піни і ефективності виносу рідини;

- випаровування рідини, яка скупчується на вибої свердловини і у привибійній зоні, за допомогою циркулюючої в свердловині перегрітої пари чи вибійних електронагрівачів;

- температурне диспергування рідини шляхом нагріву її за допомогою вибійних електронагрівачів до температури, при якій за рахунок зменшення в'язкості та поверхневого натягу на межі з газом відбувається інтенсивне дроблення крапель рідини;

- диспергування рідини шляхом дії на газорідинний потік фізичними полями, наприклад, магнітним, яке призводить до зменшення поверхневого натягу рідини на межі з газом;

- електроліз води на вибої свердловини за допомогою спеціальних вибійних пристроїв, який супроводжується виділенням газу.

Механізовані методи експлуатації обводнених свердловин основані на використанні для виносу рідини додаткової енергії, яка вводиться з поверхні (енергії стисненого газу - при газліфтному способі, потенціальної і кінетичної енергій - при насосних способах) або обладнанні колони ліфтових труб спеціальними пристроями, які приводяться в дію тільки за рахунок енергії пластового газу (пневмоагрегати, плунжери). Останні слід розглядати як перехідні до механізованих методів. Дана група включає такі способи експлуатації обводнених свердловин:

- періодичним і безперервним газліфтом;

- плунжерним ліфтом;

- глибинними свердловинними насосами (штанговими, електровідцентровими, гідропоршневими, гідроімпульсними, водо- і газоструминними);

- пневмопоршневими агрегатами з використанням енергії пластового газу;

- пристроями, які працюють за принципом свабу.

Запропоновані різні поєднання перелічених вище методів і технічні засоби для їх реалізації.

8.3 Експлуатація газових свердловин в пластах з підошовною водою

Експлуатація газових свердловин на масивних газових покладах з підошовною водою і в приконтурній частині родовищ пластового типу з крайовою водою супроводжується деформацією поверхні газоводяного контакту з утворенням конусу води, вершина якого лежить на осі свердловини (рис. 8.2). При досягненні граничних значень депресії і дебіту вода проривається на вибій свердловин. Тому в пластах з підошовною водою відбір газу зі свердловин обмежують допустимою депресією на пласт (граничним безводним дебітом). Згідно з дослідженнями Б.Б.Лапука, граничний безводний дебіт, при якому відсутнє надходження підошовної води на вибій свердловини, можна оцінити за формулою:

$$q_{гр} = 0{,}1728 \frac{\pi k h^2 \rho_в g P_{пл}}{\mu_г P_{ат} Z} q^*, \qquad (8.1)$$

де $q^* = f\left(\rho^*; \bar{h}\right)$; $\rho^* = \dfrac{R_к}{h\sqrt{k_г / k_в}}$; $\bar{h} = \dfrac{h_{роз}}{h}$; $q_{гр}$ - граничний безводний дебіт газу, тис.м^3/д; h – товщина газоносної частини пласта від покрівлі до контакту газ-вода, м; $h_{роз}$ - розкрита товщина пласта, м; $\rho_в$ - густина води в пластових умовах, кг/м^3; $k_г$, $k_в$ - коефіцієнт проникності пласта відповідно в горизонтальному і вертикальному напрямках, мкм^2; $P_{пл}$ - пластовий тиск, МПа; $R_к$ - радіус контура живлення, м; Z - коефіцієнт стисливості газу у пластових умовах; $\mu_г$ - коефіцієнт динамічної в'язкості газу в пластових умовах, мПа·с; q^* - безрозмірний граничний безводний дебіт, який знаходиться

залежно від величини ρ^* і ступеня розкриття пласта $\bar{h}$ (рис. 8.2).

За $q_{гр}$ визначають гранично допустиму депресію:

$$\Delta P_{гр} = P_{пл} - \sqrt{P_{пл}^2 - Aq_{гр} - Bq_{гр}^2}\ . \qquad (8.2)$$

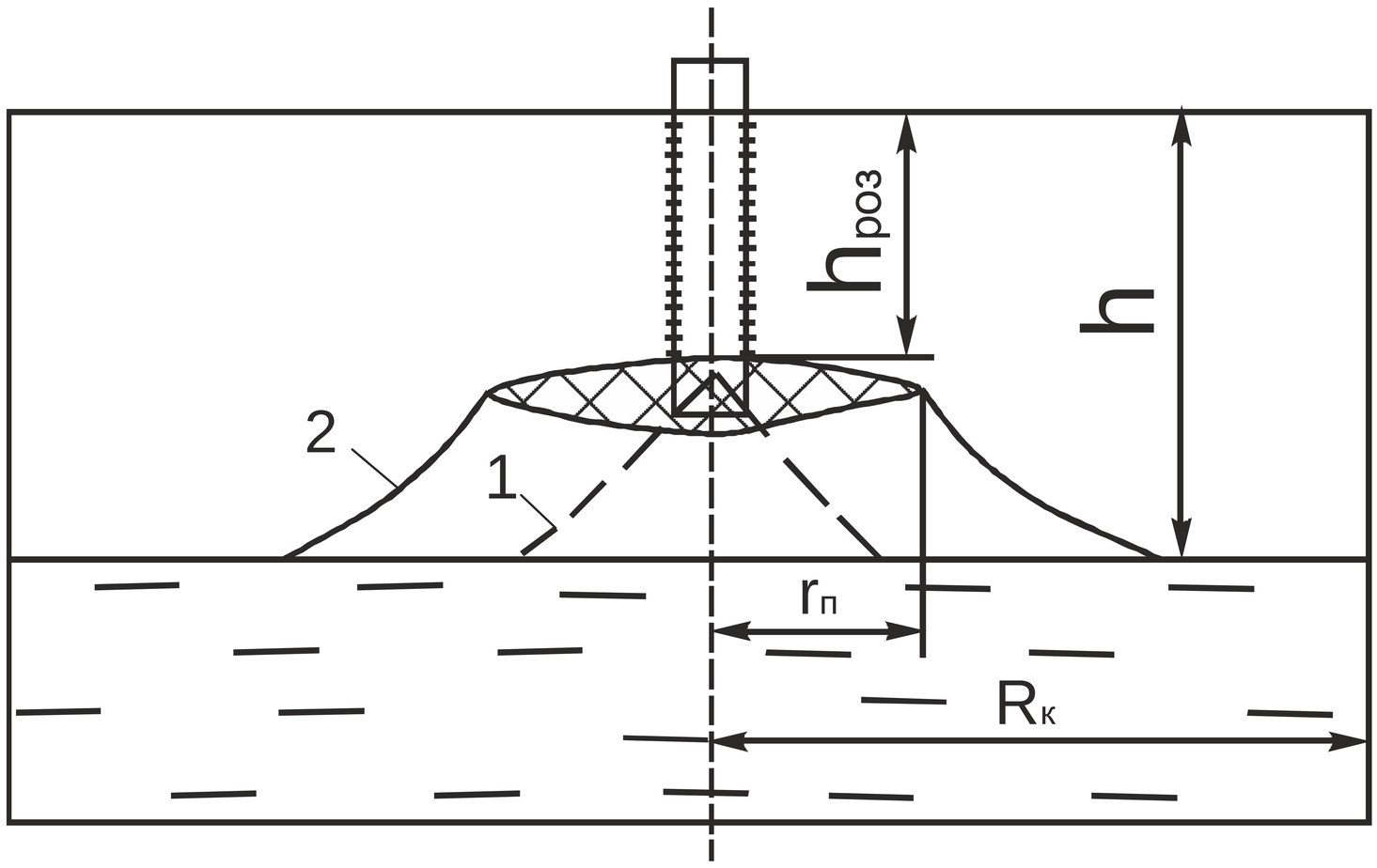


Рисунок 8.2 - Схема для визначення граничного без водного дебіту свердловини при відсутності (1) наявності (2) перегородки

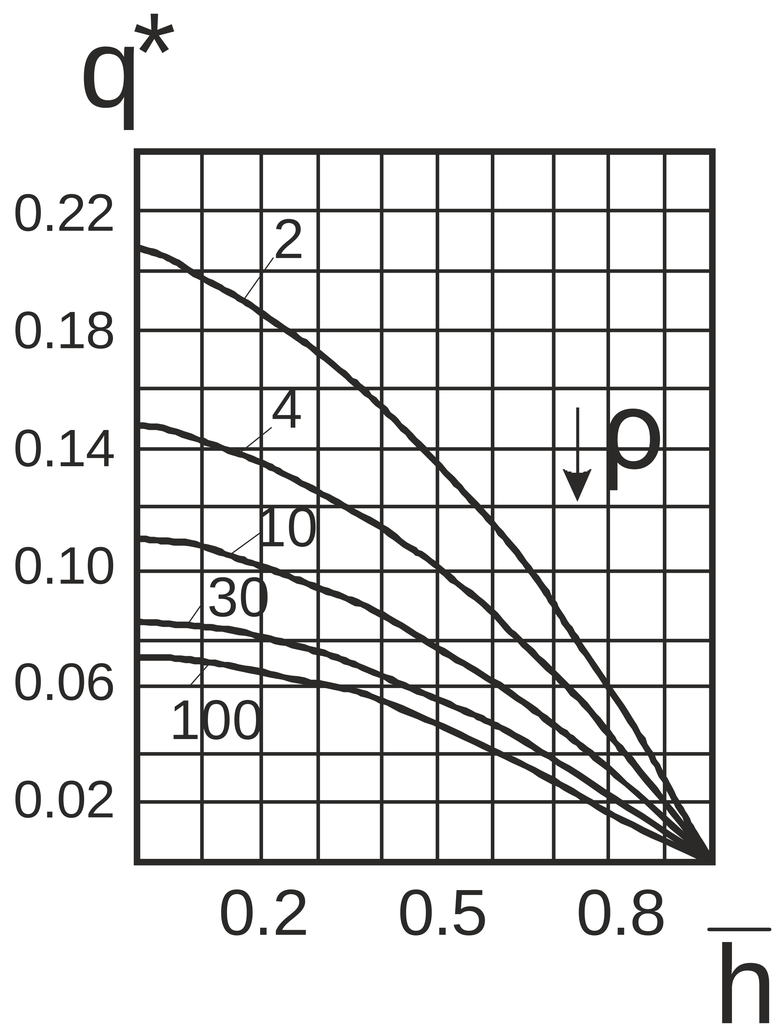


Рисунок 8.3 - Графік для визначення водного дебіту безрозмірного граничного безводного дебіту свердловини

Згідно з дослідженнями С.М.Бузінова і Г.Назджанова, збільшити дебіт і продовжити період безводної експлуатації газових свердловин в пластах з підошовною водою можна створенням у привибійній зоні пласта підземних резервуарів великого діаметру, тобто експлуатацією свердловин за схемою "Сепаратор". Другим напрямом підвищення ефективності розробки газових родовищ з підошовною водою, запропонованим вказаними авторами, є здійснення спільного відбору газу і води з моменту уведення свердловини в експлуатацію. Для цього газонасичена частина пласта розкривається в свердловинах на всю товщину, а башмак ліфтових труб спускається до нижніх отворів інтервалу перфорації. При такій системі розкриття пласта практично відсутнє конусоутворення у зв'язку з виносом на поверхню всієї води, яка надходить на вибій свердловини, і одночасно

істотно зростає дебіт газу за рахунок збільшення інтервалу припливу його в свердловину. Збільшення продуктивності газових свердловин забезпечує стабільну роботу їх з водою протягом тривалого періоду і створює умови для форсованої розробки газового родовища. У міру виснаження пластової енергії слід застосовувати механізовані методи для виносу рідини на поверхню.

При надходженні на вибій підошовної води свердловини періодично зупиняють для осідання конуса води. З метою збільшення швидкості осідання конуса доцільно проводити закачування в свердловину після її зупинки газу високого тиску з облямівкою водного розчину ПАР, а також зупиняти за заданою програмою навколишні свердловини , щоб усунути вплив депресійних воронок від їх роботи на процес осідання підошовної води.

