

Механізм зменшення проникності пласта з водопроявом зумовлений хімічною реакцією катіонів кальцію, магнію, заліза та інших елементів, які вміщуються у пластовій воді, з аніонами солей кремнієвих кислот ванни, що призводить до утворення аморфних або кристалічних осадків гідросилікатів. Ці осадки колюматують поровий простір пласта з водопроявом. Крім того, зі зменшенням рН до 7 і менше паралельно може відбуватися реакція утворення гелеподібних кремнієвих кислот, які характеризуються високою тампонуальною здатністю.

Надходження у свердловину флюїдів за причинами, не пов'язаними зі зменшенням тиску на пласт, не може практично привести до аварійної ситуації. Проте у певних умовах надходження у свердловину флюїду, особливо газу, може зумовлювати розвиток прояву внаслідок зменшення тиску на вибій. Крім того, такі надходження газу можуть спричинити надмірне обважнення бурового розчину, а також виникнення інших ускладнень.

Головним профілактичним заходом у таких ситуаціях є недопущення високої концентрації флюїду в буровому розчині, що досягається якісним промиванням свердловини, регулюванням властивостей розчину і очисткою його від вибуреної породи і газу.

Промивання свердловини під час розкриття зон АВПТ доцільно проводити з підвищеною продуктивністю для зменшення концентрації газу і попередження утворення сальників. Перед підніманням колони труб свердловину потрібно промивати до вирівнювання властивостей бурового розчину на вході і виході. В окремих випадках доцільно обмежувати механічну швидкість проходки для забезпечення якісної очистки бурового розчину від газу. У разі вимушених тривалих простоїв свердловини слід у міру спуску колони труб використовувати проміжні промивання та інші профілактичні заходи.

Організаційні заходи для попередження проявів і викидів спрямовані, як правило, для контролю технічного стану і готовності засобів:

- для виявлення проявів, ПВО;

- для приготування і дегазації бурового розчину та іншого обладнання та інструменту.

Бурова установка має бути забезпечена запасними матеріалами в достатній кількості для ліквідації проявів. Об'єм резервуарів для збереження бурового розчину має дорівнювати об'єму свердловини. Для розкриття зон з можливими флюїдопроявами ці резервуари слід заповнювати буровим розчином з густиною, яка відповідає густині розчину у свердловині. Обв'язка насосів має забезпечити можливість обважнення, приготування і перекачування бурового розчину із запасних резервуарів у свердловину, а також із приймальних резервуарів у запасні без зупинки промивання свердловини.

Важливим з позицій попередження аварійних ситуацій під час розкриття пластів із можливими флюїдопроявами є також підготовка бурового персоналу.

8.3.6. ВИЯВЛЕННЯ ФЛЮІДОПРЯВІВ

Рання діагностика газонафтоводопроявів при відповідному контролі за технологічними процесами буріння свердловин дає змогу попередити розвиток ускладнення і своєчасно вжити ефективних заходів щодо його ліквідації. Надходження флюїду у свердловину під час буріння може бути виявлене контролем рівня бурового розчину в приймальних резервуарах, витрати бурового розчину на вході і виході із свердловини, тиску в нагнітальній лінії насосів і умов СПО.

Контроль рівня бурового розчину в приймальних резервуарах дає змогу виявити прояв у процесі буріння на ранній стадії до виходу флюїду на поверхню. Рівень бурового розчину в приймальних резервуарах контролюють з допомогою рівнемірів різних конструкцій і передачею показів на пульт бурильника. Рівнеміри забезпечені звуковою і світловою аварійною сигналізацією, яка включається з досягненням рівня критичних значень.

Нижче наведена технічна характеристика рівнеміра УП-11М, який виконує неперервне вимірювання і реєстрацію рівня бурового розчину в приймальному резервуарі циркуляційної системи.

Технічна характеристика рівнеміра УП-11М

Діапазон зміни контролюваного рівня, мм	0—900
Основна зведена похибка вимірювань, %	±6
Границі настроювання контактів аварійного сигналу	
від крайніх значень діапазону вимірювань, мм	0—300
Абсолютна похибка видачі аварійного сигналу, мм	±50
Абсолютна похибка ходу діаграми	
за 24 год роботи, хв	±3
Живлення	змінний однофазний струм
Напруга, В	220
Потужність споживання, Вт	100
Термін служби, роки	6
Габарити, мм:	
датчик	254×357×1638
реєстратор	245×416×520
перемикач	100×190×200
Маса, кг	260

Важливою характеристикою рівнеміра для раннього виявлення прояву є оцінка мінімального об'єму флюїду, що надійшов у свердловину, яку можна зафіксувати

$$V_{\min} = \varepsilon S,$$

де ε — чутливість рівнеміра;

S — площа поверхні бурового розчину в приймальних резервуарах.

Своєчасне виявлення проявів з допомогою рівнемірів може бути забезпечене підвищенням його чутливості і зменшенням площі поверхні бурового розчину в резервуарах. Наприклад, чутливість рівнеміра УП-11М — 50 мм і за площі поверхні бурового розчину в резервуарах 30 м² мінімальний фіксуючий об'єм флюїду становить 1,5 м³. У певних геолого-технологічних умовах цей об'єм може перевищувати граничнодопустимий об'єм можливого надходження флюїду з погляду попередження ускладнень.

Зменшення площі поверхні бурового розчину в резервуарах здійснюють за допомогою таких заходів:

ізолюють приймальний резервуар, через який проходить циркуляція, від інших резервуарів;

зменшують поверхню приймального резервуара встановленням перегородки;

встановлюють вихідний рівень бурового розчину після відновлення кругової циркуляції;

коректують положення вихідного рівня з урахуванням об'єму добавок для обробки та обваження бурового розчину, втрат розчину в процесі його очистки.

Переключення насосів або приймального резервуара, перерозподіл об'ємів бурового розчину здійснюють тільки з відома бурового майстра або бурильника.

В американській практиці використовують рівнеміри, що реагують на об'єми до 0,32—0,42 м³.

Контроль витрати бурового розчину на вході і виході із свердловини у разі надходження флюїду з дебітом, що перевищує чутливість витратомірів, дає змогу встановити прояв на найбільш ранній стадії.

Витрату бурового розчину реєструють витратомірами, встановленими у нагнітальній лінії і на гирлі свердловини на початку жолобної системи, а також диференціальними витратомірами, які фіксують різницю витрат на вході і виході.

Найточніше початок флюїдопрояву діагностує диференціальний витратомір, який вимірює не тільки диференціальну витрату, а й рівень бурового розчину в приймальних резервуарах з видачею сигналів аварійних ситуацій.

Технічна характеристика витратоміра ИДР-1

Діапазон індикації диференціальної витрати, м³/с	
(«+» прояв, «-» поглинання)	0 ÷ ±0,005
Діапазон індикації рівня, мм	0 ÷ (+1000); 0 ÷ (-500)
Чутливість індикатора до зміни витрати, м³/с	±0,001
Інформація про диференціальну витрату і рівень	Дискретна
Живлення від мережі змінного струму:	
напруга, В	220
частота, Гц	50
Потужність споживання, Вт	200
Температура навколишнього середовища, °С	±50
Контрольоване середовище	Вода, глинистий розчин
Параметри розчину:	
густина, кг/м³	900—2600
умовна в'язкість, с	15—100
питомий електричний опір, Ом·м	0,03—12
статичне напруження зсуву, Па	0—150
температура, °С	2—80

Контроль тиску в нагнітальній лінії бурових насосів дає змогу в окремих випадках діагностувати флюїдопрояви на ранній стадії. Під час надходження у свердловину флюїду спостерігається зміна тиску в нагнітальній лінії насосів. Залежно від пластового тиску, властивостей бурового розчину і флюїду, а також колекторських характеристик пласта може спостерігатись як зменшення, так і підвищення тиску в нагнітальній лінії бурових насосів.

Баланс тисків у процесі буріння з урахуванням прояву пластового флюїду на вибої визначається співвідношеннями

$$p_n = \begin{cases} p_3 - p_T + \Delta p_T + \Delta p_3 + p_T; \\ p_v - p_T + \Delta p_T, \end{cases} \quad (8.100)$$

де p_n — тиск у нагнітальній лінії насосів;

p_3, p_T — гідростатичні тиски на вибій з боку відповідно затрубного і внутрішньотрубного просторів;

$\Delta p_T, \Delta p_3$ — гідравлічні опори відповідно в елементах бурильної колони і затрубному просторі;

p_T — тиск на гирлі свердловини в затрубному просторі;

p_v — тиск на вибої свердловини з боку проявляючого пласта.

Перше рівняння (8.100) визначає тиск у нагнітальній лінії бурових насосів з урахуванням гідростатичних тисків і гідравлічних втрат, у тому числі внаслідок надходження пластового флюїду, а друге — з урахуванням роботи пласта.

Якщо в процесі буріння у свердловину надходить флюїд із густиною значно меншою за густину бурового розчину, то за невисоких дебітів тиск у нагнітальній лінії буде постійно зменшуватися. Це зумовлено тим, що у міру прояву пласта в затрубному просторі свердловини накопичуватиметься більш легкий флюїд і різниця статичних тисків $p_3 - p_T$ у співвідношеннях (8.100) зменшуватиметься, а підвищення Δp_3 унаслідок збільшення витрати бурового розчину в затрубному просторі не компенсуватиме це зменшення.

За високих пластових тисків і продуктивності пласта може спостерігатись також підвищення тиску в нагнітальній лінії. Це пояснюється тим, що зростання гідравлічних втрат у затрубному просторі не компенсується зменшенням різниці статичних тисків у співвідношеннях (8.100). Ситуації із зростанням тиску в нагнітальній лінії бурових насосів, що передували викидам, зазначали W.D. Borel, R.A. Lewis, В.Д. Шевцов та ін.

Слід зауважити, що зміну тиску на нагнітальній лінії бурових насосів можуть зумовлювати також інші причини, наприклад, закачування у свердловину більш важкого розчину, у разі поглинань і т.ін.

Явна ознака флюїдопрояву — наявність переливу розчину на гирлі свердловини при вимкнених бурових насосах.

Контроль умов СПО дає змогу шляхом зіставлення об'єму бурового розчину, потрібно-го для доливання або витисненого із свердловини, з об'ємом металу колони труб виявити прояв на ранній стадії.

У процесі піднімання колони труб, якщо не вжито заходів для усунення бурового розчину із зовнішньої і внутрішньої стінок труб, слід вносити корективи щодо контролю об'єму розчину для доливання свердловини. Звичайно для цього проводять контрольні вимірювання об'єму доливання свердловини до початку розкриття проявляючого пласта. Результати контрольних вимірювань зіставляють з розрахунковим об'ємом металу труб. Зменшення фактичного об'єму долитого у свердловину бурового розчину порівняно з розрахунковим об'ємом металу труб або контрольними вимірюваннями свідчить про можливість надходження у свердловину флюїду.

Під час спуску колони труб прояв діагностують за збільшенням об'єму бурового розчину в приймальному резервуарі порівняно з розрахунковим або контрольним. Контрольні вимірювання витисненого в процесі спуску колони труб об'єму бурового розчину проводять аналогічно підніманню.

У вітчизняній і зарубіжній практиках для доливання свердловин використовують різні схеми.

Резервуари для доливання, які монтують на одному рівні з підлогою бурової, призначені для заповнення свердловини самопливом (рис. 8.34). Перед початком піднімання колони труб резервуар заповнюють з допомогою бурового насоса. Для попередження стікання бурового розчину в приймальний резервуар у жолобі біля гирла встановлюють заслінку. Проте цю схему не можна використовувати для вимірювань об'єму витисненого бурового розчину під час спуску колони труб.

На рис. 8.35 показана *схема доливання бурового розчину в процесі піднімання колони труб і приймання під час спуску*. Резервуар періодично заповнюється з допомогою бурового насоса. Відцентровий насос забезпечує заповнення свердловини буровим розчином. Схема допускає контроль об'ємів доливного і витисненого розчину при СПО.

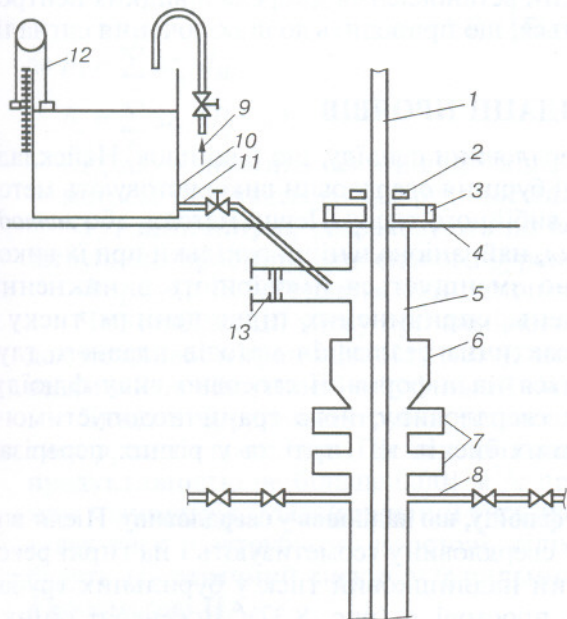


Рис. 8.34. Схема доливання свердловини самопливом під час піднімання бурової колони:

- 1 — буровий труба; 2 — обтирач; 3 — ротор;
- 4 — підлога бурової; 5 — рознімний жолоб;
- 6 — універсальний превентор; 7 — плащечний превентор; 8 — маніфольд; 9' — лінія заповнення;
- 10 — резервуар-мірник; 11 — лінія доливання;
- 12 — індикатор рівня; 13 — заслінка

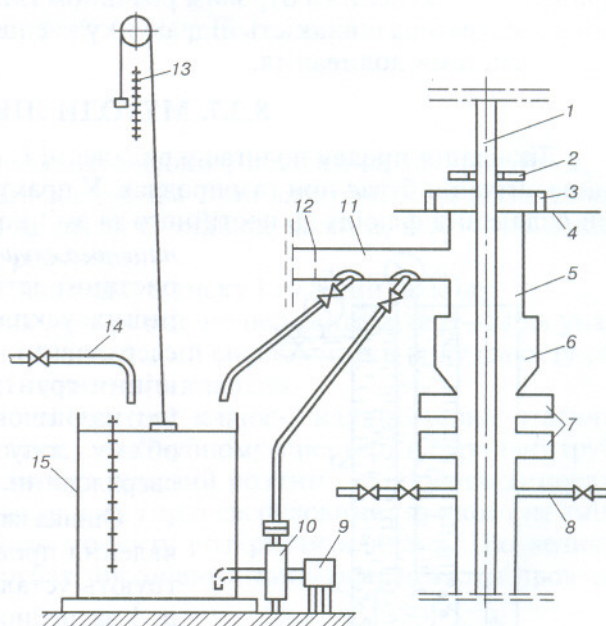


Рис. 8.35. Схема доливання розчину в свердловину і контролю його витіснення:

- 1—8 — позначення див. на рис. 8.34;
- 9 — електродвигун; 10 — відцентровий насос;
- 11 — викидна лінія; 12 — заслінка; 13 — індикатор рівня; 14 — лінія заповнення;
- 15 — резервуар-мірник

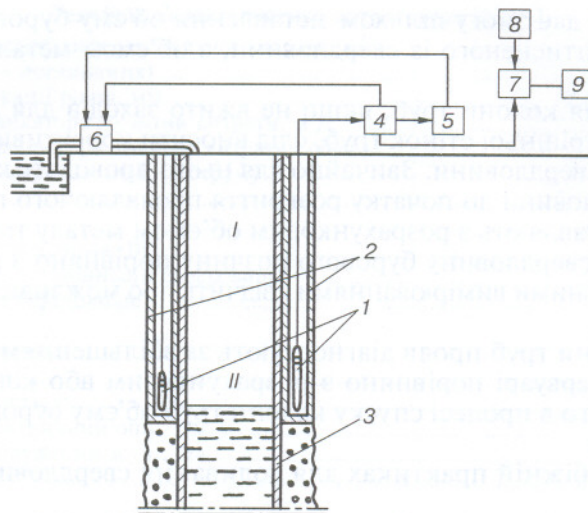


Рис. 8.36. Схема пристрою для автоматичного доливання бурового розчину в свердловину:
 I, II — рівні бурового розчину; 1 — радіоізотопний індикатор рівня; 2 — трубка; 3 — кондуктор;
 4 — блок обробки сигналів; 5 — реле часу; 6 — насос для доливання бурового розчину;
 7 — блок порівняння; 8 — лічильник кількості піднятих свічок; 9 — блок сигналізації

На рис. 8.36 показана функціональна схема апаратури для контролю за рівнем бурового розчину в свердловині. Нейтронне реле включається зі зниженням рівня бурового розчину до глибини розміщення джерела швидких нейтронів. Якщо рівень розчину опуститься нижче його джерела і реєстратора, то швидкість підрахунку на вході підвищиться і з досягненням встановленого порогу подаються сигнали керування звуковою сигналізацією і доливанням рідини. З досягненням буровим розчином глибини встановлення джерела швидких нейтронів і реєстратора швидкість підрахунку зменшиться, що приводить до відключення сигналізації і системи доливання.

8.3.7. МЕТОДИ ЛІКВІДАЦІЇ ПРОЯВІВ

Ліквідація прояву полягає у видаленні із свердловини флюїду, що надійшов. Найскладніша ситуація буває при газопроявах. У практиці буріння свердловин використовують методи видалення флюїду за постійного та змінного вибірного тиску. Перші методи, або *методи плавного глушіння*, найраціональніші, оскільки при їх використанні істотно зменшується ймовірність виникнення інших ускладнень, спричинених підвищенням тиску у свердловині. Практична реалізація методів плавного глушіння ґрунтується на інформації стосовно виду флюїду, що надійшов у свердловину, його граничнодопустимого об'єму, допустимих тисків на гирлі та у різних перерізах свердловини.

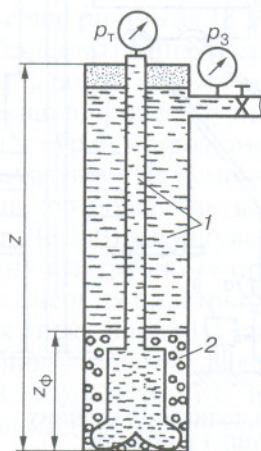


Рис. 8.37. Схема для оцінки виду флюїду, що надійшов у свердловину:
 1 — буровий розчин густиною ρ ;
 2 — флюїд густиною ρ_f ;
 z — глибина свердловини

Оцінка виду флюїду, що надійшов у свердловину. Після виявлення прояву свердловину герметизують і на гирлі реєструють усталений надлишковий тиск у бурильних трубах p_T і затрубному просторі p_3 (рис. 8.37). Інженерні оцінки ґрунтуються на формулах без урахування структурних властивостей бурового розчину, в яких затрубний і внутрішньотрубний простори зображені сполученими посудинами:

$$\begin{aligned} p_n &= p_T + \rho g z; \\ p_f &= \rho - (p_3 - p_T) / (g z_f), \end{aligned} \quad (8.101)$$

де z_{ϕ} — висота стовпа флюїду в затрубному просторі, яка визначається через об'єм флюїду, що надійшов у свердловину, тобто витисненого бурового розчину відразу перед герметизацією свердловини.

Перше рівняння (8.101) дає оцінку пластового тиску на вибої, друге — густини флюїду. Вважають, що при $\rho_{\phi} = 1080\text{—}1200 \text{ кг/м}^3$ у свердловину надходила пластова вода, а при $\rho_{\phi} < 360 \text{ кг/м}^3$ — газ. У випадку $\rho_{\phi} = 360\text{—}1080 \text{ кг/м}^3$ можливе надходження нафти з газом, нафти, води з газом.

В особливих ситуаціях для оцінки виду флюїду використовують додаткову інформацію, наприклад, про динаміку тиску на гирлі свердловини, показання каротажу тощо. Так, за рекомендаціями «АстраханьНИПИгаз» (Росія) уточнена оцінка виду флюїду за його густиною і динамікою тиску на гирлі герметичної свердловини:

Густина флюїду, кг/м^3	Динаміка тиску на гирлі свердловини	Вид флюїду
1000—1200	Тиск не змінюється	Вода, ропа
1000—1200	Тиск зростає	Вода з газом
750—1000	Тиск не змінюється	Нафта
650—750	Те саме	—
650—750	Тиск зростає	Нафта з газом
650—750	—	Нафта з газоконденсатом
400—650	—	Газоконденсат
< 400	Тиск зростає інтенсивно	Газ

Якщо врахувати вплив статичного напруження зсуву θ бурового розчину, то формули (8.101) матимуть вигляд

$$\begin{aligned} p_n &= p_r + \rho g z + 4\theta b_r; \\ p_{\phi} &= \rho - [p_3 - p_r - 4\theta(b_r - b_3)] / (g z_{\phi}), \end{aligned} \quad (8.102)$$

де $b_r = \sum_i \Delta z_i / d_{vi}$;

$$b_3 = \sum_j \Delta z_j / (D_j - d_j);$$

$\Delta z_i, \Delta z_j$ — довжина секцій відповідно бурильної колони з постійним внутрішнім d_{vi} діаметром та кільцевого зазору з постійними зовнішнім D_j та внутрішнім d_j діаметрами.

Тут величину b_r розраховують по всій довжині бурильної колони, а b_3 — по довжині затрубного простору, заповненого буровим розчином.

Формули (8.102) дають точніші оцінки пластового тиску і густини флюїду.

Час стабілізації тиску при вимірюваннях p_3 та p_r має не перевищувати 5—10 хв унаслідок можливої міграції флюїду (газу), що надійшов. Такий спосіб оцінки виду флюїду справедливий за відсутності в бурильній колоні зворотного клапана.