8.4 Умови стабільної роботи обводнених газових свердловин

Для продовження періоду стабільної роботи газових свердловин в умовах обводнення і ретроградної конденсації вуглеводневої суміші за рахунок використання енергії пластового газу потрібно забезпечити повний і безперервний винос з вибою на поверхню всієї рідини, яка надходить з пласта і випадає в стовбурі свердловини, при мінімальних втратах тиску в ліфтових трубах.

Початковий період обводнення газових свердловин переважно характеризується досить високими дебітами газу і відповідно швидкостями його руху в башмаку ліфтових труб, які забезпечують повний винос з свердловини пластової і конденсаційної води. Зі зниженням пластового тиску і дебітів газу швидкість руху газорідинного потоку на вході ліфтових труб стає менше допустимої, що призводить до скупчення на вибої рідини і створення додатково протитиску на пласт. Внаслідок цього зменшується приплив газу з пласта і

порушується стійка робота свердловини аж до припинення фонтанування. У процесі зниження дебіту свердловини відбувається нагромадження рідини в ліфтових трубах, а газу - в затрубному просторі доти, поки тиск газу стане достатнім для викиду через ліфтові труби нагромадженої рідини. В цей момент також різко зростає дебіт газу. Тобто протягом певного часу свердловина працює з перемінним в часі дебітом газу і періодичним виносом рідини. Якщо в період нагромадження рідини і газу вибійний тиск дорівнює пластовому, то свердловина зупиняється (глушиться).

Згідно з промисловими даними, критична швидкість руху газу в башмаку ліфтових труб для виносу води зі свердловин залежно від діаметра труб становить 5-10 м/с. Для виносу конденсату потрібна менша швидкість руху газу. Так, за даними Д.О.Дуггана, критична швидкість руху газу на гирлі свердловини для виносу конденсату дорівнює 1,5-1,8 м/с. Б.М.Лістергартеном і Ч.А.Султановим виявлено, що стійкий винос конденсату з свердловин Карадазького родовища забезпечується при швидкості газового потоку на гирлі 1,5 м/с. Для свердловин Оренбурзького родовища одержано, що при швидкостях руху газу в клапані-відсікачі більше 2 м/с відбувається повний винос зі свердловин інгібіторної суміші. При дослідженні свердловин родовища Камбей А.Й.Ширковським одержана критична швидкість руху газу на гирлі 2,6 м/с. За даними М.М.Дурицького і С.М.Лютомського критична швидкість руху газу в башмаку ліфтових труб газоконденсатних свердловин становить 1,4-2,3 м/с, а за даними П.І.Манжоса для свердловин ряду газоконденсатних родовищ України змінюється від 2 до 5 м/с.

Одним із параметрів, що характеризує умови стабільної роботи свердловини, є мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню.

Запропоновано ряд залежностей для визначення мінімально необхідного дебіту газу:

ПівнКавНДІгазу

$$q_{м.н} = 2{,}076 \cdot 10^6 \frac{d_{вн}^{\ 2}}{z_{виб} T_{виб}} \sqrt{p_{виб}} \ . \qquad (8.3)$$

Формула (8.3) отримана Ю.К.Ігнатенком виходячи з залежності максимально-можливого діаметру краплі рідини, яка рухається в потоці газу без дроблення, від числа Вебера і наступної кореляції одержаного виразу за промисловими даними. Вона не відповідає умові мінімальних втрат тиску в стовбурі свердловини.

ВНДІгазу

$$q_{мн} = 8480 \cdot d_{вн}^{2,5} \sqrt{\frac{p_{виб} \rho_p}{\bar{\rho}_г z_{виб} T_{виб}}} \ . \qquad (8.4)$$

ІФНТУНГу

$$q_{мн} = 2645 \frac{d_{вн}^{\ 2,38} q_p^{\ 0,05}}{T_{виб} z_{виб}} \sqrt{\frac{10 p_{виб} (\rho_p T_{виб} z_{виб} - 3530 p_{виб} \bar{\rho}_г)}{\bar{\rho}_г}} \qquad (8.5)$$

$$q_{мн} = 2213 \cdot d_{вн}^{1,94} q_p^{\ 0,22} \sqrt{\frac{p_{виб} \rho_p}{\bar{\rho}_г z_{виб} T_{виб}}} \ , \qquad (8.6)$$

$$q_{мн} = 4{,}08 \cdot 10^5 \frac{d_{вн}^{\ 2,5} p_{виб}}{z_{виб} T_{виб}} \sqrt{\frac{T_{ср} z_{ср} \rho_p}{p_{ср} \rho_г \cdot 10^3} exp\left[\frac{7{,}01 \cdot 10^{-10} q_p^2}{d_{вн}^5}\right]} . \qquad (8.7)$$

За залежностями ІФНТУНГ можна за значеннями параметрів роботи свердловини вибрати оптимальний діаметр НКТ, при якому забезпечуються мінімальні втрати тиску в

стовбурі і тим самим продовжується період її стійкої роботи за рахунок використання природної енергії пластового газу.

де $q_{мн}$ – мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою свердловини, тис.м^3/д; $q_р$ – дебіт рідини, м^3/д; $d_{вн}$ – внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, м; $p_{виб}$, $p_{ср}$ – відповідно вибійний тиск і середній тиск у стовбурі свердловини, МПа; $\rho_р$ – густина рідини, кг/м^3; $\bar{\rho}_г$ – відносна густина газу; $T_{виб}$, $T_{ср}$ – відповідно температура на вибої і середня температура в стовбурі свердловини, К.

Свердловина працює стабільно з повним і неперервним винесенням рідини з вибою на поверхню, якщо фактичний дебіт газу, що припливає з пласта у свердловину, більший або дорівнює мінімально необхідному дебіту для винесення рідини $q_г \geq q_{мн}$.

Розрахунки показують, що при низьких дебітах рідини значення $q_р$ за формулами (8.3) і (8.4) завищуються, причому більш істотно у випадку застосування формули (8.3). При високих дебітах рідини результати визначення $q_р$ занижуються: за формулою (8.4), починаючи з дебіту рідини 0,22-0,83 м^3/д для труб з внутрішнім діаметром 0,0503-0,076 м і приблизно з 1-5 м^3/д - при використанні формули (8.3).

Робота свердловини в області мінімально необхідного дебіту газу характеризується мінімальними втратами тиску в колоні ліфтових труб. Використовуючи залежність (8.6), можна за значеннями параметрів роботи свердловини вибрати оптимальний діаметр колони ліфтових труб, при якому забезпечуються мінімальні втрати тиску в стовбурі і тим самим продовжується період її стійкої роботи за рахунок

використання природної енергії пластового газу. При зниженні дебіту газу до мінімально необхідного слід застосовувати заходи щодо інтенсифікації виносу рідини з вибою свердловини на поверхню.

Однак, результати розрахунків мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини із свердловин за відомими залежностями істотно відрізняються між собою (залежності 8.3-8.7) Тому, ґрунтуючись на критерії Вебера, виконано дослідження з отримання нових аналітичних залежностей для критичної швидкості руху газу і мінімально необхідного дебіту газу.

Розглянемо баланс сил, які діють на краплю рідини в потоці газу в колоні НКТ (рисунок 5.2).

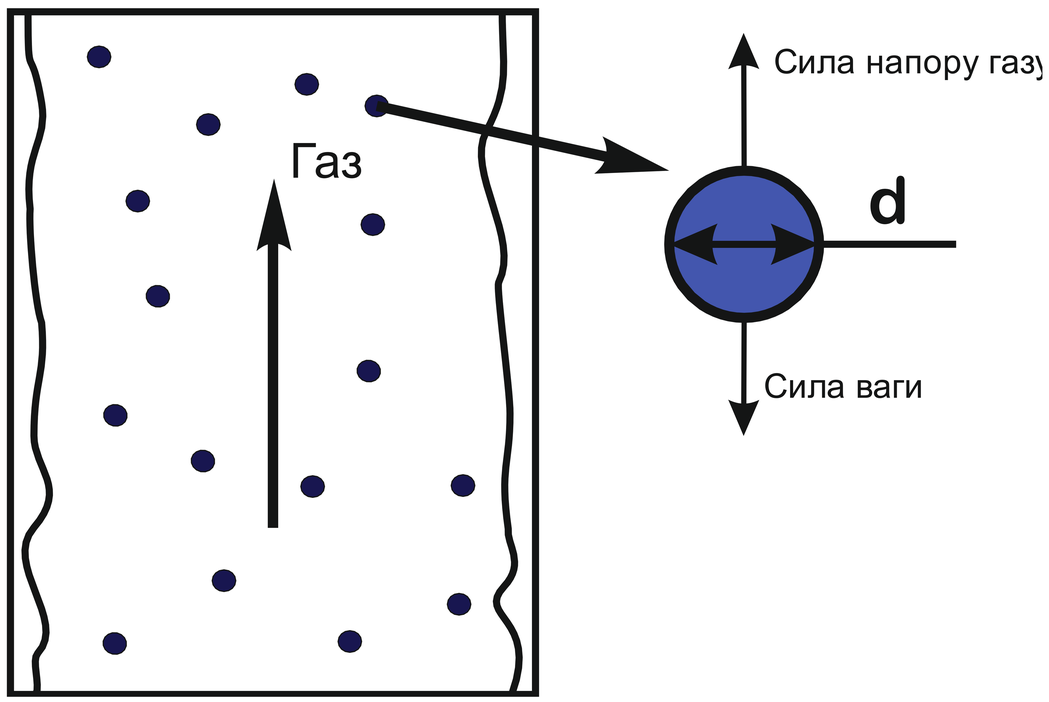


Рисунок 8.4 – Схема сил, які діють на краплину рідини в газовому потоці у стовбурі свердловини

Крапля перебуватиме у зрівноваженому стані, якщо сили ваги і швидкісного напору газового потоку будуть рівними між собою.

$$F_{тяж} = F_{напору}\ ; \qquad (8.8)$$

або

$$g\left(\rho_p - \rho_г\right)\frac{\pi d^3}{6} = \frac{1}{2}\rho_г \cdot \varphi \cdot \frac{\pi d^2}{4} \cdot W_{кр}^2, \qquad (8.9)$$

де ρ_p - густина рідини, кг/м3;

$\rho_г$ - густина газу при заданих тиску і температурі, кг/м^3;

g=9,81 м/с^2 – прискорення вільного падіння;

φ - аеродинамічний коефіцієнт, для води $\varphi = 0{,}44$;

d - діаметр краплі рідини, м;

$W_{кр}$ - критична швидкість руху газу, м/с.

З рівняння (8.8) отримаємо вираз для критичної швидкості руху газу:

$$W_{кр} = \sqrt{\frac{4gd\left(\rho_p - \rho_г\right)}{3\varphi \cdot \rho_г}}. \qquad (8.10)$$

Діаметр краплі рідини можна знайти з виразу для критерію (числа) Вебера We, який характеризує відношення сил інерції рідини до поверхневого натягу. *We* може бути визначений з виразу:

$$We = \frac{W_{кр}^2 \rho_г d}{\sigma} = 30 \qquad (8.11)$$

де σ - поверхневий натяг на межі рідина-газ, Н/м.

Значення We=30 вибрано з умови попередження дроблення крапель рідини в потоці газу (встановлено експериментальним шляхом).

З рівняння (8.11) отримано вираз для діаметра краплі рідини:

$$d = 30\frac{\sigma}{W_{кр}^2 \rho_г}. \qquad (8.12)$$

Отже,

$$W_{кр}^2 = \frac{4g\left(\rho_р - \rho_г\right)}{3\varphi \cdot \rho_г} 30 \frac{\sigma}{W_{кр}^2 \rho_г} \qquad (8.13)$$

$$W_{кр} = \sqrt[4]{\frac{40 g\sigma\left(\rho_р - \rho_г\right)}{\varphi \cdot \rho_г^2}} \qquad (8.14)$$

Підставимо у вираз (8.14) значення g=9,81 м/с^2, σ =72,86 мН/м, φ =0,44. Отримаємо:

$$W_{кр} = 2,84 \cdot \sqrt[4]{\frac{\left(\rho_р - \rho_г\right)}{\rho_г^2}} \qquad (8.15)$$

Густину газу у вибійних умовах можна визначити за формулою:

$$\rho_г = 1,205\overline{\rho}_г \frac{P_{виб} T_{ст}}{Z_{виб} P_{ат} T_{виб}} \qquad (8.16)$$

де $\overline{\rho}_г$ - відносна густина газу;

$P_{виб}$ – вибійний тиск МПа;

$P_{ат}$=0,1013 МПа – атмосферний тиск;

$T_{виб}$ – вибійна температура, К;

$T_{ст}$=293 К – стандартна температура;

$Z_{виб}$ – коефіцієнт стисливості газу при $P_{виб}$ і $T_{виб}$.