Якщо в бурильних трубах встановлено зворотний клапан, надлишковий статичний тиск p_r визначають так. Після стабілізації тиску в затрубному просторі в бурильні труби з продуктивністю не більше $0,001 \text{ м}^3/\text{с}$ прокачують буровий розчин і слідкують за показанням манометрів. Максимальний тиск нагнітання на гирлі свердловини, за якого не змінюється тиск у затрубному просторі, відповідає моменту розкриття клапана. Цю величину беруть за статичний тиск p_r у бурильних трубах. Виконання такої операції слід проводити з допомогою ЦА.

У зарубіжній практиці, як правило, зворотний клапан у бурильних трубах не встановлюють. Якщо зворотний клапан встановлюють для зменшення перепаду тиску, в клапані свердять отвори діаметром 1,5—3 мм.

Якщо отворів у клапані немає, то тиск у бурильних трубах при закритому гирлі свердловини визначають у такій послідовності.

1. Вимірюють залишковий тиск під час відбору невеликого об'єму (близько 40 л) бурового розчину із затрубного простору і контролюють цей тиск. Якщо тиск зменшується, то

знову випускають такий самий об'єм бурового розчину. Цю операцію повторюють до моменту стабілізації тиску.

2. Потім повільно збільшують тиск у бурильних трубах, нагнітаючи буровий розчин ЦА. До того моменту часу, як манометр у затрубному просторі почне реагувати на підвищення тиску, тиск у бурильній колоні збільшуватиметься за лінійним законом, доки не відкриється клапан. Потім протягом короткого проміжку часу тиск у трубах буде постійним, його й беруть за величину p_T . У процесі цієї операції потрібно контролювати тиск у затрубному просторі. Якщо у зазначений проміжок часу тиск у затрубному просторі збільшуватиметься, то тиск p_T визначається різницею між тиском у бурильних трубах на гирлі свердловини і збільшенням тиску в затрубному просторі.

Граничнодопустимий об'єм флюїду, що надійшов у свердловину. Це такий об'єм в умовах вибою, за якого забезпечується видалення флюїду із свердловини без ускладнень, тобто поглинань, порушення герметичності обсадної колоні і руйнування гирлового обладнання. Граничний об'єм оцінюють на етапі проектування і за потреби уточнюють перед розкриттям зон АВПТ з урахуванням змінених геолого-технологічних умов.

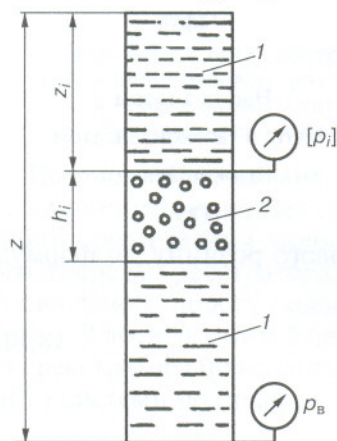


Рис. 8.38. Розрахункова схема:
1 — буровий розчин; 2 — флюїд;
 z — глибина свердловини;
 ρ — густина бурового розчину;
 ρ_f — густина флюїду

На рис. 8.38 показана розрахункова схема для оцінки граничного об'єму флюїду, що надійшов у свердловину, з густиною, меншою ніж у бурового розчину. Безпечне глушіння прояву за заданого вибірного тиску p_b можливе, якщо висота стовпа флюїду з підходом до перерізу z_i не перевищує

$$h_i = \frac{[p_i] + \rho g(z - z_i) - p_b}{(\rho - \rho_f)g}, \quad (8.103)$$

де $[p_i]$ — допустимий тиск для перерізу z_i .

У разі надходження газу густину ρ_f оцінюють для умов перерізу z_i ; допускається також не враховувати густину газу (рекомендації «ВНИИКРнефть»). Під час побудови оцінок граничного об'єму «ВНИИКРнефть» рекомендує тиск на вибої брати рівним

$$p_b = p_n + \Delta p,$$

де Δp — регламентована репресія на пласт відповідно до нормативних документів (див. розділ 8.3.5).

У загальному випадку граничнодопустимий об'єм флюїду, що надійшов у свердловину, визначають за формулою

$$[V_0] = \begin{cases} \min_i (h_i S_i) & \text{— для рідини;} \\ \min_i \left(\frac{\bar{z} T [p_i] h_i S_i}{\bar{z}_i T_i p} \right) & \text{— для газу,} \end{cases} \quad (8.104)$$

де S_i — розрахункова площа поперечного перерізу затрубного простору в інтервалі $[z_i, z_i + h_i]$; p , T , $\bar{z}$ — відповідно тиск, температура і коефіцієнт надстисливості газу при надходженні у свердловину (в умовах вибою);

T_i , $\bar{z}_i$ — відповідно температура і коефіцієнт надстисливості газу для перерізу z_i .

Об'єм газу, що надійшов, у формулі (8.104) зведений до умов на вибої в процесі прояву.

Розрахунки за формулами (8.103) і (8.104) виконують для кожного i -го перерізу стовбура свердловини, небезпечного з позицій можливості виникнення ускладнень. Якщо інформацію щодо виду флюїду не визначено, оцінки будують для газу. Від'ємне значення h_i (за умови $\rho > \rho_f$) хоча б для одного перерізу свідчить про необхідність зміни конструкції свердловини.

Якщо найнебезпечніший переріз за формулою (8.104) і відповідно нижня межа флюїду знаходяться на відстані від вибою, за якої нижчерозташований об'єм затрубного простору

більший за внутрішній об'єм бурильної колони, і можливе видалення флюїду з одночасним закачуванням обважненого розчину, то допустиму висоту стовпа флюїду можна оцінити за формулою

$$h_i^{об} = \frac{[p_i] + \rho g(z - z_i - z_{об}) + \rho_{об} g z_{об} - p_v}{(\rho - \rho_{ф}) g}, \quad (8.105)$$

де $h_i^{об}$ — допустима висота стовпа флюїду з урахуванням $z_{об}$;

$z_{об}$ — оцінена з балансу об'ємів висота стовпа обважненого розчину з густиною $\rho_{об}$.

Величина $h_i^{об}$ і відповідно граничний об'єм флюїду, що надійшов, дають змогу уточнити можливість плавного глушіння флюїдопроявів.

Приклад 8.13. Розглянемо розрахунок оцінок граничнодопустимого об'єму флюїду (газу) на етапі проектування. Вихідні дані: глибина свердловини 5000 м; глибина спуску 219-мм проміжної колони 3500 м; очікуваний пластовий тиск 82 МПа; густина бурового розчину 1720 кг/м³; пласти, небезпечні з позиції поглинання: $z_1 = 4100$ м; $\text{grad}[p_1] = 1,94 \cdot 10^4$ Па/м; $z_2 = 3600$ м; $\text{grad}[p_2] = 1,96 \cdot 10^4$ Па/м; тиск опресовування $p_{оп} = 40$ МПа; густина опресовувальної рідини $\rho_{оп} = 1400$ кг/м³; температура бурового розчину на гирлі свердловини 40 °С; геотермальний градієнт 0,03 °С/м; площа поперечного перерізу затрубного простору: 0—3500 м — 0,0178 м²; 3500—3800 м — 0,0169 м²; 3800—4800 м — 0,0194 м²; 4800—5000 м — 0,0128 м²; відносна густина газу за повітрям $\rho_r^* = 0,7$.

Визначимо допустимі тиски в небезпечних з позицій поглинання пластах:

$$[p_i] = z_i \text{ grad}[p_i]; i = 1, 2;$$

$$[p_1] = 79,54 \text{ МПа}; [p_2] = 70,56 \text{ МПа}.$$

Допустимі тиски в довільному перерізі обсадної колони згідно з рекомендаціями «ВНИИКРнефть» оцінюють за формулою

$$[p_i] = 0,8 p_1 + \rho_{оп} g z_i; i = 3, 4.$$

Тоді в перерізах для нижньої частини обсадної колони $[p_3] = 70,1$ МПа і на гирлі свердловини $[p_4] = 32$ МПа.

Оцінимо за формулою (8.103) у припущенні, що газ невагомий, висоту стовпа флюїду для кожного із небезпечних перерізів. Нехай тиск на вибої свердловини $p_v = 82 + 3,5 = 85,5$ МПа. Тоді за формулою (8.103)

$$h_1 = \frac{79,54 \cdot 10^6 + 1720 \cdot 9,81(5000 - 4100) - 85,5 \cdot 10^6}{1720 \cdot 9,81} = 546 \text{ м};$$

$$h_2 = 514 \text{ м}; h_3 = 587 \text{ м}; h_4 = 1829 \text{ м}.$$

Для газу з відносною густиною 0,7 за рис. 1.9 (див. розділ 1.3.2, том 1) $p_{кр} = 4,66$ МПа і $T_{кр} = 216$ К. Результати розрахунків параметрів стану газу з надходженням у свердловину для кожного із перерізів наведені в табл. 8.27.

Таблиця 8.27

Параметри стану газу в небезпечних перерізах свердловини

z_i , м	p , МПа	$p_{кр}$, МПа	T , К	$T_{кр}$, К	$\bar{z}$
5000	82,00	17,6	463	2,14	1,57
4100	79,54	17,1	436	2,02	1,53
3600	70,56	15,1	421	1,95	1,43
3500	70,10	15,0	418	1,94	1,43
0	32,00	6,9	313	1,45	0,91

Визначимо за формулою (8.104) граничні об'єми флюїду, що надійшов у свердловину, для кожного із небезпечних перерізів:

$$V_{01} = \frac{1,57 \cdot 463 \cdot 79,54 \cdot 10^6}{82 \cdot 10^6 \cdot 1,53 \cdot 436} \cdot 546 \cdot 0,0194 = 11,2 \text{ м}^3;$$

$$V_{02} = \frac{1,57 \cdot 463 \cdot 70,56 \cdot 10^6}{82 \cdot 10^6 \cdot 1,43 \cdot 421} (200 \cdot 0,0169 + 314 \cdot 0,0194) = 9,8 \text{ м}^3;$$

$$V_{03} = 11,0 \text{ м}^3;$$

$$V_{04} = 32,4 \text{ м}^3.$$

Отже, граничнодопустимий об'єм флюїду дорівнює 9,8 м³ і найнебезпечніший переріз — пласт на глибині 3600 м.

Якщо для розрахунку допустимої висоти стовпа флюїду за формулою (8.103) врахувати густину газу, то це збільшить граничний об'єм. Густина газу в цьому випадку оцінюють з допомогою рівняння стану (1.21) (див. розділ 1.3.2, том 1). Наприклад, для перерізу $z_2 = 3600$ м, використовуючи дані про відносну густину газу в нормальних умовах ($p_0 = 0,1$ МПа; $T_0 = 293$ К; $\bar{z}_0 = 1$), одержимо

$$\rho_2 = \rho_{гп} \frac{\bar{z}_0 T_0 [p_2]}{\bar{z}_2 T_2 [p_0]}$$

і відповідно

$$\rho_2 = 0,7 \cdot 1,292 \cdot \frac{1 \cdot 293 \cdot 70,56 \cdot 10^6}{1,43 \cdot 427 \cdot 0,1 \cdot 10^6} = 311 \text{ кг/м}^3,$$

де $\rho_{гп}$ — густина повітря в нормальних умовах (див. табл. 1.13, розділ 1.3.2, том 1).

Тоді допустима висота стовпа флюїду дорівнює 628 м і граничний об'єм — 12,1 м³.

Характеристика методів глушіння проявів. При плавному глушінні проявів флюїд, що надійшов у свердловину, видаляють шляхом промивання при закритому превенторі і за відповідного тиску на гирлі, який змінюють таким чином, щоб забезпечити постійний вибієний тиск. Вибієний тиск має попередити надходження нової порції флюїду із пласта і не викликати інших ускладнень. Така технологія ліквідації проявів сприяє також збереженню колекторських властивостей пласта.

Слід зазначити: якщо при глушінні прояву створювати такий тиск на гирлі свердловини, за якого об'єми закачуваної і витічної із свердловини рідини будуть рівними, то з підйомом газу його об'єм не змінюватиметься і тиск газу незначно зменшиться (внаслідок зниження температури). Це призведе до зростання тиску у свердловині (наприклад, з підйомом газу до гирла тиск на вибої свердловини збільшиться на 70—80%) і, як наслідок, до гідророзривів пластів з поглинаннями і подальшими проявами з міжпластовими перетоками. Тому з підйомом газу його об'єм має збільшуватись, а тиск — зменшуватись.

Характерними ознаками методів глушіння проявів є знаходження колони труб у свердловині, послідовність проведення операцій, умови в свердловині, спосіб контролю за тиском на вибої та ін.

При знаходженні колон труб на вибої (прояв виник у процесі буріння) розрізняють три основних варіанти технології ліквідації проявів з підтримуванням постійного вибієного тиску. Реалізація цих варіантів можлива за наявності циркуляції і якщо об'єм флюїду, що надійшов, менший за граничнодопустимий.

За *першим варіантом* пластовий флюїд вимивають із свердловини до закачування ОБР. На другій стадії закачують ОБР потрібної густини для зрівноважування пластового тиску. Такий підхід спрощує розрахунки (у разі контролю за тиском у нагнітальній лінії) і технологію проведення робіт, але при цьому підвищуються тиск у свердловині і витрати часу на ліквідацію прояву. Цей варіант глушіння прояву називають *двостадійним методом*, або *методом бурильника*.

У *другому варіанті* свердловину герметизують і приготівляють ОБР потрібної густини. Флюїд видаляють із свердловини з одночасним закачуванням ОБР, що сприяє зменшенню тиску при глушінні. Цей варіант технології ліквідації проявів називають *методом очікування і обважнення*. Його використовують за відсутності спливання флюїду (газу), що надійшов у свердловину. Спливання флюїду виявляють за зростанням тиску на гирлі.

У *третьому варіанті* зразу після стабілізації тиску на гирлі відновлюють циркуляцію з одночасним обважненням і закачуванням цього розчину у свердловину. До цього варіанта можна зарахувати випадок, коли в запасних резервуарах знаходиться ОБР з потрібною густиною. Така технологія ліквідації прояву зменшує тиск у свердловині при глушінні і дає змогу ліквідувати прояв за короткі терміни. Цей варіант проведення робіт називають *неперервним методом*.

Якщо колона труб знаходиться вище флюїду, що надійшов у свердловину (прояв виник у процесі СПО), методи плавного глушіння можуть бути реалізованими після доспуску труб до вибою через герметизоване гирло.

Контроль тиску у свердловині під час ліквідації флюїдопроявів з допомогою методів плавного глушіння можна здійснювати за тиском у затрубному просторі на гирлі і в

нагнітальній лінії бурових насосів. Це впливає з рівнянь гідравлічної рівноваги, записаних для вибою свердловини з боку затрубного і внутрішньотрубного просторів

$$p_b = \begin{cases} \rho g(z - z_{\phi}) + \rho_{\phi} g z_{\phi} + \Delta p_{3п} + p_3; \\ p_n + \rho g z - \Delta p_r, \end{cases} \quad (8.106)$$

де p_n — тиск у нагнітальній лінії бурових насосів;

Δp_r , $\Delta p_{3п}$ — гідравлічний опір відповідно в елементах бурильної колони і затрубному просторі.

Контроль тиску у затрубному просторі використовують у разі надходження у свердловину однорідного флюїду (газу, нафти, води) в різних варіантах методів плавного глушіння. Його застосовують за наявності інформації щодо геометрії затрубного простору і розподілу температури у свердловині.

Суть цього методу контролю полягає в тому, що за допомогою регульованого дроселя змінюють тиск у затрубному просторі на гирлі свердловини в процесі вимивання флюїду за попередньо розрахованою діаграмою. На рис. 8.39,а показані характерні моменти, на рис. 8.39,б — діаграма зміни тиску в затрубному просторі при плавному глушінні газопрояву.

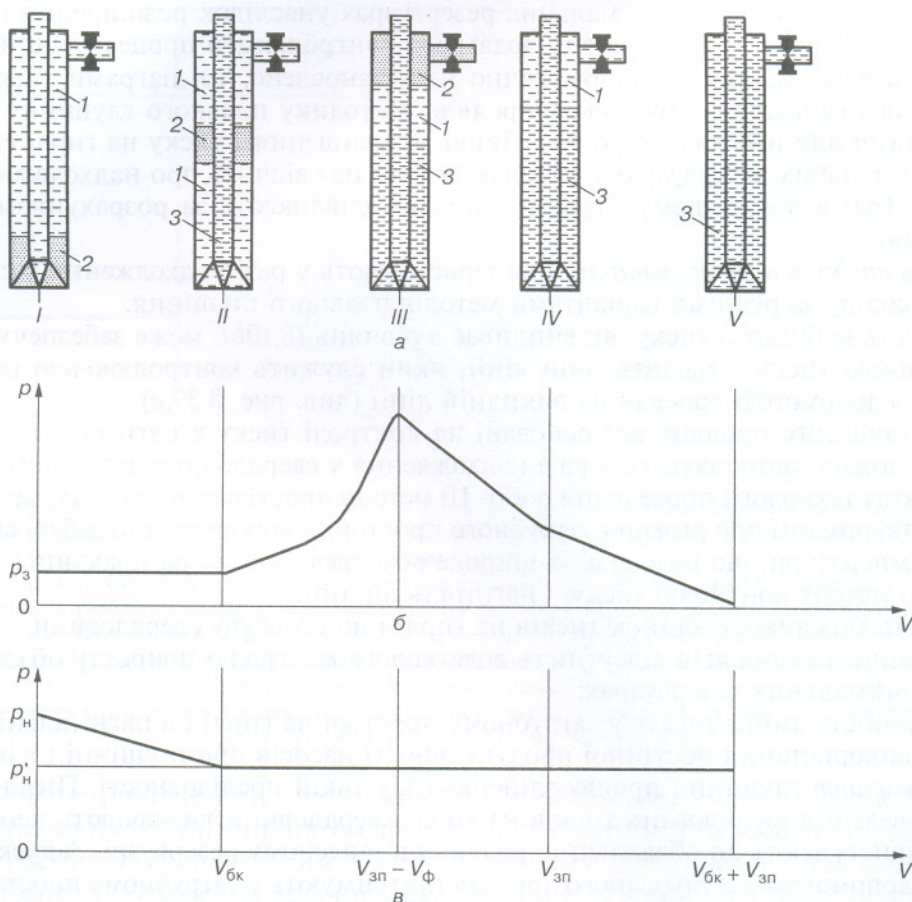


Рис. 8.39. Послідовність операцій (а) і діаграми тисків перед дроселем (б) та у викидній лінії бурових насосів (в) у координатах «об'єм закачаного бурового розчину — тиск» під час ліквідації газопрояву:

I — легкий буровий розчин; 2 — пластовий флюїд; 3 — обважнений буровий розчин;

I — свердловина герметизована; II — бурильна колона заповнена буровим розчином;

III — пачка флюїду надійшла до гирла; IV — пластовий флюїд вимито зі свердловини;

V — свердловина повністю заповнена обважненим буровим розчином;

$V_{бк}$ — об'єм бурильної колони; $V_{3п}$ — об'єм затрубного простору; V_{ϕ} — об'єм флюїду; p_3 — тиск у затрубному просторі; p_n , p_n^1 — тиски нагнітання у викидній лінії

Для підтримування постійного вибійного тиску в процесі вимивання газу (схеми I—III, рис. 8.39,а) слід підвищувати тиск на гирлі свердловини (рис. 8.39,б), що зумовлене розширенням газу. Максимальний тиск на діаграмі відповідає моменту підходу газу до гирла свердловини. Потім у міру випуску газу та вимивання легкого бурового розчину із свердловини тиск у затрубному просторі зменшується за лінійним законом.

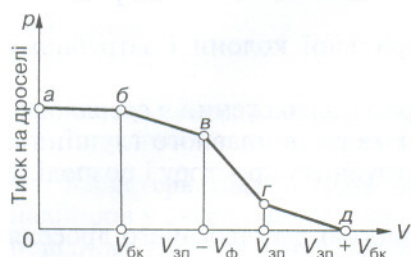


Рис. 8.40. Діаграма зміни тиску на гирлі свердловини в затрубному просторі при плавному глушінні нафто- або водопроявів (умовні позначення див. на рис. 8.39)

Після завершення вимивання газу і легкого бурового розчину тиски на гирлі свердловин в трубах і затрубному просторі дорівнюватимуть нулю.

Діаграма зміни тиску на гирлі свердловини при ліквідації нафто- або водопрояву показана на рис. 8.40. Тут основні характерні ділянки відповідають наведеним для газопроявів і змінюються за лінійним законом.

Основна перевага методів глушіння проявів, які ґрунтуються на контролі тиску в затрубному просторі, полягає у можливості оцінки тисків у довільному перерізі стовбура. За результатами розрахунків діаграми тисків можна одержати оцінки приросту об'єму бурового розчину в приймальних резервуарах унаслідок розширення газу, що дає змогу додатково контролювати процес глушіння.

Якщо вид флюїду, що надійшов, точно не встановлено, то діаграми тисків будують одночасно для газопроявів і нафтоводопроявів. Методику плавного глушіння реалізують за розрахунками для нафтоводопроявів. Якщо зі зменшенням тиску на гирлі свердловини рівень у приймальних резервуарах підвищується, то це свідчить про надходження у свердловину газу. Тоді в подальшому глушіння прояву здійснюють за розрахунками діаграми для газопрояву.

Контроль тиску в нагнітальній лінії використовують у разі надходження у свердловину довільного флюїду за різними варіантами методів плавного глушіння.