Підставивши у формулу (8.15) і (8.16) значення атмосферного тиску і стандартної температури, отримаємо:

$$\rho_г = 3485,34\overline{\rho}_г \frac{P_{виб}}{Z_{виб} T_{виб}} \qquad (8.17)$$

$$W_{кр} = 2{,}84 \cdot \sqrt[4]{\frac{\rho_р - 3485{,}34 \cdot \frac{\overline{\rho}_г \cdot P_{виб}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}}}{\left(3485{,}34 \cdot \frac{\overline{\rho}_г \cdot P_{виб}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}}\right)^2}}, \qquad (8.18)$$

Рвиб, МПа; Твиб, К; Wкр, м/с.

Подібними до залежності 8.18 є формули інших авторів:

Тернера

$$W_{води} = 5{,}321 \frac{(67 - 0{,}0031P)^{1/4}}{(0{,}0031P)^{1/2}}, фунтів/с \qquad (8.19)$$

Коулмана

$$W_{води} = 4{,}434 \frac{(67 - 0{,}0031P)^{1/4}}{(0{,}0031P)^{1/2}}, фунтів/с \qquad (8.20)$$

Залежності (8.19) і (8.20) були отримані для умов конкретних родовищ і набули поширення у зарубіжній практиці.

У промисловій практиці для оцінки умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин використовують мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню. Мінімально необхідний дебіт газу можна визначити за значенням критичної швидкості руху газу на вході в НКТ за формулою:

$$q_{м.н.} = \frac{\pi \cdot d_{вн}^2 \cdot W_{кр} \cdot P_{виб} \cdot T_{ст} \cdot 86400}{4 \cdot Z_{виб} \cdot P_{ат} \cdot T_{виб} \cdot 1000}; \qquad (8.21)$$

або

$$q_{м.н.} = 5{,}572 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_{вн}^2 \cdot P_{виб}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \sqrt[4]{\frac{\rho_р - 3485{,}34 \cdot \frac{\bar{\rho}_г \cdot P_{виб}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}}}{\left(3485{,}34 \cdot \frac{\bar{\rho}_г \cdot P_{виб}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}}\right)^2}}. \qquad (8.22)$$

Якщо дебіт газу $q_г$, що припливає із пласта у свердловину, менший або близький до мінімально необхідного дебіту газу $q_{мн}$ ($q_г \le q_{мн}$), то для забезпечення стабільної роботи свердловин і збільшення її продуктивності необхідно застосовувати методи примусового винесення рідини з вибою на поверхню.

Для характеристики умов роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин запропоновано також використовувати інші параметри, зокрема параметр Фруда та його модифікації. Параметр Фруда характеризує співвідношення інерційних сил і сил ваги та визначають за формулами:

– параметр Фруда для газу і рідини

$$Fr_г = \frac{W_г^{\ 2}}{g \cdot d_{вн}}, \qquad (8.23)$$

$$Fr_р = \frac{W_р^{\ 2}}{g \cdot d_{вн}}, \qquad (8.24)$$

– параметр Фруда для газорідинної суміші

$$Fr_{см} = \frac{(W_г + W_р)^2}{g \cdot d_{вн}}, \qquad (8.25)$$

– модифікований параметр Фруда для газового і рідинного потоків

$$Fr_г^* = \frac{W_г^2}{d_{вн} \cdot g} \cdot \frac{\rho_г}{(\rho_р - \rho_г)}, \qquad (8.26)$$

$$Fr_р^* = \frac{W_р^2}{d_{вн} \cdot g} \cdot \frac{\rho_р}{(\rho_р - \rho_г)}, \qquad (8.27)$$

– зведений параметр Фруда для газового потоку

$$Fr_г^{**} = \frac{W_г^2}{d_{вн} \cdot g} \cdot \frac{\bar{\rho}_г T_{ст} p_{ср}}{\bar{\rho}_р T_{ср} p_{ат} z_{ср}}, \qquad (8.28)$$

де

$$W_г = 5{,}0975 \cdot 10^{-6} \frac{q_г \cdot z_{виб} \cdot T_{виб}}{p_{виб} \cdot d_{вн}^2}, \qquad (8.29)$$

$$W_р = 1{,}4744 \cdot 10^{-5} \frac{q_р}{d_{вн}^2}, \qquad (8.30)$$

$$\rho_г = 3485{,}34 \cdot \bar{\rho}_г \frac{p_{виб}}{T_{виб} \cdot z_{виб}}, \qquad (8.31)$$

$\rho_г$ – густина газу при $p_{виб}$ і $T_{виб}$, кг/м^3;

$W_г$, $W_р$ – відповідно швидкість руху газу і рідини на вході в насосно-компресорні труби, м/с;

g – прискорення земного тяжіння, $g = 9{,}81$ м/с^2;

$p_{виб}$, $p_{ср}$, МПа; $T_{виб}$, $T_{ср}$, К; $d_{вн}$, м; $q_г$, тис.м^3/д; $q_р$, м^3/д.

Згідно з промисловими даними по Оренбурзькому нафтогазоконденсатному родовищу область стабільної роботи обводнених свердловин характеризується значеннями параметра Фруда для газорідинної суміші $Fr_{см} \geq 15-30$. За результатами дослідження газоконденсатних свердловин Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища стабільне винесення з них конденсату забезпечується при значеннях параметра Фруда для газорідинної суміші $Fr_{см} \geq 8-15$, а область їх роботи з мінімальними втратами тиску в насосно-компресорних трубах обмежена значеннями зведеного параметра Фруда для газового потоку $Fr_г^{**} = 1280-1900$. Для умов Гадяцького родовища їм відповідають значення швидкості руху газу на вході в насосно-компресорні труби $W_г = 1{,}95-3{,}76$ м/с.

Згідно з дослідженнями Г. Уолліса для значень модифікованого параметра Фруда для рідини $Fr_р^* = 1\cdot 10^{-8} - 1{,}4\cdot 10^{-2}$ область стабільної роботи свердловин з мінімальними втратами тиску в насосно-компресорних трубах характеризується значеннями модифікованого параметра Фруда для газового потоку $Fr_г^* = 1{,}2-1{,}7$. В області $(0{,}4-0{,}64) \leq Fr_г^* \leq (1{,}2-1{,}7)$ робота свердловин є нестійкою, а при $Fr_г^* < (0{,}4-0{,}64)$ свердловина після продування по факельній лінії і переключення в роботу на установку комплексної підготовки газу швидко зупиняється (самоглушиться). За промисловими даними

мінімальна швидкість руху газу на вході в насосно-компресорні труби для винесення рідини становить близько 5-7 м/с, а для винесення конденсату – 2-4 м/с.

Для вибору ефективного методу винесення рідини з вибою свердловини можна використовувати номограму, зображену на рисунок 8.5. На номограмі позначено області ефективного застосування різних методів винесення рідини із свердловин. Для користування номограмою визначають комплексний параметр В за формулою:

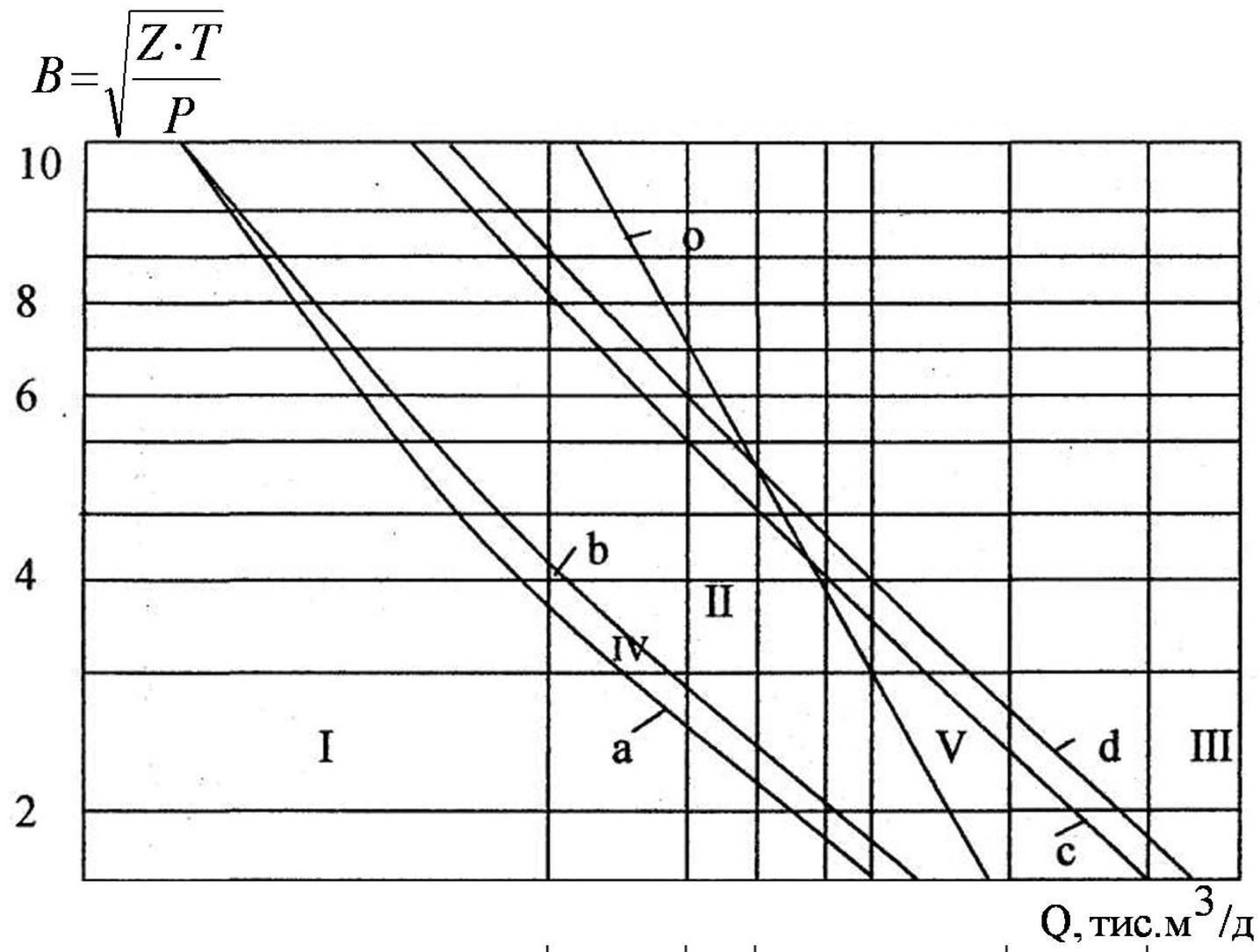
$$B = \sqrt{\frac{z_{виб} \cdot T_{виб}}{p_{виб}}} \qquad (8.32)$$

$p_{виб}$, МПа; $T_{виб}$, К.

Номограма складається з прямокутної сітки з граничними лініями a, b, c, d, o і дев'яти логарифмічних шкал (зовні сітки). На цих лініях вказані добові дебіти газу, зведені до стандартних умов (Тст = 293,16 К, Рат = 0,1013 МПа) для свердловин відповідно з насосно-компресорними трубами умовного діаметру в мм: 60, 73, 89, 127, 102, 1 14, 140, 146 і 168. На вертикальній шкалі наведено значення комплексного параметра В, який залежить від температури і тиску на вибої свердловини.

Граничними лініями a, b, c, d, o виділені області застосування найпоширеніших методів видалення рідини із свердловини.

В I області номограми, обмеженої вгорі лініями a і b, рекомендуються методи періодичної дії, які базуються на накопиченні енергії газу в затрубному просторі і в привибійній зоні, або методи з продуванням газу в атмосферу і в колектор низького тиску, або з подачею в свердловину газу високого тиску від зовнішнього джерела (компресора) або з іншої свердловини.



D_y=60 мм	6,7	13,5	20	67	135
D_y=73 мм	10	20	30	100	200
D_y=89 мм	15	30	45	150	300
D_y=102 мм	20	40	60	200	400
D_y=114 мм	26	52	78	260	520
D_y=127 мм	32	63	95	316	632
D_y=140 мм	41	82	122	406	820
D_y=146 мм	44	88	132	440	880
D_y=168 мм	58,6	117	176	586	1175

Рисунок 8.5 – Номограма для вибору ефективного методу винесення рідини із свердловин

В II області, обмеженій лініями b і c, можна застосовувати методи безперервної або періодичної дії, залежно від кількості рідини, що припливає в свердловину (спінюючі ПАР, плунжерний піднімач).

В III області, обмеженій зліва лінією d, можна застосовувати методи безперервного винесення рідини з використанням високих швидкостей руху газового потоку або застосуванням плунжерного піднімача періодичної дії. В свердловинах, що працюють у режимі, розташованому лівіше лінії o, для видалення рідини доцільно використовувати спінюючі ПАР або плунжерний піднімач, а в свердловинах, що працюють у режимах, розташованих правіше лінії o, є достатньо високі швидкості руху газу і рідина може бути видалена без використовування ПАР і плунжерного піднімача. В областях IV і V, обмежених лініями a-d і c-d, можуть застосовуватися методи, що рекомендуються для граничних областей. На номограмі можливий режим роботи свердловини впродовж певного періоду часу можна визначити по лініях, крайні точки яких відповідають максимальному і мінімальному дебітам. Ці лінії можуть бути в одній області або проходять через декілька областей.

Метод вузлового аналізу

Корисним інструментом для аналізу поведінки свердловини є метод системного вузлового аналізу. В цьому методі вся свердловинна система поділяється на дві підсистеми, з’єднані в деякій точці з заданим місцем розташування так званій «вузловій точці». В одній підсистемі розглядається приплив з пласта до вузлової точки через можливі компоненти втрат тиску. В іншій підсистемі розглядається система відпливу – від деякого тиску на поверхні вниз по стовбуру до вузлової точки.

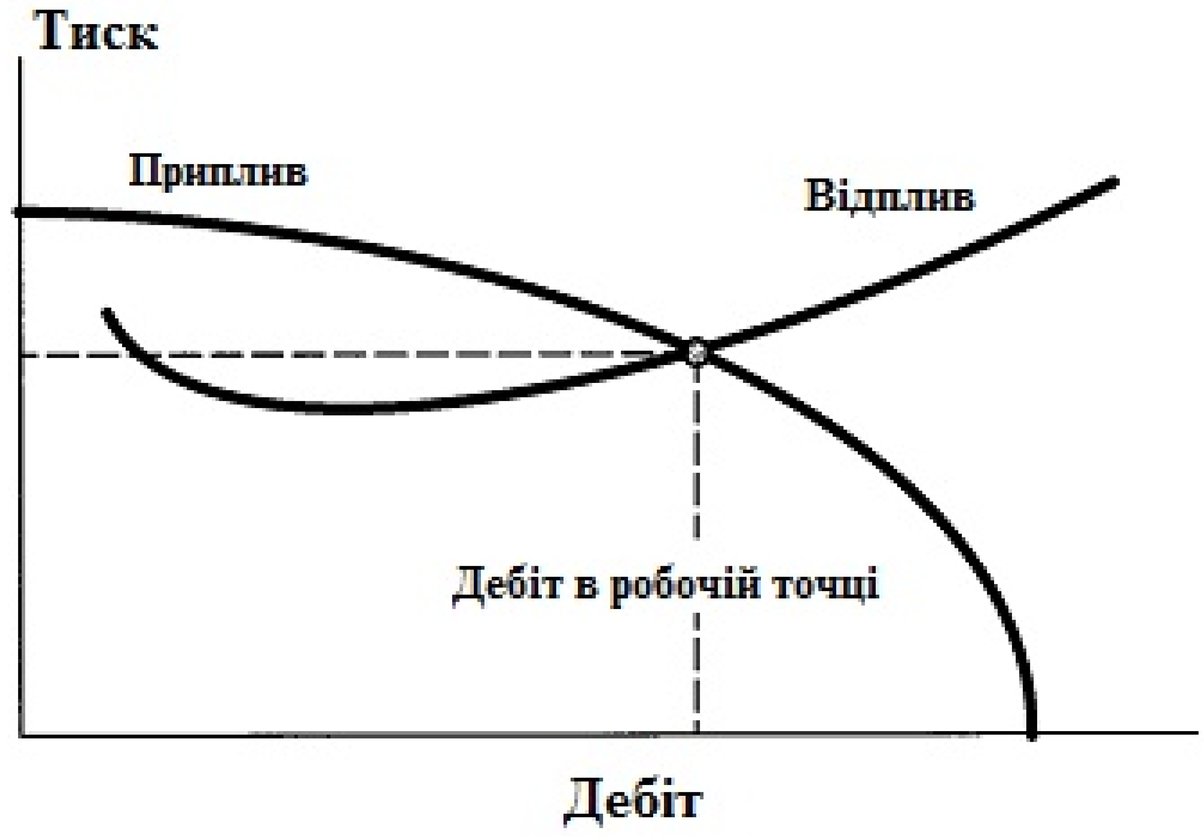


Рисунок 8.5 – Метод вузлового аналізу

Для кожної підсистеми розглядається тиск в вузловій точці і будують дві незалежні криві в координатах «тиск-дебіт». Крива для ділянки «пласт-вузлова точка» називається кривою припливу, а крива для ділянки «сепаратор-вузлова точка» кривою відпливу. Місце перетину кривих відповідає прогнозованій робочій точці, в якій дебіт і тиск для двох незалежних кривих є однаковим. Хоча вузлова точка може знаходитись в будь-якому місці системи її зазвичай розташовують на рівні середини інтервалу перфорації. При такому розташуванні крива припливу буде характеризувати рух газу з пласта через перфораційні отвори в колону НКТ, а крива відпливу – рух від цього вузла до поверхні.

8.5 Технологія і техніка експлуатації обводнених газових свердловин

В початковий період обводнення газових свердловин в умовах достатньо високих пластових тисків і дебітів газу переважно використовують газогідродинамічні методи винесення рідини з вибою на поверхню, надалі можна перейти

на фізико-хімічні методи, а на кінцевій стадії розробки родовища при значному обводненні продукції свердловин і низьких пластових тисках слід застосовувати механізовані способи.

Основними напрямами інтенсифікації виносу рідини на ранній стадії обводнення свердловин є застосування технологічних заходів, пов'язаних з підтриманням необхідних швидкостей руху газу на вході в башмак ліфтових труб, і зменшення втрат тиску в трубах за рахунок створення однорідного високодисперсного газорідинного потоку.

З метою попередження скупчення рідини на вибої свердловини слід допустити башмак ліфтових труб до нижніх отворів інтервалу перфорації і розглянути можливість зменшення діаметра НКТ (підпакерних хвостовиків) чи застосування комбінованої колони труб різного діаметра. При переході на менший діаметр труб збільшуються гідравлічні втрати тиску. Тому необґрунтоване зменшення діаметра труб може призвести до передчасної зупинки свердловини.

При дебітах газу, більших від мінімально необхідного для винесення води, і відсутності в продукції твердих домішок і корозійнонебезпечних компонентів рекомендується застосовувати автоматичні системи типу "Ластівка" для одночасної експлуатації свердловини по ліфтових трубах і затрубному просторі та періодичного чи безперервного винесення води по ліфтових трубах.

У випадку низьких дебітів води можливі періодичні продувки свердловин у викидну лінію чи газопровід низького тиску. Продувки свердловин в атмосферу технологічно й економічно не прийнятні. Вони супроводжуються значними втратами газу, забрудненням навколишнього середовища і не забезпечують повну очистку стовбура свердловини від рідини, а у випадку низьких пластових тисків не дозволяють ввести свердловину в експлуатацію. При продувках свердловин в

атмосферу і в газопровід низького тиску можливе руйнування привибійної зони і підтягування конуса підошовної води.

Високоефективним є зниження тиску на гирлі обводненої свердловини шляхом введення в експлуатацію дотискуючої компресорної станції або застосування ежекторів. В останньому випадку зниження тиску на гирлі свердловини здійснюється за рахунок використання енергії газу високого тиску від наявних на родовищі високонапірних свердловин, розміщених поряд інших родовищ, підземних газосховищ і магістральних газопроводів. Ежекторна установка встановлюється безпосередньо на гирлі свердловини, якщо поруч наявне джерело газу високого тиску, або монтується на установці комплексної підготовки газу після сепаратора першого ступеня сепарації і теплообмінника. Газ високого тиску надходить у центральне сопло ежектора, а продукція обводненої низьконапірної свердловини - в приймальну камеру ежекторної установки. Величина зниження тиску на гирлі обводненої газової свердловини вибирається з умови забезпечення необхідної швидкості руху газу на вході в башмак труб для виносу рідини з вибою. Розрахунок тиску на гирлі свердловини $P_у$ проводиться в такій послідовності. Задаються рядом значень вибійного тиску $P_{виб}$, для яких з двочленної формули припливу газу до свердловини знаходять дебіт газу $q_г$, що надходить з пласта, а за формулою (8.6) - мінімально необхідний дебіт газу $q_{м.н.}$ для винесення рідини. Будують графічні залежності $q_г=f(P_{виб})$ і $q_{м.н.}=f(P_{виб})$. За точкою їх перетину знаходять максимальний вибійний тиск $P_{виб}$, за допомогою якого, використовуючи формулу Адамова - максимальний тиск на гирлі $P_у$, при яких можлива стабільна робота свердловини для даного значення пластового тиску $P_{пл}$. Зі зменшенням $P_{пл}$ в процесі відбору газу необхідно також знижувати $P_{виб}$ і відповідно $P_у$.

Продовжити період фонтанування обводнених газових свердловин можна зменшенням втрат тиску в ліфтових трубах,

що досягається створенням однорідної високодисперсної структури газорідинної суміші. Для цього використовують диспергатори, методи фізико-хімічної дії на газорідинний потік та їх поєднання.

Диспергуючі пристрої сприяють дробленню рідини в потоці газу на окремі краплі за рахунок місцевого звуження газорідинного потоку і тим самим збільшенню швидкості його руху, а також інтенсивній турбулізації. При обладнанні диспергатора вихровими камерами (резонансними порожнинами) додатково створюється акустичне поле, яке підвищує ступінь диспергування рідини в газі і турбулізує пристінний шар рідини в ліфтових трубах, перешкоджаючи утворенню рідинних пробок. Одночасно акустичне поле діє на привибійну зону пласта, що сприяє зменшенню насиченості пористого середовища рідкою фазою. В результаті застосування диспергаторів зменшується товщина пристінного шару рідини в ліфтових трубах, попереджується утворення висячих (пульсуючих) рідинних пробок і формується дисперсно-кільцева структура руху газорідинної суміші, яка характеризується найбільш високим витратним газовмістом і є найсприятливішою з точки зору мінімізації втрат тиску в стовбурі свердловини.