Постійність вибійного тиску, як впливає з рівнянь (8.106), може забезпечуватися відповідною зміною тиску в нагнітальній лінії, який служить контролюючою величиною і регулюється з допомогою дроселя на викидній лінії (див. рис. 8.39,в).

Методи глушіння проявів, які ґрунтуються на контролі тиску в нагнітальній лінії бурових насосів, можна застосовувати у разі надходження у свердловину довільного флюїду і в різних варіантах технології проведення робіт. Ці методи прості в розрахунках, не потребують достовірної інформації про розміри затрубного простору у відкритому стовбурі свердловини і розподіл температури, що визначає їх широке розповсюдження на практиці.

Недоліки методу контролю тиску в нагнітальній лінії:

- відсутність можливості оцінок тисків на гирлі і по стовбуру свердловини;
- при глушінні газопроявів відсутність додаткового контролю приросту об'єму бурового розчину в приймальних резервуарах;
- несинхронність зміни тисків у затрубному просторі на гирлі і в нагнітальній лінії;
- потреба використання постійної продуктивності насосів при глушінні і т.ін.

Перший варіант глушіння прояву здійснюють у такій послідовності. Після виявлення прояву і проведення вимірювань тисків на гирлі свердловини визначають необхідну густину ОБР і приступають до обважнення розчину в запасному резервуарі. Запускають бурові насоси і з допомогою регульованого дроселя підтримують у затрубному просторі на гирлі постійний тиск $p_3 + \Delta p$ (p_3 — статичний тиск у затрубному просторі на гирлі; Δp — резерв тиску) до моменту, коли встановиться постійне число подвійних ходів насоса. Фіксують тиск у нагнітальній лінії бурових насосів, який підтримують постійним з допомогою регульованого дроселя до моменту закінчення вимивання флюїду із свердловини (рис. 8.41). Після завершення циклу промивання зупиняють бурові насоси, герметизують гирло свердловини і фіксують тиск на гирлі в трубах і затрубному просторі. Наближена рівність цих тисків свідчить про повне вимивання флюїду.

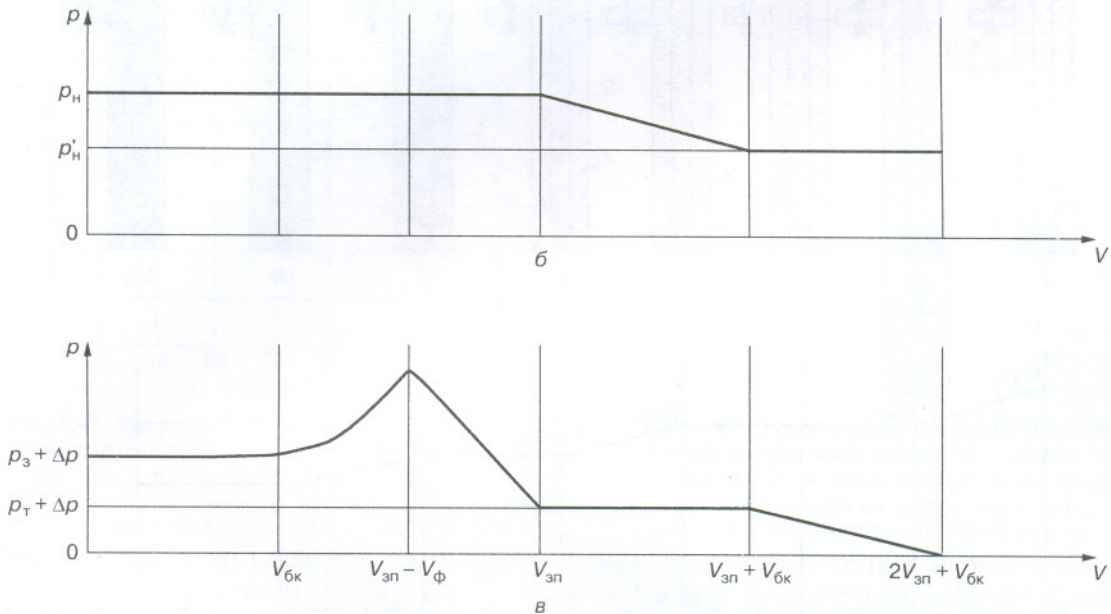
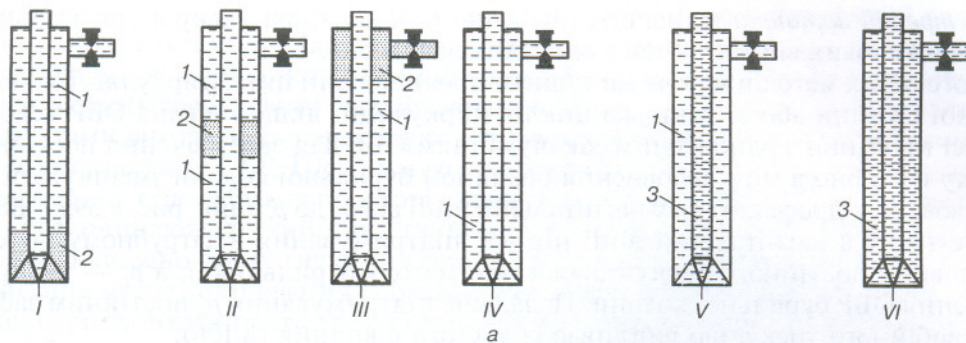


Рис. 8.41. Послідовність операцій (а) і діаграми тисків у викидній лінії бурових насосів (б) та перед штуцером (в) у координатах «об'єм закачаного бурового розчину — тиск» під час ліквідації газопроваяу за методом бурильника:

I — легкий буровий розчин; *2* — пластовий флюїд; *3* — обважнений буровий розчин;
I — свердловина герметизована; *II* — у свердловину закачано буровий розчин об'ємом, рівним об'єму бурильної колони; *III* — пачка флюїду надійшла до гирла; *IV* — пластовий флюїд вимито із свердловини;
V — бурильна колона заповнена обважненим буровим розчином; *VI* — свердловина повністю заповнена обважненим буровим розчином;
 p_t — статичний тиск у трубах, який визначається після закінчення вимивання флюїду;
 решту умовних позначень див. на рис. 8.39

Якщо ОБР не приготовлено, розпочинають дообваження при закритій свердловині. Після приготування розчину протягом другого циклу завершують роботи з глушіння прояву. При цьому підтримують постійним тиск у затрубному просторі на гирлі свердловини до моменту заповнення бурильної колони ОБР. Постійність вибієного тиску при знаходженні в затрубному просторі легкого бурового розчину очевидне і впливає з першого рівняння (8.106) при $z_{\phi} = 0$. У процесі заповнення бурильної колони більш важким буровим розчином тиск у нагнітальній лінії поступово зменшуватиметься до деякого значення, що відповідає початку виходу ОБР в затрубний простір. У подальшому прояв глушать за постійного тиску в нагнітальній лінії, який відповідає початку виходу ОБР в затрубний простір. Постійний тиск у нагнітальній лінії підтримують з допомогою регульованого дроселя. При цьому, як впливає з другого рівняння (8.106), вибієний тиск буде постійним (рис. 8.41).

Другий і третій варіанти технології глушіння при контролі тиску в нагнітальній лінії не мають принципових відмінностей і описуються сумісно.

З допомогою цих методів можна заглушити прояв за один цикл циркуляції за наявності ОБР потрібної густини або за декілька циклів циркуляції, якщо густина ОБР недостатня.

У процесі глушіння з одночасним закачуванням ОБР для забезпечення постійного вибірного тиску потрібно в міру заповнення розчином бурильної колони зменшувати з допомогою регульованого дроселя тиск у нагнітальній лінії від p_n до p'_n (див. рис. 8.39, в). Величина p_n відповідає тиску в нагнітальній лінії під час підтримування в затрубному просторі на гирлі свердловини постійного тиску (аналогічно методу бурильника), а p'_n — тиску на момент заповнення ОБР бурильної колони. Подальше підтримування p'_n постійним забезпечує постійність вибірного тиску, що впливає із другого рівняння (8.106).

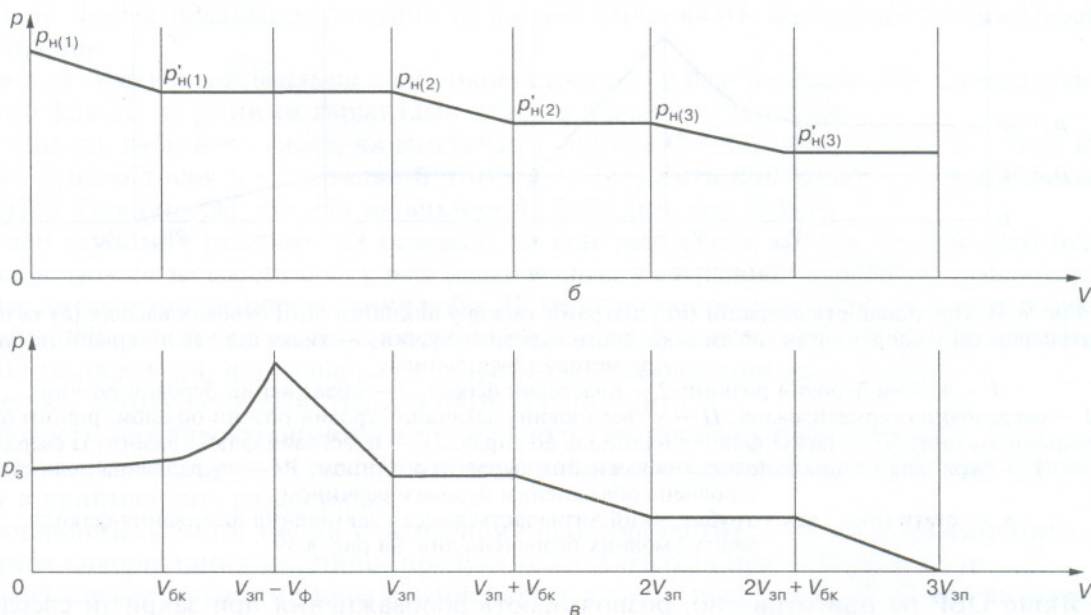
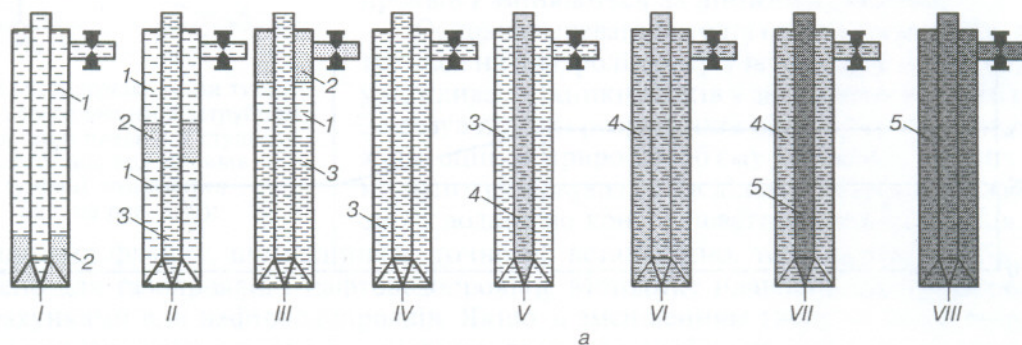


Рис. 8.42. Послідовність операцій (а) і діаграми тисків у викидній лінії бурових насосів (б) та перед дроселем (в) у координатах «об'єм закачаного бурового розчину — тиск» під час ліквідації газопрояву неперервним методом за три цикли циркуляції:

I — легкий буровий розчин; 2 — пластовий флюїд; 3—5 — обважнений буровий розчин;
I — свердловина герметизована; II, V, VII — у свердловину закачано обважнений буровий розчин відповідної густини об'ємом, рівним об'єму бурильної колони; III — пачка флюїду надійшла до гирла;
IV — пластовий флюїд вимито із свердловини; VI, VIII — свердловина повністю заповнена обважненим буровим розчином відповідної густини;
умовні позначення аналогічні рис. 8.39 і 8.41

Якщо густина ОБР недостатня, то глушіння прояву здійснюють у загальному випадку за декілька циклів циркуляції з обважненням розчину до потрібної густини (рис. 8.42).

Основна специфіка такого варіанта проведення робіт полягає у визначенні величин $p_{н(i)}$ та $p'_{н(i)}$ для кожного i -го циклу. Для першого циклу величини $p_{н(1)}$ та $p'_{н(1)}$ визначають так само, як у разі глушіння з використанням ОБР потрібної густини. Потім зупиняють циркуляцію, герметизують свердловину і вимірюють тиски на гирлі в затрубному просторі і трубах. За результатами вимірювань переконуються у вимиванні флюїду із свердловини і уточнюють необхідну густину ОБР. Після цього визначають величину $p_{н(2)}$ другого циклу робіт за постійного тиску в затрубному просторі (аналогічно методу бурильника), оцінюють величину $p'_{н(2)}$ і розпочинають другий цикл глушіння за схемою, описаною для першого варіанта. На рис. 8.42 наведено схему глушіння прояву за три цикли циркуляції.

Реалізація методу очікування і обважнення та неперервного методу дає змогу порівняно з методом бурильника знизити тиск у свердловині в процесі вимивання флюїду. На рис. 8.43 для прикладу показані розрахункові діаграми зміни тиску перед регульованим дроселем для різних варіантів технології плавного глушіння газопояву.

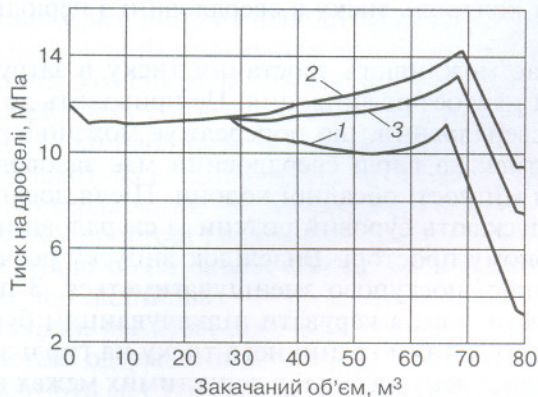


Рис. 8.43. Діаграма зміни тиску в затрубному просторі на гирлі свердловини під час реалізації методів плавного глушіння прояву:
1 — метод очікування і обважнення; 2 — метод бурильника; 3 — неперервний метод

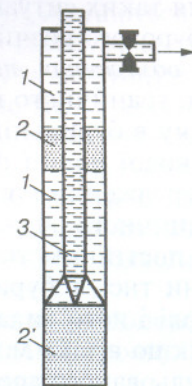


Рис. 8.44. Схема глушіння прояву за частинами:
1 — легкий буровий розчин; 2 — перша частина флюїду; 2' — об'єм флюїду, який підлягає вимиванню на наступних етапах;
3 — обважнений буровий розчин

Методи ліквідації проявів в ускладнених умовах. У ситуації, коли в період стабілізації тиск на гирлі свердловини в затрубному просторі досягає небезпечних величин з позицій можливого виникнення поглинань або порушення міцності обсадної колони і гирлового обладнання, для ліквідації проявів використовують *метод низького тиску перед дроселем*. Застосування цього методу не дає змоги попередити надходження флюїду у свердловину, а тільки зменшує його об'єм до моменту, коли ОБР компенсує тиск на гирлі до значень, які допускають реалізацію методів плавного глушіння.

Прояв флюїду можна ліквідувати в такому випадку за декілька циклів циркуляції з одночасним закачуванням ОБР. Якщо тиск на гирлі в затрубному просторі досягає граничнодопустимого значення, то в свердловину можуть надходити нові порції флюїдів. Об'єм флюїду, що надходить, залежить від проникності пласта, величини депресії і часу її дії. Приплив пластового флюїду можна зменшити підвищенням розходу закачуваного бурового розчину. В міру надходження ОБР в затрубний простір в умовах підтримання постійного тиску на дроселі депресія і об'єм флюїду, що надходитиме у свердловину, зменшуватимуться.

У процесі підйому ОБР в затрубний простір зупиняють насоси і закривають свердловину для стабілізації тиску. При цьому одержують інформацію про доцільність використання методу низького тиску перед дроселем або методу плавного глушіння з контролюванням тиску в нагнітальній лінії. Досвід використання методу низького тиску перед дроселем свідчить, що кожний повторний прояв ліквідувати легше.

Якщо об'єм флюїду, що надходить, перевищує граничнодопустимий та відсутнє його спливання, то можна використовувати *метод глушіння прояву за частинами*, рекомендований В.Д. Шевцовим. На рис. 8.44 показана схема реалізації цього методу глушіння прояву.

Бурильну колону із зворотним клапаном припіднімають на необхідну глибину, за якої об'єм флюїду, що підлягає вимиванню, менший за граничнодопустимий. Першу частину флюїду вимивають за одним із розглянутих методів глушіння. Краще використовувати методи з одночасним закачуванням ОБР, що полегшує умови вимивання наступних частин флюїду. Місце встановлення нижнього кінця бурильної колони визначають за результатами розрахунків.

У герметичній свердловині, в яку надійшов пластовий флюїд, можлива ситуація, коли протягом тривалого часу не проводиться промивання. Такі затримки промивань свердловини звичайно зумовлені необхідністю обважнення бурового розчину або технічними причинами (відсутність енергії, поломки бурового обладнання). У разі надходження газу може спостерігатись його міграція (спливання) в свердловині без розширення. Це призведе до підвищення тиску в свердловині і на її гирлі, через що можуть виникнути ускладнення з важкими наслідками (поглинання або порушення герметичності обсадної колони). Для попередження таких ситуацій слід здійснювати контроль тиску в свердловині з періодичним відбором бурового розчину.

Спосіб обмеження тиску на гирлі допускає можливість зростання тиску в затрубному просторі до граничного внаслідок спливання газу без розширення. Це приводить до збільшення тиску в бурильній колоні і на вибої свердловини, що попереджує можливість надходження нової порції флюїду. Граничний тиск на гирлі свердловини має задовольняти умови попередження поглинань і порушення міцності обсадної колони. Після досягнення тиском граничного значення періодично випускають буровий розчин із свердловини, підтримуючи постійним тиск на гирлі в затрубному просторі. Внаслідок випуску розчину із свердловини тиск у бурильних трубах і на вибої поступово зменшуватиметься. З появою газу на гирлі і його видаленні вибійним тиском можна керувати підкачуванням бурового розчину (якщо є така можливість) або підтримуванням граничного тиску на гирлі з допомогою регульованого дроселя. Після стабілізації тиску на гирлі в допустимих межах випуск газу припиняють і свердловину залишають у стані спокою до появи можливості її промивання. Якщо можливе підкачування бурового розчину, то газ випускають з одночасним підкачуванням і підтримуванням тиску на гирлі, який має дорівнювати граничному до повного видалення газу. Контроль вибійного тиску здійснюють за тиском у бурильних трубах відповідно до другого рівняння (8.106) при $\Delta p_T = 0$.

Спосіб постійного тиску на вибої передбачає регулювання тиском шляхом періодичних відборів бурового розчину із затрубного простору в умовах підтримування тиску в бурильній колоні на заданому рівні. Після початку виходу газу із свердловини можлива реалізація прийомів, зазначених для способу обмеження тиску на гирлі.

Під час виникнення прояву в процесі СПО флюїд може знаходитись нижче долота. Це утруднює побудову оцінок пластового тиску і виду флюїду (тиски у затрубному і внутрішньотрубному просторах не є інформативними). З огляду на ситуацію можна використовувати незалежно або послідовно такі заходи:

допуск бурильної колони до вибою примусовий або під тиском при герметичному гирлі свердловини;

затиснювання флюїду в пласт;

контроль тиску на гирлі свердловини протягом необхідного часу без циркуляції бурового розчину;

обважнення бурового розчину і заміщення легкого розчину на обважнений при певній глибині знаходження колони труб.

Допуск бурильної колони із встановленим зворотним клапаном проводиться через закритий превентор звичайним способом, якщо вага колони достатня, або примусово з допомогою спеціальних пристроїв.

«ВНИИКРнефть» рекомендує застосовувати цей захід з надходженням флюїду в свердловину об'ємом, який не перевищує половини граничнодопустимого об'єму, а також в умовах переливу свердловини з продуктивністю, меншою за $0,002 \text{ м}^3/\text{с}$. У процесі спуску бурильної колони контролюють відповідність об'єму розчину, що витікає із свердловини, об'єму опущених труб, а також тиск на гирлі в затрубному просторі.

Рівність цих об'ємів і постійний тиск на гирлі свідчать про відсутність спливання флюїду. Підвищення тиску на гирлі свердловини є ознакою входження бурильної колони в інтервал знаходження флюїду. В подальшому прояв ліквідують з допомогою методів плавного глушіння.

Якщо спостерігається міграція флюїду по стовбуру свердловини, то в процесі спуску колони тиск на гирлі постійно підвищуватиметься в умовах рівності об'ємів опущених труб і витисненого розчину. Тому під час спуску колони труб слід постійно коректувати тиск на гирлі згідно з методами контролю тиску (додатковий відбір бурового розчину для забезпечення розширення газу).

Затиснювання флюїду в пласт застосовують у випадках, коли нижній кінець колони труб знаходиться на значній відстані від вибою і пласт здатний поглинати. Цей прийом використовують також у ситуаціях, коли розрахунковий тиск на гирлі свердловини під час ліквідації прояву методами плавного глушіння перевищує допустимий для гирлового обладнання або у разі вмісту в флюїді сірководню. В останньому випадку намагаються скоротити терміни ліквідації прояву для запобігання міграції сірководню по стовбуру свердловини.