Розроблено ряд конструкцій диспергаторів. Вони характеризуються такими особливостями виконання:

- у вигляді штуцера (діафрагми) чи набору штуцерів (діафрагм), які закріплюють в корпусі на певній відстані між собою;
- у вигляді пластини з осьовим і боковим (кільцевим) каналами;
- у вигляді ежектора з соплом кільцевого типу або осьовим соплом, з одним або декількома соплами, з центральною або кільцеподібною камерою інжекції, з розміщенням камери інжекції із зовнішньої або внутрішньої сторони сопла чи між соплами, з гвинтоподібними каналами

різного напряму на зовнішній поверхні сопла і камери змішування, з , подачею активного середовища (газу) або пасивного середовища (рідини) безперервно чи періодично, в пульсаційному режимі;

- поєднанням ежектора з сепаратором на вході, виконаним, наприклад, у вигляді втулки з внутрішньою гвинтоподібною поверхнею;

- у вигляді декількох послідовно встановлених втулок з різним діаметром прохідного каналу, внутрішні поверхні яких мають гвинтоподібну форму з різним напрямом гвинта;

- різним виконанням прохідного каналу: осьовим або кільцевим та їх поєднанням; циліндричним або гвинтовим; розміщеним паралельно осі пристрою або під кутом до неї; постійного чи перемінного перетину по довжині; з постійним або регульованим розміром перетину залежно від швидкісного напору газорідинного потоку;

- додатковим обладнанням поверхні прохідного каналу (диспергуючого елементу) аеродинамічними і гідродинамічними випромінювачами, наприклад, однією або декількома вихровими камерами;

- у вигляді двох діафрагм з гофрованою центральною частиною у верхній діафрагмі;

- із стаціонарною або знімальною посадкою, закріпленням в муфтовому з'єднанні, в посадочному ніпелі або в гладкій частині колони ліфтових труб за допомогою спеціальних пристроїв;

- з нерухомим вузлом диспергування або диспергуючими та іншими елементами конструкції, які під дією швидкісного напору газорідинного потоку переміщуються (обертово, зворотно-поступально);

- нерухомі (стаціонарно закріплені в колоні ліфтових труб) або рухомі (пересувні), які переміщуються в трубах в процесі роботи свердловини;

- пересувні з механічним приводом або з переміщенням під дією енергії газорідинного потоку, з рухом по всій довжині колони ліфтових труб чи тільки на ділянках обмеженої довжини.

Найбільш ефективні пересувні диспергатори. Вони дають змогу підтримувати однорідну високодисперсну структуру газорідинної суміші по всій довжині колони ліфтових труб, але складні, в експлуатації, а у випадку механічного привода з поверхні - недостатньо надійні. При застосуванні нерухомих диспергаторів перший з них встановлюють в башмаку ліфтових труб. У процесі підйому газорідинної суміші в ліфтових трубах відбувається укрупнення крапель рідини і часткове розділення компонент потоку.

Тому для забезпечення однорідної структури газорідинної суміші на всьому шляху її руху від вибою до гирла свердловини через певні інтервали по довжині колони ліфтових труб додатково встановлюють ліфтові диспергатори.

При значних дебітах рідини свердловини експлуатують газліфтним чи глибиннонасосним способами. При застосуванні свердловинних штангових і електровідцентрових насосів рідину відбирають по ліфтових трубах, а газ - по затрубному простору. Серед механізованих способів експлуатації обводнених свердловин значний інтерес становить використання газо- і водоструменевих насосів. Порівняно з іншими свердловинними насосами вони простіші за конструкцією, не мають рухомих частин і забезпечують найбільше зниження вибійного тиску (аж до нуля), що дає змогу повніше виробляти продуктивні пласти.

8.6 Особливості експлуатації газоконденсатних свердловин в умовах ретроградної конденсації вуглеводневої суміші

Розробка газоконденсатних родовищ в режимі виснаження пластової енергії супроводжується ретроградним

випадінням в пласті та стовбурі свердловин, а при відповідних термодинамічних умовах також у промислових комунікаціях вуглеводневого конденсату. Ретроградна конденсація вуглеводневої суміші призводить до зниження фазової проникності пористого середовища для газу. В результаті погіршується продуктивна характеристика свердловин аж до їх зупинок, коли дебіт газу стає нижчим від мінімально необхідного для виносу конденсату з вибою на поверхню. Наслідком передчасного відключення видобувних свердловин є зменшення не тільки конденсатовіддачі, але і газовіддачі пластів.

Для збільшення продуктивності газоконденсатних свердловин і підвищення вуглеводневіддачі пластів необхідно зменшити негативний вплив ретроградних процесів на фазову проникність пористого середовища для газу і забезпечити повний і безперервний винос на поверхню всього конденсату, який надходить з пласта і випадає в стовбурі свердловини.

Відомі методи підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин в умовах випадання і скупчення конденсату у привибійній зоні пласта можна розділити на дві групи:

- методи очищення привибійної зони пласта від конденсату, що випав;
- методи, які попереджують скупчення конденсату у привибійній зоні пласта або зменшують насиченість породи рідкими вуглеводнями.

Для очищення пористого середовища від вуглеводневого конденсату запропоновано здійснювати періодичне закачування у привибійну зону пласта сухого газу. При закачуванні сухого газу конденсат, що випав, в основному відтісняється вглиб пласта за рахунок створення високих репресій на пласт і тільки незначна частина його переходить у газову фазу. Даний спосіб доцільно застосовувати при незначному вмісті конденсату в газі, а закачування сухого газу

необхідно проводити при високих тисках з метою створення значних репресій на пласт. Істотним обмеженням у застосуванні даного методу є наявність на промислі джерела сухого газу високого тиску.

Зниження тиску і об'ємів закачування газу у привибійну зону пласта досягається використанням збагаченого газу, який характеризується підвищеним вмістом етану, пропану і бутану. Встановлено, що для поліпшення очищення привибійної зони пласта від рідких вуглеводнів склад збагаченого газу належить вибирати, виходячи зі складу конденсату, що випав.

Ефективність застосування сухого і збагаченого газу для очищення привибійної зони пласта від конденсату може бути підвищена шляхом їх попереднього підігріву, При цьому збільшується кількість конденсату, який випаровується в газову фазу, і зменшується його в'язкість. Для нагріву газу можна використовувати гирлові і вибійні нагрівачі. а також тепло, яке одержують в результаті екзотермічної реакції різних хімречовин.

Очищення привибійної зони від конденсату, що випав, можна також проводити шляхом періодичного закачування в газоконденсатні пласти міцелярного розчину, діоксиду вуглецю і різних вуглеводневих розчинників, які повністю змішуються з конденсатом, наприклад, скраплених нафтових газів, широкої фракції легких вуглеводнів та ін. з наступним продавлюванням їх у пласт сухим газом. Результати дослідно-промислових випробувань на свердловинах Вуктильського газоконденсатного родовища показали, що обробка привибійної зони широкою фракцією легких вуглеводнів дає змогу при відновленні роботи свердловини відібрати з привибійної зони пласта 12-15 % конденсату, що випав, а при застосуванні збагаченого газу - до 35 % сконденсованих вуглеводнів.

Загальним недоліком методів першої групи є необхідність проведення частих обробок свердловин, оскільки

в процесі відбору газу привибійна зона знову насичується конденсатом. Тому методи першої групи рекомендується застосовувати тільки при невеликому вмісті конденсату в газі.

Методи другої групи основані на тепловій дії на привибійну зону пласта і регулюванні характеру змочування пористого середовища.

Теплову обробку привибійної зони пласта запропоновано здійснювати за допомогою стаціонарних нагрівальних пристроїв, встановлених на колоні ліфтових труб, наприклад, вибійного газового пальника, в якому, як правило, використовують пластовий газ, мікрохвильового розігріву привибійної зони пласта і конденсату, який в ній наявний, дії на привибійну зону електромагнітним полем радіочастоти та ін. В результаті підвищення вибійної температури попереджується конденсація вуглеводнів у пласті або зменшується кількість конденсату, що випав, знижується його в'язкість і густина та збільшується рухомість. Однак запропоновані конструкції пристроїв для теплової дії на привибійну зону пласта складні в обслуговуванні та недостатньо надійні.

Одним з напрямів підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин є гідрофілізація пористого середовища. Суть її полягає у створенні в привибійній зоні пласта області штучної гідрофільності шляхом закачування гідрофільної рідини. Розмір її повинен відповідати радіусу зони рівноважної конденсатонасиченості, величина якої на кінець розробки родовища досягає 30-35 м. Кількість гідрофільної рідини вибирається такою, щоб вміст її в порах пласта дорівнював рівноважній конденсатонасиченості. В гідрофільному пористому середовищі конденсат, як гідрофобна рідина, займає центральну частину пор, яка характеризується найменшим фільтраційним опором. В результаті збільшується фазова проникність для конденсату і відповідно зменшується насиченість конденсатом привибійної

зони. Ефект від гідрофілізації пористого середовища досягається як за рахунок попередження скупчення конденсату у привибійній зоні (зменшення конденсатонасиченості), так і збільшення його рухомості. Як гідрофільну рідину запропоновано використовувати прісну воду, метанол, соляну кислоту, водні розчини гідроксиду натрію, аміаку та ін. Для поліпшення змочуючих властивостей в робочі рідини можуть додатково вводитися ПАР масовою концентрацією 3-5%, наприклад, блоксополімери оксидів етилену і пропилену.

В процесі гідрофілізації пористого середовища закачують у привибійну зону робочий розчин, витримують його протягом 8-24 год., після чого свердловину пускають в експлуатацію. Об'єм робочого розчину вибирають з розрахунку 0,6-1,5 $м^3$ на 1 п.м товщини пласта. У випадку забруднення привибійної зони рідкими і твердими вуглеводнями, які сприяють гідрофілізації породи, попередньо проводять очистку від них пористого середовища шляхом закачування вуглеводневого розчинника, наприклад, широкої фракції легких вуглеводнів в кількості 0,6-0,8 $м^3$ на 1 п.м товщини пласта. Вуглеводневий розчинник і робочий розчин продавлюють у пласт газом високого тиску, а при його відсутності - конденсатом або водним розчином ПАР. У випадку низьконапірних свердловин для поліпшення умов пуску їх в роботу після обробки вуглеводневий розчинник, робочий розчин і продавлювальну рідину закачують в аерованому вигляді.

8.7 Методи попередження і ліквідації гідратів при експлуатації газових свердловин

Залежно від тиску, температури, складу газу і води газові гідрати можуть утворюватися на різних ділянках технологічної схеми руху газу з пласта до споживача: у привибійній зоні пласта, в стовбурі свердловин, у викидних лініях, на УКПГ і в магістральному газопроводі. Для проектування заходів боротьби з гідратами необхідно знати

умови і зони гідратоутворення. Умови утворення газових гідратів визначають такими методами:

- з рівноважних кривих гідратоутворення природних газів різної густини;
- за емпіричними формулами для газів різного складу;
- за константами рівноваги; графоаналітичним методом за рівнянням Баррера-Стюарта;
- експериментально на установках.

Найбільш простим є перший метод, найточнішим — останній.

Для встановлення інтервалу зони гідратоутворення в зупиненій або працюючій свердловинах необхідно мати фактичні криві зміни тиску і температури по стовбуру свердловини, їх одержують шляхом проведення глибинних замірів тиску і температури або розраховують з використанням аналітичних залежностей. Для кожного значення тиску знаходять одним з методів рівноважну температуру гідратоутворення. Нижній межі гідратоутворення відповідає точка перетину фактичної температурної кривої і кривої рівноважної температури гідратоутворення. Аналогічним чином визначають місце утворення гідратів у системі збору і підготовки газу . Для визначення місця утворення гідратів у магістральному газопроводі, в який надходить осушений (недонасичений вологою) газ після його підготовки на УКПГ, необхідно додатково знати точку роси осушеного газу на виході з УКПГ і мати залежність вологовмісту газу від тиску і температури (криву зміни по довжині газопроводу точки роси). Якщо точка роси розміщується нижче рівноважної кривої гідратоутворення і нижче кривої зміни температури в газопроводі, то гідрати не утворюються. Якщо точка роси лежить вище кривої гідратоутворення, то гідрати утворюються в точці перетину фактичної температурної кривої і кривої рівноважної температури гідратоутворення. За умови, коли точка роси лежить нижче рівноважної кривої гідратоутворення,

але вище мінімальної температури в газопроводі, гідрати утворюються в точці перетину кривої вологовмісту газу (точки роси) з фактичною температурною кривою.

На практиці застосовують такі методи боротьби з гідратами.

1. Підтримання тиску газового потоку нижче тиску гідратоутворення при заданій температурі.

2. Підтримання температури газового потоку вище температури гідратоутворення.