Флюїд затиснюють повільним нагнітанням бурового розчину в затрубний простір із контролем тиску і об'єму розчину, закачуваного у свердловину. Якщо тиск у затрубному просторі на гирлі наближається до допустимого, то нагнітання бурового розчину зупиняють і за свердловиною встановлюють постійний нагляд. Зменшення тиску в затрубному просторі на гирлі свердловини свідчить про надходження флюїду в пласт. Після стабілізації тиску в затрубному просторі повторюють нагнітання бурового розчину. Операцію вважають закінченою, якщо об'єм закачуваного у свердловину бурового розчину буде більшим за об'єм флюїду, що надійшов.

Контроль тиску на гирлі свердловини без циркуляції використовують як допоміжний спосіб з метою одержання резерву часу для підготовчих робіт з ліквідації прояву. При цьому застосовують методи контролю тиску в свердловині, які описано вище.

Заміну бурового розчину обважненням при даній глибині знаходження колони труб використовують з метою полегшення робіт для глушіння прояву. Доцільність застосування цього заходу визначається умовами прояву і ситуацією в свердловині. Технологія проведення операції заміни бурового розчину обважненням аналогічна вищеописаним.

Якщо прояв супроводжується поглинанням у вищезалегалих пластах, *установлюють баритові пробки*. Мета цього заходу полягає у розмежуванні проявляючого пласта від поглинаючого пласта для подальшого проведення ізоляційних робіт із ліквідації поглинання і підготовки умов для глушіння прояву. Механізм дії баритової пробки оснований на підвищенні гідростатичного тиску на пласт із проявом і утворенні надійного екрана в свердловині між пластом із флюїдопроявом і поглинаючим пластом завдяки зустрічним потокам: седиментації твердої фази в баритовій пробці і надходженню флюїду із пласта.

Суспензію для одержання пробки готують із бариту і води з добавкою триполіфосфату натрію (ТПФН) та в окремих випадках лігносульфонатів (КССБ-2, КССБ-4, ФХЛС) і каустичної соди.

У табл. 8.28 наведено типові рецептури приготування 1 м³ суспензії і одержання баритової пробки (за даними «ВНИИКРнефть»). Добавки лігносульфонатів становлять до 1,5%. Вважають, що швидкість осідання бариту в суспензії знаходиться в межах 0,3—1,0 м/с.

Таблиця 8.28

Рецептура і об'єм баритової пробки

Густина баритової суспензії, кг/м ³	Маса компонентів для 1 м ³ суспензії, кг		Об'єм баритової пробки із 1 м ³ суспензії, м ³
	барит	ТПФН	
1630	820	2,00	0,32
1860	1120	2,74	0,44
2050	1360	3,34	0,53
2240	1600	3,92	0,63
2410	1810	4,43	0,71
2550	1980	4,90	0,76
2660	2130	5,26	0,83

За рекомендаціями «ВНИИКРнефть» об'єм баритової пробки вибирають із розрахунку її підйому на 150—350 м вище долота. Протиснювання здійснюють буровим розчином до повного витиснення баритової пробки в затрубний простір.

Для приготування баритової пробки можна використовувати цементно-змішувальний агрегат, що дає змогу розвантажувати барит із допомогою повітря, і ЦА. Рідину для розчинення готують залежно від об'єму в приймальному резервуарі ЦА або в окремому резервуарі. Після закачування баритової пробки піднімають колону труб із установленням долота вище інтервалу пробки.

Принципи вибору і розрахунку технологічних параметрів глушіння проявів. *Вибір густини бурового розчину* здійснюють із умови зрівноваження пластового тиску. В інженерній практиці потрібну густину ОБР оцінюють за результатами вимірювань тисків на гирлі закритої свердловини (див. рівняння (8.101))

$$\rho_{об} = \rho + \frac{p_r}{gz} + \Delta\rho, \quad (8.107)$$

де $\Delta\rho$ — деякий запас густини.

Відомі різні рекомендації щодо вибору величини запасу густини у (8.107).

За рекомендаціями «ВНИИКРнефть», величину $\Delta\rho$ слід визначати за нормованим перепадом тиску на пласт згідно з «Едиными техническими правилами...».

У практиці зарубіжних фірм приймали $\Delta\rho = 40 \text{ кг/м}^3$ при контролі тиску в нагнітальній лінії та $\Delta\rho = 0$ при контролі тиску в затрубному просторі. На цей час поширені рекомендації для вибору густини бурового розчину із умови урівноваження пластового тиску, тобто $\Delta\rho = 0$.

У разі використання бурових розчинів з високими тиксотропними властивостями густину бурового розчину, яка потрібна для зрівноваження пластового тиску, оцінюють із допомогою першого рівняння (8.102)

$$\rho_{об} = \rho + (p_r + 4\theta b_r)/gz. \quad (8.108)$$

Для методу низького тиску перед дроселем орієнтовну густину ОБР визначають за формулою

$$\rho_{об} = \rho + (p_n - p_{но})/gz + \Delta\rho, \quad (8.109)$$

де p_n — тиск у нагнітальній лінії під час промивання свердловини з максимально допустимим тиском на гирлі;

$p_{но}$ — тиск у нагнітальній лінії за нормальних умов промивання з витратою бурового розчину, прийнятою для глушіння прояву.

На *вибір витрати бурового розчину* під час глушіння прояву впливають суперечливі вимоги. Збільшення витрати прискорює глушіння, підвищує тиск на пласт унаслідок гідравлічного опору в затрубному просторі, а зменшення витрати має істотні переваги у критичних ситуаціях процесу глушіння, а саме:

забезпечення резерву тиску в нагнітальній лінії;

зменшення швидкості обважнення бурового розчину до рівня згідно з технічними можливостями обладнання;

одержання запасу часу для прийняття рішень та ін.

Остання група вимог, як правило, вагоміша, і на практиці продуктивність насосів для глушіння беруть рівною від 1/2 до 2/3 продуктивності, яку застосовували в процесі буріння.

Розрахунки діаграм тисків плавного глушіння проявів з контролем тиску в затрубному просторі на гирлі в інженерній практиці здійснюють звичайно з допомогою статичних моделей з урахуванням таких основних припущень:

флюїд, що надходить у свердловину, є газом або рідиною;

газ має вигляд єдиного пухиря і займає всю площу поперечного перерізу затрубного простору;

фактичний об'єм флюїду і діаметр свердловини відомі;

рух бурових розчинів і флюїду послідовний;

термічні умови свердловини відомі;
розчиненість газу не враховується.

На рис. 8.45 показана розрахункова схема плавного глушіння прояву з одночасним закачуванням ОБР. У статичних моделях розрахунки тиску на гирлі в затрубному просторі здійснюють із умови постійності вибійного тиску $p_b = \text{idem}$ (у випадку використання ОБР із потрібною густиною $p_b = \rho_{об} g z$). Діаграму керування тиском залежно від об'єму V закачуваного розчину будують по-спідовно знизу вверх з урахуванням характерних ситуацій, зумовлених положенням флюїду у свердловині та особливостями технологічних операцій і геометрії затрубного простору (див. рис. 8.39—8.42).

Спочатку визначають тиск на нижній межі флюїду для поточної глибини її знаходження

$$p_{фн} = \begin{cases} p_b - \rho g z_{л}, & \text{якщо } V \leq V_{бк}; \\ p_b - (\rho_{об} z_{об} + \rho z_{л})g, & \text{якщо } V > V_{бк}, \end{cases} \quad (8.110)$$

де $V_{бк}$ — об'єм внутрішньотрубного простору бурильної колони.

Розміри стовпів легкого і обважненого бурових розчинів знаходять за об'ємними співвідношеннями, наприклад:

$$z_{л} = \begin{cases} V/S, & \text{якщо } V \leq V_{бк}; \\ V_{бк}/S, & \text{якщо } V > V_{бк}, \end{cases}$$

де S — розрахункова площа поперечного перерізу затрубного простору у відповідному інтервалі.

Якщо у свердловину надійшов газ, то його стан з достатньою точністю можна оцінити за умовами на нижній межі ($p_{фн}$, T_n , $\bar{z}_n$).

Тоді об'єм газу визначають із урахуванням умов його надходження (p_n , T_n , $\bar{z}_n$)

$$V_{фн} = V_{ф} \frac{\bar{z}_n T_n p_n}{\bar{z}_n T_n p_{фн}}, \quad (8.111)$$

за яким розраховують величину $z_{ф}$.

Тиск на верхній межі можна визначити за допомогою барометричної формули, яка матиме вигляд

$$p_{фв} = p_{фн} \exp \left(\frac{\rho_g^* \rho_n g T_0 z_{ф}}{\bar{z}_n p_0 T_n} \right), \quad (8.112)$$

де ρ_g^* , ρ_n — відповідно відносна густина газу за повітрям і густина повітря за нормальних умов (p_0 , T_0).

Тоді тиск на гирлі свердловини p_r , який забезпечує постійний вибійний тиск p_b , при об'ємі V закачуваного розчину знаходять за формулою

$$p_r = \begin{cases} p_{фв} - \rho g z_1 & \text{— для газу;} \\ p_{фн} - \rho_{ф} g \frac{V_{ф}}{S} - \rho g z_1 & \text{— для рідини,} \end{cases} \quad (8.113)$$

де z_1 визначають із умови балансу глибин (див. рис. 8.45).

Тиск на момент вимивання флюїду із свердловини (див. рис. 8.39, 8.40)

$$p_r = (\rho_{об} - \rho) g \frac{V_{бк}}{S}. \quad (8.114)$$

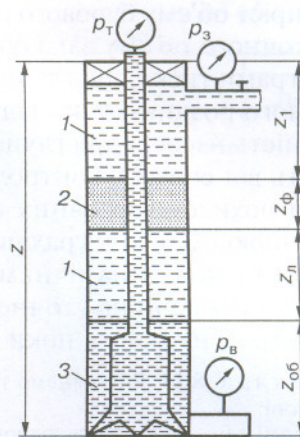


Рис. 8.45. Схема положення флюїду в затрубному просторі при глушінні прояву:

1 — легкий буровий розчин;

2 — флюїд; 3 — обважнений

буровий розчин;

$z_{об}$, $z_{л}$, $z_{ф}$, z_1 — висоти відповідних стовпів розчинів та флюїду;

p_r — тиск у трубах; p_z — тиск на гирлі свердловини у затрубному просторі;

p_b — тиск на вибої

Приріст об'єму бурового розчину в приймальних резервуарах унаслідок розширення газу для поточного об'єму закачуваного розчину визначається різницею об'ємів $V_{\text{фн}}$ та $V_{\text{ф}}$.

Діаграми тиску при глушінні прояву можуть бути побудовані залежно як від об'єму V закачуваного розчину, так і від часу $t = V/Q$ або кількості ходів насоса $n = V/Q_n$, де Q — продуктивність насосів при глушінні; Q_n — продуктивність за один хід насосів. Вибір діаграми залежить від способу контролю тисків під час глушіння прояву.