3. Осушування газу від вологи на УКПГ до точки роси по воді нижче мінімальної температури по шляху руху газу до споживача.

4. Введення в газоводяний потік інгібіторів гідратоутворення — спиртів та електролітів.

Підтримання тиску нижче рівноважного технологічно і економічно недоцільне. Його в основному використовують для розкладання гідратів, які утворилися, шляхом продування свердловини в атмосферу або відключення окремих ділянок газопроводу і технологічних апаратів з наступним випуском з них газу і зниженням тиску до атмосферного. Однак при низьких температурах можливий перехід гідрату в лід, який усунути значно складніше.

Метод підтримання температури газового потоку вище рівноважної застосовують при утворенні гідратів на дросельних пристроях, у викидних лініях і в стовбурі свердловин, а також в газовідвідних трубопроводах при газліфтній експлуатації нафтових свердловин. Для підігріву газу в промислових комунікаціях випускають підігрівачі типу ПГА-5, ПГА-10, ПГА-15, ПГ-500, П/Н 001 полуменевий типу "Водяна баня" та інші з радіаційними і конвективними змійовиками. Для підігріву газу в стовбурі свердловини можна використовувати стаціонарні вибійні газові пальники, в яких паливом служить пластовий газ, і малогабаритні електронагрівачі різної конструкції. Попередження утворення

гідратів досягається також теплоізоляцією обсадних колон, ліфтових труб і шлейфів свердловин. Товщина теплоізоляційного шару пінополіуретану на шлейфах з врахуванням запасу становить 1-1,5 см. Найбільш ефективна вакуумна теплоізоляція, яка дозволяє практично усунути втрати тепла при транспорті газу.

Теплові методи ліквідації гідратів у стовбурі свердловини включають: розмив суцільної гідратної пробки гарячим теплоносієм (парою, водою, розчином хлористого кальцію, нафтою тощо); розкладання гідратів у верхній частині ліфтових труб, обладнаних пакером, за рахунок тепла конденсації легких вуглеводнів, наприклад пропану, який при закачуванні в затрубний простір закипає в нижній високотемпературній частині стовбура свердловини, і пари його, піднімаючись у гору, конденсуються, передаючи своє тепло через стінки ліфтових труб гідрату; використання для розкладання гідрату тепла, що виділяється при взаємодії з гідратом твердого реагенту (наприклад, п'ятихлористого фосфору PCl_5 або фосфорного ангідриду P_2O_5, поміщеного в металічну капсулу з магнієвої фольги), який вводиться в свердловину через лубрикатор. Гарячі теплоносії (вода, пара) використовують також для ліквідації гідратних пробок у промислових комунікаціях і в окремих вузлах системи підготовки газу.

Осушування газу є основним і найбільш прийнятним методом попередження гідратоутворення при магістральному транспорті газу. Тому на промислі перед подачею споживачеві газ осушують на УКПГ.

Для боротьби з гідратоутворенням в стовбурі свердловин, промислових газозбірних трубопроводах і на УКПГ найбільш ефективним є застосування антигідратних інгібіторів по замкнутому циклу з наступною їх регенерацією. Антигідратні інгібітори, розчиняючись у воді, зменшують парціальний тиск парів води. Тому гідрати утворюються при

більш низьких температурах. Уведення інгібіторів у систему з гідратом також знижує парціальний тиск парів води, рівновага гідрат-вода порушується, пружність парів води над гідратом стає більшою, ніж над водним розчином, що призводить до розкладання гідратів. Як антигідратні інгібітори можуть використовуватися водні розчини спиртів, електролітів та їх суміші. На практиці в основному застосовують метанол, гліколі і водні (30-35 %) розчини хлористого кальцію густиною 1270-1300 кг/м^3. Деякі фізико-хімічні властивості метанолу і гліколів наведені в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 – Фізико-хімічні властивості метанолу і гліколів

Показники	Метанол	ЕГ	ДЕГ	ТЕГ
Молекулярна маса	32,04	62,07	106,12	150,17
Густина при температурі 20 °С, кг/м^3	793,1	1115,1	1118,4	1125,4
В'язкість при температурі 20 °С, мПа·с	0,6	20,9	35,7	47,8

Закінчення таблиці 8.1

Показники	Метанол	ЕГ	ДЕГ	ТЕГ
Температура кипіння, °С	64,5	197,3	244,8	287,4
Температура замерзання, °С	-97,7	-13	-8	-7,2
Температура розкладання, °С		164	164,5	206
Значення константи К в рівнянні (8.37)	1295	1220	2430	-

Високоефективним інгібітором гідратоутворення є метанол. Він характеризується здатністю значно знижувати

температуру гідратоутворення і швидко розкладати гідратні пробки, змішується з водою в будь-яких співвідношеннях, має малу в'язкість і низьку температуру замерзання, що дає змогу успішно використовувати його на родовищах у північних кліматичних умовах. Обмеженнями застосування метанолу для боротьби з гідратоутворенням є його високотоксичні властивості, а також значні втрати від випаровування в газ і розчинення в конденсаті.

Гліколі (етиленгліколь (ЕГ), діетиленгліколь (ДЕГ) і триетиленгліколь (ТЕГ)) в основному використовують для осушуванням газу і боротьби з гідратоутворенням на УКПГ. Найбільш низькі температури замерзання мають розчини з масовим вмістом гліколів 60-70%, який є оптимальним у випадку застосування гліколів як антигідратних інгібіторів. Гліколі характеризуються низькою леткістю, тому при введенні в трубопровід практично повністю залишаються в рідкій фазі. Втрати від розчинності гліколів у рідких вуглеводнях невеликі, однак вони зростають при вмісті в конденсаті ароматичних вуглеводнів. В цьому випадку при великих швидкостях руху газу гліколі утворюють піну і емульсії, що негативно впливає на роботу сепараторів і збільшує втрати інгібіторів. Для зменшення втрат гліколів з сухим газом застосовують антиспінювачі (триакілфосфат, октиловий спирт, силікони, триоктил- і трикрезилфосфати та ін.). У зв'язку з високою леткістю етіленгліколю на промислах для осушування газу і боротьби з гідратоутворенням використовують діетиленгліколь і триетиленгліколь.

Хлористий кальцій є найбільш доступним і дешевим інгібітором гідратоутворення. До його недоліків належать випадіння в твердий осад солей кальцію при масових концентраціях понад 30-35 % і висока корозійна здатність розчину в присутності повітря (кисню). Тому розчини хлористого кальцію зберігають під шаром нафтопродукту товщиною не менше 3 см, а перед застосуванням продувають природним

газом для виведення кисню або нагрівають до кипіння змійовиком.

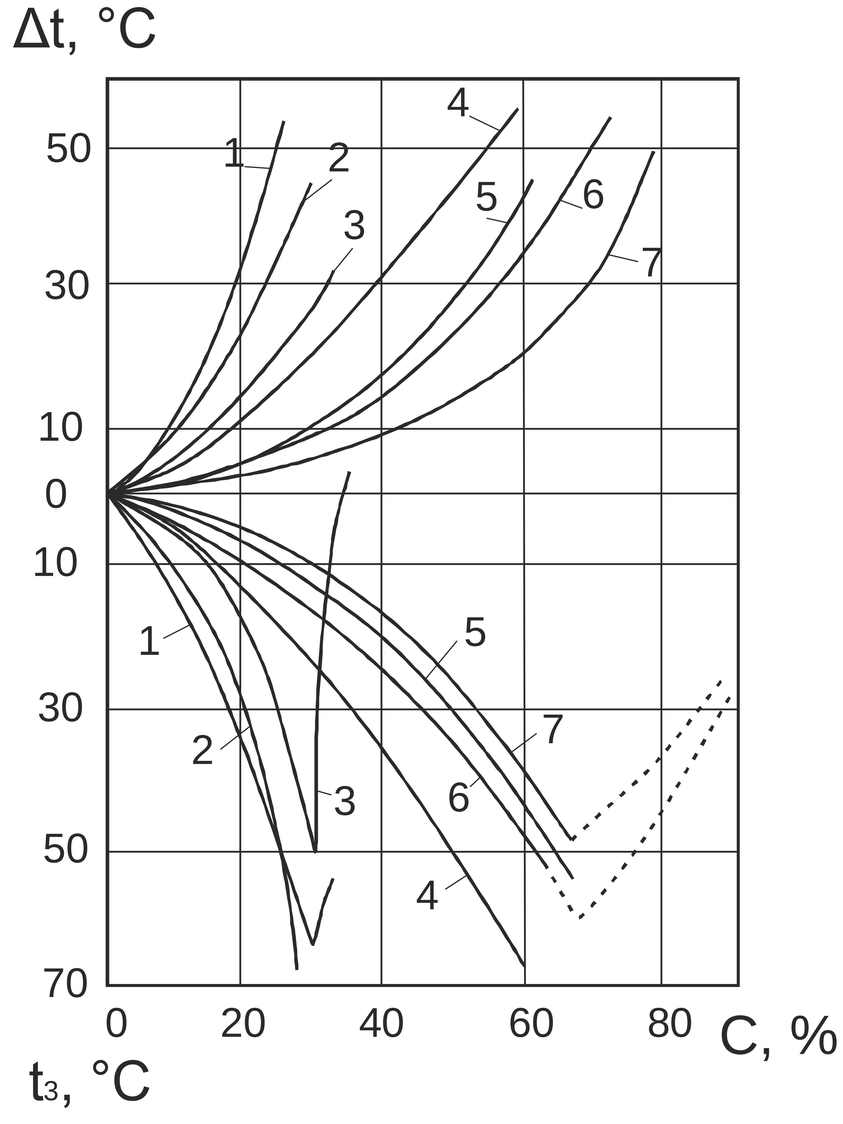
Для боротьби з утворенням гідратів деколи використовують мінералізовану пластову воду, рідкі вуглеводні (нафту, конденсат), водні розчини ПАР. Гідрати водних розчинів ПАР не прилипають до стінок труб, а нафтопродукти утворюють на стінках труб захисну плівку, внаслідок чого гідрати легко транспортуються потоком газу.

Як антигідратні інгібітори можна також застосовувати етилкарбітол - побічний продукт виробництва ефірів гліколів, метанол-сирець і метанольну фракцію - побічні продукти виробництва метанолу й очистки етилового спирту-сирцю (метанольна фракція), ефіроальдегідну фракцію - побічний продукт виробництва синтетичного етанолу з етилену, розчини кухонної солі, хлористого літію, хлористого алюмінію, аміаку тощо.

Добову витрату метанолу для попередження гідратоутворення знаходять за формулою

$$q_{ін} = \left[\frac{(W_1 - W_2) \cdot C_2}{C_1 - C_2} + 0,001 \cdot C_2 \cdot a \right] \cdot q_г , \qquad (8.36)$$

де $q_{ін}$ – витрата інгібітора, кг/д; $q_г$ – дебіт газу при стандартних умовах, тис. м^3/д; W_1 – вологовміст газу до введення інгібітора (в пластових умовах або до введення інгібітора на виході з сепаратора); W_2 – вологовміст газу в кінцевій точці, в якій утворилися гідрати (на виході в УКПГ, після теплообмінника, після штуцера і т.д.), кг/1000м^3; C_1, C_2 – відповідно масова концентрація свіжого (регенерованого) і відпрацьованого (насиченого вологою) інгібітора у відсотках; а – відношення вмісту метанолу в газі, який потрібен для насичення газу, до концентрації метанолу в рідині.



1-$ALCL_3$;2-90% $CaCL_2$+10% CH_3OH; 3-$CaCL_2$; 4-CH_3OH;
5-ЕК; 6-ЕГ; 7-ДЕГ

Рисунок 8.8 - Залежності зниження температури гідратоутворення і температури замерзання водних розчинів інгібіторів від їх масової конденсації в розчині

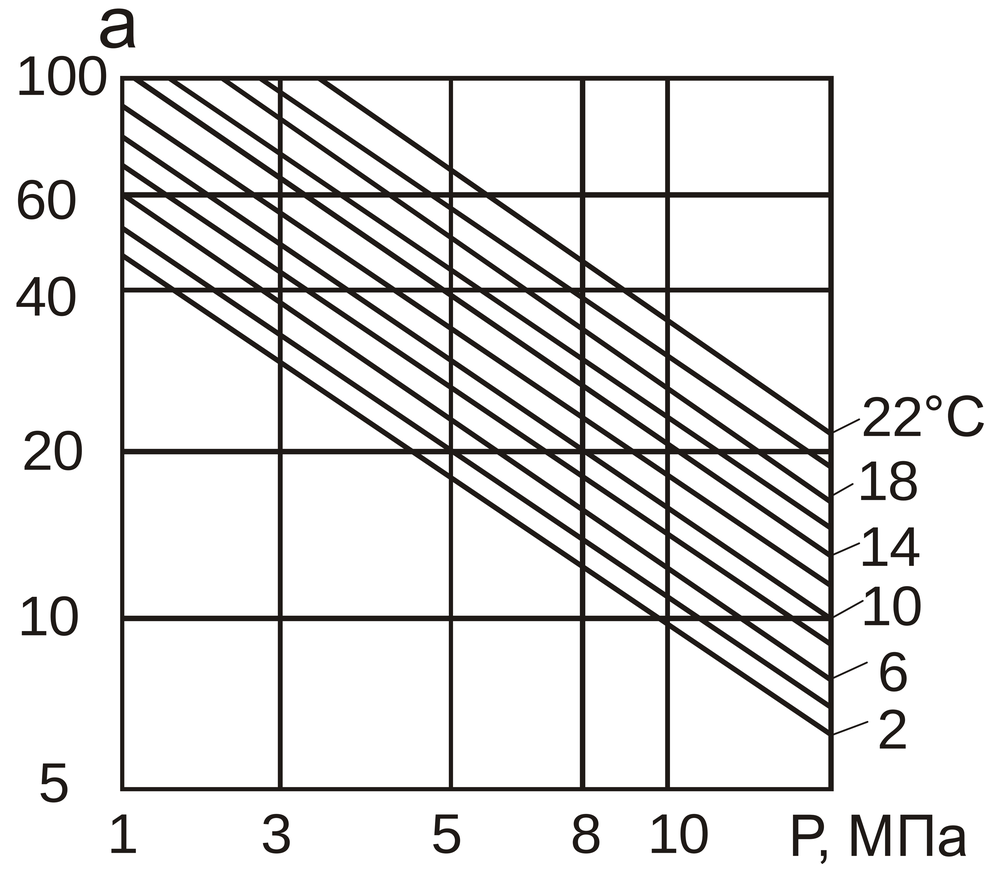


Рисунок 8.9 - Залежності рівноважної концентрації метанолу в паровій фазі від тиску і температури (в г/1000 м^3 на кожний відсоток метанолу в рідкій фазі)

Для слаболетких інгібіторів (гліколів, водного розчину хлористого кальцію) другим членом в формулі (8.36), який враховує втрати інгібітора від випаровування в газову фазу, можна нехтувати в зв'язку з його малим значенням. У випадку газоконденсатних родовищ необхідно додатково враховувати втрати від розчинення метанолу в конденсаті, які зростають зі збільшенням вмісту ароматичних вуглеводнів у конденсаті та концентрації водометанольного розчину. Так, для C_1- 100 % і концентрації ароматичних вуглеводнів в конденсаті 0-50 % розчинність метанолу в конденсаті становить 18-60 г/кг. Для гліколів і водного розчину хлористого кальцію втратами інгібітора від його розчинення в конденсаті можна нехтувати.

Для попередження утворення гідратів через нерівномірну подачу інгібітора та інших причин нормативну витрату його встановлюють на 10-15 % вище розрахункового значення.

Масова концентрація відпрацьованого інгібітора C_2 знаходиться залежно від величини необхідного зниження температури гідратоутворення Δt (різниці між рівноважною температурою гідратоутворення і фактичною температурою в кінцевій точці (рис. 8.8). Для метанолу, етиленгліколю, діетиленгліколю C_2 визначають з рівняння Гаммершмідта:

$$C_2 = \frac{M \cdot \Delta t}{M \cdot \Delta t + K} \cdot 100\% , \qquad (8.37)$$

де М – молекулярна маса інгібітора;

К – константа знаходиться за табличними значеннями (табл. 8.1).

Для водного розчину хлористого кальцію C_2 можна визначити з емпіричного рівняння:

$$C_2 = 0{,}166\sqrt{\Delta t} , \qquad (8.38)$$

При масовій концентрації відпрацьованого інгібітора C_2> 20 % інгібітори розміщуються в такому порядку в напрямі зменшення Δt хлористий кальцій > метанол > етилкарбітол > діетиленгліколь > етиленгліколь.

Значення коефіцієнта а у формулі (8.36) знаходять з графіка залежно від тиску і температури (рис. 8.9).

Для введення інгібітора в газорідинний потік застосовують такі схеми: безнасосну з використанням метанольних бачків, насосну з індивідуальною подачею і централізовану насосну схему групової подачі.

Відпрацьовані розчини інгібіторів гідратоутворення відділяють в сепараторах і потім регенерують з метою подальшого використання. Регенерація насичених гліколевих розчинів здійснюється підігрівом їх до температури, при якій випаровується вода, але не відбувається розкладання гліколів. Для ДЕГу це 164 °С, ТЕГу - 206°С. Регенерація гліколів при атмосферному тиску дає змогу підвищити концентрацію

розчину до 96-97 %. Для досягнення більш високих концентрацій застосовують спеціальні способи регенерації: під вакуумом, з використанням відпарного газу й азеотропіну. Регенерація насиченого розчину хлористого кальцію може проводитися в промислових умовах шляхом випарювання до концентрації свіжого розчину (у місткостях зі змійовиком для теплоносія або в спеціальних випарних апаратах заглибного горіння конструкції УкрНДІхіммашу). Розроблена також технологія одержання гранульованого зневодженого хлористого кальцію шляхом випарювання насиченого розчину до концентрації 37-42 %, подальшого прожарювання на алюмінієвих листах в муфельних печах і дроблення в металічних барабанах. Регенерацію метанолу здійснюють у ректифікаційних колонах шляхом його випаровування з водного розчину. Тиск в колоні дорівнює 0,07 МПа, температура низу колони - 105-110°С, температура верху - 65-70°С.

Розглянуті методи боротьби з гідратоутворенням можна також використовувати для видобутку газу з газогідратних покладів. Розробка материкових ГГП основана на переведенні газу з гідратного у вільний стан з подальшим відбором газу. Розкладання гідрату може здійснюватися за рахунок зниження пластового тиску шляхом відбору частини вільного газу при його наявності в пласті, термохімічної і електроакустичної дії на ГГП.

Крім негативного впливу на процеси видобутку газу, властивості гідратів дають змогу накреслити такі можливі напрями їх промислового використання: одержання надвисоких тисків у замкнутих об'ємах при розкладанні гідрата; розділення суміші вуглеводнів шляхом послідовного переведення через гідрат окремих компонентів в заданому режимі; одержання холоду за рахунок поглинання тепла при утворенні гідрата; ліквідація відкритого газового фонтану створенням гідратної пробки в стовбурі фонтануючої

свердловини; опріснення морської води, яке основане на властивості гідрата пов'язувати в твердий стан тільки молекули води; очистка стічних вод; зберігання газу в гідратному стані; розсіювання високотемпературних туманів і хмар за допомогою гідратів; закачування у вигляді водогідратної емульсії в продуктивні пласти для збільшення коефіцієнта нафтовіддачі; одержання холоду на УКПГ з метою охолодження газу та ін.

8.8. Корозія газопромислового обладнання. Захист свердловинного і наземного обладнання від корозії

Причини і характер корозії. Корозія газопромислового обладнання пов'язана з наявністю в пластовому газі агресивних компонентів: сірководню, вуглекислого газу, кислот жирного ряду (мурашиної, пропіонової, щавлевої, масляної). Агресивні компоненти в присутності води (підошовної, крайової, конденсаційної) вступають з металами в хімічну реакцію і викликають корозію внутрішньої поверхні свердловинного і наземного обладнання.

Трубопроводи в процесі експлуатації додатково зазнають зовнішньої корозії під дією ґрунтового електроліту.

Розрізняють ***хімічну*** та ***електрохімічну корозію***. Під хімічною корозією розуміють процес взаємодії металу з корозійно-агресивними компонентами пластової продукції та експлуатаційними матеріалами і реагентами, які призводять до руйнування металу без виникнення в ньому електричного струму. Для попередження цього виду корозії в робочі рідини, як правило, вводять присадки. Електрохімічна корозія пов'язана з процесами, які відбуваються на поверхні металу в присутності електроліту, і супроводжується протіканням в металі електричного струму. Для захисту від електрохімічної корозії необхідно впливати або на метал, або на середовище, що досягається, наприклад, застосуванням інгібіторів корозії,

присадок, покриттям металічної поверхні. Крім основних видів корозії, спостерігається також ***біокорозія*** металічної поверхні.

Свердловини, трубопроводи і обладнання газових промислів піддаються переважно ***електрохімічній корозії*** під дією атмосфери, пластових і грунтових вод, зовнішнього джерела струму і блукаючих струмів. ***Хімічна корозія*** характерна для трубопроводів і обладнання газопереробних заводів при перекачуванні та переробці сірчистих конденсатів. Прикладами газової хімічної корозії є руйнування лопаток газових турбін газоперекачувальних агрегатів і димогарних труб котельних установок.

За характером корозійного руйнування розрізняють:

- суцільну корозію - рівномірну і нерівномірну, залежно від швидкості корозії на різних ділянках поверхні;
- місцеву корозію - точкову, плямами (виразкову),;
- щілинну (у фланцевих і різьбових з'єднаннях);
- корозійне розтріскування за рахунок одночасної дії агресивного середовища і розтягуючих напруг.

У випадку високих швидкостей руху газорідинного потоку і наявності в продукції механічних домішок корозія посилюється за рахунок ерозії (абразивного стирання) металічної поверхні і зриву з неї захисної плівки рідини.

Найбільш інтенсивна корозія спостерігається в місцях руху електроліту. Корозією в паровій фазі в більшості випадків можна нехтувати.

Інтенсивність і характер корозії окремих елементів газопромислового обладнання залежить від умов його роботи. Узагальнення даних з вуглекислотної корозії на газоконденсатних родовищах Краснодарського краю засвідчує, що корозія фонтанних труб починається з глибини 800-1200 м, зростаючи у напрямі гирла. Однак при високій температурі та мінералізації пластової води кородує практично вся колона труб. Швидкість корозії гладкої частини труб становить 0,2 — 1 мм/рік, нижніх кінців труб і різьбових з'єднань — близько 4

мм/рік. У фонтанній арматурі найбільша корозія спостерігається у місцях різкої зміни напрямку руху газорідинного потоку (поворотах, виступах) і носить в основному виразковий характер. Швидкість корозії ущільнюючих кілець фонтанної арматури становить 7-8 мм/рік, трійників, котушок, засувок - 4-7 мм/рік.

У промислових газопроводах максимально кородіює нижня частина труб, в місцях руху електроліту. У верхній частині труб швидкість корозії значно менша. Характер корозії переважно рівномірний, проте на окремих ділянках спостерігається точкова і виразкова корозія. Швидкість корозії не перевищує 1-2 мм/рік. Обладнання УКПГ кородує рівномірно зі швидкістю до 0,04 мм/рік. У місцях повороту і понижених місцях можлива точкова і виразкова корозія.

Контроль за процесом корозії проводиться шляхом візуального огляду засувок, трійників, труб, сепараторів при їх ремонті; визначення швидкості корозії за контрольними зразками, які встановлюються безпосередньо у вузлах обладнання (за втратою маси матеріалу за час випробування); аналізу продуктів корозії, відібраних з внутрішньої поверхні обладнання і контрольних зразків; аналізу проб пластової рідини на вміст іонів заліза, а також за даними моделювання процесу корозії на стендах в лабораторних умовах чи змонтованих безпосередньо на свердловині або на УКПГ.

Одним з найбільш агресивних компонентів у складі природного газу, який викликає інтенсивну корозію промислового обладнання, є сірководень. Взаємодія металу з сірководнем у водному середовищі призводить до утворення сульфіду заліза та атомарного водню. Частина атомарного водню не з'єднується в молекули і проникає в метал, внаслідок чого він стає крихким і неміцним. Встановлено, що небезпека сульфідного розтріскування металу збільшується з ростом міцності металу на плинність і розрив. При одночасному вмісті в газі H_2S і CO_2 основний вплив на корозію чинить H_2S.

Інтенсивність корозії залежить від концентрації агресивних компонентів у газі, тиску і температури, кількості води в продукції свердловини, ступеня і характеру її мінералізації, кількості та складу конденсату, швидкості та режиму руху газорідинного потоку, характеристики металу обладнання.

При інших рівних умовах швидкість корозії збільшується зі зростанням концентрації і парціального тиску H_2S і CO_2 в газі, загального тиску і температури, вмісту органічних кислот, мінералізації (кислотності) води, турбулентності і швидкості руху газорідинного потоку, розтягуючих напруг в колоні ліфтових труб, вмісту абразивних компонентів у потоці. При заданій концентрації H_2S і CO_2 в газі збільшення об'єму води вище певного значення помітно знижує інтенсивність корозії внаслідок зменшення кількості агресивного компоненту, розчиненого у воді. Швидкість вуглекислотної корозії в жорсткій воді більша, ніж у лужній. Для сірководневої корозії характерна протилежна залежність. У присутності вуглеводневого конденсату швидкість корозії зменшується внаслідок змочування вуглеводнями поверхні металу з утворенням захисної плівки.

Методи захисту газопромислового обладнання від корозії. На практиці застосовують такі методи боротьби з корозією свердловинного і наземного обладнання.

1. Використання корозійно-стійких сталей і сплавів. Для виготовлення газопромислового обладнання використовують термооброблені нержавіючі вуглецеві, низьколеговані та високолеговані сталі марок Х13, 2Х13, Х8, Х9М, 12Х1МФ, 1Х18Н9Т, 18Х1ГШФ та ін., імпортні сталі марок С-75, АР-10М4, АФ-2205, Sonicro 28 та ін., сплав ХН4ОМДТЮ (ЕП-5439-НД), алюмінієві сплави Д16Т, Д16АТ та ін. Обмеженнями в широкому застосуванні цього високонадійного методу боротьби з корозією є дефіцит і висока вартість нержавіючих сталей.

2. Застосування металічних і неметалічних покрить. Для покриття внутрішньої поверхні газопромислового обладнання використовують металічні та неметалічні покриття. Стосовно корозійної дії металічні покриття діляться на анодні й катодні. У катодних покриттях метал покриття (хром, нікель, свинець, мідь та інші метали, більш благородні, ніж залізо) в можливому корозійному процесі є катодом, а сталь - анодом. В анодних покриттях метал покриття (цинк, кадмій, алюміній та інші метали, менш благородні, ніж залізо) в можливому корозійному процесі є анодом, а сталь - катодом. До неметалічних покрить належать органічні матеріали: пластмаси, епоксидні смоли, бакелітовий лак, епоксидно-бакелітові лакофарбові композиції гарячого твердіння БЕЛ-50, БЕЛ-70, ФЛ-777, матеріали на основі каучука, бітумно-асфальтові композиції і неорганічні матеріали, сплави різних силікатів, скляні покриття, які одержують на поверхні металу хімічною або електрохімічною обробкою тощо.

Для захисту зовнішньої поверхні заглибних газопроводів від фунтової корозії застосовують ізоляційні покриття на основі бітумно-гумових і бітумно-полімерних мастик, зверху яких наноситься шар обгорткового матеріалу (склополотно, полімерно-дьогтьобітумні або полімерно-гумо-дьогтьобітумні обгортки, брізол, гідроізол, руберойд, склоруберойд,.. обгорткова толь); полімерні липкі стрічки з полівінілхлориду або поліетилену; імпортні стрічки "Плайкофлекс 340-20", "Плайкофлекс 340-30", "Полікен 980-20", кам'яновугільний пек (важкий залишок від перегонки кам'яновугільного дьогтю); епоксидні та інші смоли (поліефірні, вінілові); обгорткові неткані матеріали та ін.

3. Застосування інгібіторів корозії. Антикорозійні інгібітори створюють захисну плівку на поверхні металу, яка перешкоджає контакту металу з електролітом. За розчинністю в пластовій рідині (воді і вуглеводнях - газовому конденсаті, нафті) розрізняють водорозчинні інгібітори; нафторозчинні

інгібітори; інгібітори, які розчиняються у воді та диспергуються у вуглеводневих рідинах; інгібітори, які розчиняються у вуглеводневих рідинах і диспергуються у воді; інгібітори, які диспергуються у воді та вуглеводневих рідинах. За характером захисної дії виділяють три види інгібіторів корозії.

Інгібітори першого виду реагують з продуктами корозії металу (іонами заліза Fe^{2+} і гідроксильною групою OH^-) і утворюють на його поверхні захисну плівку анодного, катодного чи змішаного типу. До інгібіторів першого типу відносяться неорганічні (мінеральні) солі Na_3PO_4 (анодний тип); $MgCL_2$ (катодний тип); $Ca(HCO_3)_2$ (змішаний тип) та ін.

Інгібітори другого виду забезпечують захист металів утворенням або збільшенням оксидної плівки даного металу на його поверхні, яка перешкоджає подальшому протіканню процесу корозії. До них відносяться такі окислювачі, як хромати, нітрити, молібдати, манганати, концентровані розчини лугу, в які добавлені MnO_2 $NaNO_2$ та ін.

До третього виду відносяться інгібітори органічного походження, які забезпечують захист металу від корозії за рахунок адсорбції інгібітора поверхнею металу. Органічні плівкоутворюючі інгібітори третього типу в основному застосовують у промисловій практиці. До них відносяться водорозчинні інгібітори І-1-В, АНП-2, ВЖС, І-25-Д, ІКШГ, КІ-1, катапін Б-300; нафторозчинні 1-1 -А, АНПО, Донбас, АзНДПІ-72, ІКСГ-1, КО, ІФХАНГаз, КХО, імпортні "Додіген-214" (ФРН), "Севро" (Нідерланди), "Віско-94" (Японія); водонафторозчинні - ІНГАР, ПСІ; вододиспергуючі ІКБ-4, ГКАР-1 та ін.

Для боротьби з вуглекислотною корозією застосовують інгібітори ІКС-1, ВЖС, КХО, КО та ін., при сірководневій корозії - інгібітори АНПО, І-1-А, І-1-В, І-25-Д та ін,. для захисту від сірководневої корозії в середовищах, заражених сульфатовідновлюючими бактеріями,— АНП-2.

Інгібірування свердловин здійснюється такими способами: дозованою подачею рідких інгібіторів з УКПГ за системою інгібіторопроводів у затрубний простір, з якого інгібітор надходить через інгібіторний або циркуляційний клапан у колону насосно-компресорних труб, а при відсутності пакера - безпосередньо на вибій свердловини; дозованою подачею рідких інгібіторів у затрубний простір за допомогою пригирлових інгібіторних установок; періодичною порційною закачкою рідких інгібіторів пересувними насосними агрегатами через затрубний простір або насосно-компресорні труби на вибій свердловини; періодичним закачуванням інгібіторів у рідкому або пароподібному (аерозольному) стані у привибійну зону пласта; введенням у свердловину через спеціальний лубрикатор твердих інгібіторів.

Для попередження корозії агресивними компонентами промислових трубопроводів інгібіторну плівку наносять на внутрішню поверхню трубопроводів шляхом їх поршнювання або здійснюють дозовану подачу інгібіторів корозії на гирлі свердловини чи в інших точках системи збору і внутрішньопромислового транспорту газу.

У випадку необхідності одночасної боротьби з корозією газопромислового обладнання, гідратоутворенням і відкладами солей застосовують суміші інгібіторів (комплексний інгібітор). Одна з таких композицій, запропонована до умов Оренбурзького родовища, містить метанол, інгібітор солевідкладень НТФ та інгібітор корозії І-25-Д.

4. Технологічні методи захисту газопромислового обладнання від корозії. Технологічні методи боротьби з корозією свердловинного обладнання основані на встановленні такого режиму експлуатації свердловини і виборі відповідної конструкції колони ліфтових труб, при яких швидкість потоку газу менша від критичної по всьому стовбуру свердловини, мінімальні напруження в колоні ліфтових труб і відсутні абразивні компоненти в пластовій продукції, різкі зміни

швидкості руху і турбулізація газорідинної суміші. Вони включають обладнання колони ліфтових труб розвантажувальними пристроями для зняття напружень; обмеження швидкості руху газу на гирлі свердловини величиною 11 м/с, при якій, згідно з промисловими дослідженнями на родовищах Краснодарського краю, не відбувається зриву з поверхні труби захисної плівки інгібітора корозії; установку ущільнюючих кілець у зазорі муфтових з'єднань; застосування безмуфтових труб і комбінованої колони труб різного діаметру та ін.

5. Катодний і протекторний захисти застосовуються для захисту від ґрунтової (електрохімічної) корозії обсадних колон, заглибних трубопроводів і промислових споруд одночасно з пасивним захистом (покриттями).

При катодному захисті мінусовий полюс джерела постійного струму підключають до стальної конструкції, яку захищають, а плюсовий полюс - до штучно створеного аноду. Як анод використовують заземлювачі з рейок стального профіля, відходів труб або заземлювачі зі залізокрем'янистого чавуну і стального сердечника з коксовими та іншими наповнювачами, які спеціально випускаються промисловістю. При катодному захисті газопроводів мінімальний захисний потенціал між трубою і грунтом повинен становити (-0,55) - (-0,85)В, а при анаеробній біокорозії - (-0,95)В. Станції катодного захисту з номінальною потужністю від 150 до 3000 Вт розміщують з інтервалом 20-40 км залежно від корозійної активності ґрунтів.

При протекторному захисті спеціальне джерело постійного струму відсутнє, катодом служить поверхня металу, який захищають, анод виготовляють зі сплавів цинку, магнію, алюмінію.

6. Захист газопроводів від корозії блукаючими струмами здійснюється застосуванням електродренажних поляризованих установок.

Контрольні запитання

1. Які основні негативні наслідки експлуатації газових свердловин в пластах з слабозцементованими породами?
2. Які методи застосовують на практиці для боротьби з піскопроявленням?
3. Які причини обводнення газових свердловин?
4. Які методи боротьби з обводненням газових свердловин?
5. Які особливості експлуатації газових свердловин у пластах з підошовною водою?
6. Як розраховують граничний безводний дебіт свердловини?
7. Які критерії використовують для характеристики умов стабільної роботи обводнених газових свердловин?
8. Наведіть залежності для визначення мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з вибою на поверхню.
9. Наведіть залежності для визначення швидкості руху води отримані Тернером і Коулманом.
10. Як вибирають ефективний метод винесення рідини з вибою свердловини на поверхню?
11. В чому полягає метод вузлового аналізу?
12. Які технології і техніку використовують для експлуатації обводнених газових свердловин?
13. В чому полягає суть застосування ПАР при експлуатації обводнених газових свердловин?
14. Як досліджують спінюючі властивості ПАР?
15. Які типи ПАР використовують для винесення рідини з обводнених газових свердловин?
16. Як розраховують кількість ПАР і розчинника при експлуатації обводнених газових свердловин?

17. Які технології подачі ПАР застосовують на практиці?
18. Які області ефективного застосування ПАР для винесення рідини з обводнених газових свердловин?
19. Яка суть застосування диспергаторів при експлуатації обводнених газових свердловин?
20. Яка суть технології застосування плунжерного ліфта при експлуатації обводнених газових свердловин?
21. Які особливості експлуатації газоконденсатних свердловин в умовах ретроградної конденсації вуглеводневої суміші?
22. Які технології застосовують для очищення пористого середовища від сконденсованих вуглеводнів?
23. Які методи попередження і ліквідації гідратів при експлуатації газових свердловин застосовують на практиці?
24. Як розраховують добову витрату інгібітора гідратоутворення?