Для похило-скерованих свердловин (ПСС) побудови діаграми тисків виконуються за аналогічною схемою з урахуванням інформації про траєкторію свердловини.

Відомі також динамічні моделі розрахунку процесу глушіння проявів. Проте їх застосування, незважаючи на уточнення тисків на гирлі і у стовбурі свердловини внаслідок гідравлічних втрат, не мають поки що широкого розповсюдження у вітчизняній практиці.

Приклад 8.14. Розглянемо технологічні розрахунки плавного глушіння з контролем тиску в затрубному просторі.

Вихідні дані: глибина свердловини на початок прояву 3000 м; глибина спуску 219-мм проміжної колони 2100 м; діаметр свердловини у відкритому стовбурі 195 мм; внутрішній діаметр проміжної колони 197 мм; компоновка бурильної колони: 146-мм ОБТ із внутрішнім діаметром 74 мм — 200 м; 127-мм бурильні труби з товщиною стінки 10 мм — до гирла; густина бурового розчину $\rho = 1520$ кг/м³; об'єм флюїду, що надійшов у свердловину, $V_{\text{ф}} = 4,5$ м³; тиск на гирлі в затрубному просторі $p_3 = 9,1$ МПа і в трубах $p_t = 5,5$ МПа; відносна густина газу за повітрям $\rho_r = 0,7$; температура на гирлі 32, на вибої 57 °С.

Розрахункові значення площ поперечного перерізу затрубного простору: між ОБТ і відкритим стовбуром 0,0131 м²; бурильними трубами і відкритим стовбуром — 0,0172 м²; бурильними трубами і обсадною колоною — 0,0178 м². Розрахункові об'єми, м³: бурильної колони — 26,04; затрубного простору — 52,07 (ОБТ і відкритий стовбур 2,62; бурильні труби і відкритий стовбур 12,04; бурильні труби і обсадна колона 37,41).

Враховуючи, що об'єм флюїду, що надійшов, більший за об'єм затрубного простору в інтервалі ОБТ, визначимо висоту стовпа флюїду

$$z_{\text{ф}} = 200 + \frac{4,5 - 2,62}{0,0172} = 309 \text{ м.}$$

За формулою (8.100) оцінимо густину флюїду, що надійшов:

$$\rho_{\text{ф}} = 1520 - \frac{(9,1 - 5,5) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 309} = 332 \text{ кг/м}^3.$$

Можна припустити, що у свердловину надійшов газ.

За формулою (8.107) оцінимо потрібну густину ОБР для глушіння прояву і відповідно до вимог нормативних документів беремо $\rho_{\text{об}} = 1800$ кг/м³ (репресія при цьому становить 2,7 МПа). Тоді вибієний тиск для глушіння прояву дорівнює гідростатичному тиску стовпа ОБР: $p_{\text{в}} = 52,97$ МПа.

Для виконання розрахунків приймаємо, що абсолютна температура змінюється з глибиною за лінійним законом $T = 305 + 8,333 \cdot 10^{-3} z$.

Таблиця 8.29

Результати розрахунку плавного глушіння прояву (метод очікування обважнення)

Об'єм закачуваного розчину, м ³	Глибина знаходження меж газу, м		Об'єм газу, м ³	Тиск на гирлі, МПа	Приріст об'єму бурового розчину в приймальному резервуарі, м ³
	нижня	верхня			
0	3000	2697	4,40	11,7	—
2,6	2800	2539	4,49	11,3	—
5,0	2662	2397	4,55	11,3	0,05
10,0	2371	2097	4,71	11,4	0,21
14,7	2100	1825	4,89	11,5	0,39
20,0	1799	1510	5,15	11,7	0,65
26,0	1460	1149	5,54	12,0	1,04
28,7	1313	985	5,83	11,8	1,33
30,0	1239	902	6,00	11,7	1,50
35,0	958	571	6,89	11,7	2,39
40,0	677	196	8,58	12,2	3,08
42,0	563	14	9,77	12,9	5,27
42,2	554	0	9,87	13,0	5,37
52,1	0	—	—	4,0	—
78,1	—	—	—	0	—

Результати розрахунку плавного глушіння прояву (метод бурильника)

Об'єм закачуваного розчину, м ³	Глибина знаходження меж газу, м		Об'єм газу, м ³	Тиск на гирлі, МПа	Приріст об'єму бурового розчину в приймальному резервуарі, м ³	Примітка
	нижня	верхня				
0	3000	2697	4,40	11,7	—	Перший цикл (вимивання флюїду)
2,6	2800	2539	4,49	11,3	—	
5,0	2662	2397	4,55	11,3	0,05	
10,0	2371	2097	4,71	11,4	0,21	
14,7	2100	1825	4,89	11,5	0,39	
20,0	1799	1510	5,15	11,7	0,65	
26,0	1460	1149	5,54	12,0	1,04	
30,0	1239	908	5,89	12,3	1,49	
35,0	958	591	6,53	12,9	2,03	
42,0	563	99	8,26	14,3	3,76	
43,3	491	0	8,75	14,7	4,24	
52,1	—	—	—	8,2	—	Другий цикл (заміна легкого бурового розчину)
78,1	—	—	—	8,2	—	
80,7	—	—	—	7,7	—	
92,7	—	—	—	5,8	—	
130,2	—	—	—	0	—	

Для $\rho_r^* = 0,7$ за рис. 1.9 (див. розділ 1.3.2, том 1) одержимо $p_{кр} = 4,16$ МПа та $T_{кр} = 216$ К. Коефіцієнт надстисливості газу для вибійних умов ($p_n = 50,23$ МПа; $T_n = 330$ К) визначимо за допомогою рівняння Редліха—Квонга (1.25) (див. розділ 1.3.2, том 1) $\bar{z}_n = 1,182$.

Основні результати розрахунків процесу глушіння газопрояву з одночасним закачуванням ОБР наведені в табл. 8.29. Для порівняння в табл. 8.30 наведені результати розрахунку плавного глушіння газопрояву методом бурильника за два цикли (перший цикл — вимивання флюїду із свердловини легким буровим розчином, другий цикл — заміна легкого розчину на обважнений).

Для ілюстрації розглянемо послідовність обчислення технологічних параметрів для глушіння прояву з одночасним закачуванням ОБР $V = 30$ м³. Враховуючи, що об'єм закачуваного розчину більший за внутрішній об'єм бурильної колони, визначимо розміри стовпів бурового розчину:

$$z_{об} = 200 + (30 - 26,04 - 2,62) / 0,0172 = 278 \text{ м};$$

$$z_{л} = 900 - 278 + (30 - 14,66) / 0,0178 = 1483 \text{ м}.$$

За формулами (8.110) розрахуємо тиск на нижній межі газу

$$p_{фн} = 52,97 \cdot 10^6 - (1800 \cdot 278 + 1520 \cdot 1438) 9,81 = 25,95 \text{ МПа}.$$

Температура на нижній межі

$$T_n = 305 + 8,333 \cdot 10^{-3} \cdot 1239 = 315,3 \text{ К}.$$

Із рівняння Редліха—Квонга $\bar{z}_n = 0,852$. Тоді об'єм газу за умовою (8.111)

$$V_{фн} = 4,5 \frac{0,852 \cdot 315,3 \cdot 50,23}{1,182 \cdot 330 \cdot 25,95} = 6,0 \text{ м}^3,$$

довжина стовпа газу $z_{ф} = 6,0 / 0,0178 = 337$ м; легкого бурового розчину $z_{л} = 902$ м.

Тиск на верхній межі газу за формулою (8.112)

$$p_{фв} = 25,95 \exp \left(- \frac{0,7 \cdot 1,292 \cdot 9,81 \cdot 293 \cdot 337}{0,852 \cdot 10^5 \cdot 315,3} \right) = 25,12 \text{ МПа}.$$

Із рівняння (8.113) необхідний тиск на гирлі в затрубному просторі

$$p_r = 25,12 \cdot 10^6 - 1520 \cdot 9,81 \cdot 902 = 11,7 \text{ МПа}.$$

Приріст об'єму бурового розчину в приймальному резервуарі внаслідок розширення газу дорівнює 1,5 м³.

За даними табл. 8.29 і 8.30, для $V = 2,6$ м³ нижня межа газу знаходиться вище ОБТ, для $V = 26,0$ м³ — ОБР заповнив бурильну колону і т.ін. Результати розрахунків показують характер зміни тиску на гирлі свердловини у разі глушіння прояву двома методами.

Розрахунки в методах плавного глушіння з контролем тиску в нагнітальній лінії зводяться, по суті, до визначення величин p_n та p'_n (див. рис. 8.39,в; 8.41,б; 8.42,б).

Величину p_n знаходять за формулою

$$p_n = \Delta p_{\text{ис}} + p_t + \Delta p, \quad (8.115)$$

де $\Delta p_{\text{ис}}$ — гідравлічні втрати в циркуляційній системі під час промивання з витратою бурового розчину, прийнятою для глушіння прояву;

Δp — необхідний запас тиску.

Звичайно гідравлічні втрати $\Delta p_{\text{ис}}$ рекомендується визначати експериментально безпосередньо на свердловині.

Допускається використовувати також формули перерахунку

$$\Delta p_{\text{ис}} = \Delta p_{\text{ис}}^{(1)} (Q / Q_1)^\alpha, \quad (8.116)$$

де $\Delta p_{\text{ис}}^{(1)}$ — гідравлічні втрати в циркуляційній системі для даної глибини свердловини у разі промивання з витратою бурового розчину Q_1 .

Величину α беруть рівною 1,9 або 2.

Кінцевий тиск p'_n у нагнітальній лінії на момент заповнення бурильної колони ОБР розраховують за формулою

$$p'_n = \Delta p_{\text{ис}} \frac{\rho_{\text{об}}}{\rho}. \quad (8.117)$$

Для керування тиском у нагнітальній лінії результати розрахунків подають звичайно у графічному вигляді (рис. 8.39,в) залежно від об'єму закачуваного розчину, часу закачування розчину або кількості ходів насосів.

Для глушіння прояву за декілька циклів циркуляції з поступовим обважненням бурового розчину спочатку з допомогою формул (8.115) і (8.117) визначають тиски p_n та p'_n . Потім в i -му циклі глушіння в умовах закачування бурового розчину з густиною ρ_i тиск у нагнітальній лінії під час заповнення бурильної колони змінюють від $p_{n(i)}$ до $p'_{n(i)}$ (див. рис. 8.42,б). Тут $p_{n(i)} = p'_{n(i-1)}$ (при $i=1$ $p_{n(1)} = p_n$), а $p'_{n(i)}$ обчислюють з урахуванням лінійної інтерполяції

$$p'_{n(i)} = p_n - (p_n - p'_n)(\rho_i - \rho) / (\rho_{\text{об}} - \rho). \quad (8.118)$$

Для керування тиском у нагнітальній лінії результати розрахунків подають звичайно у графічному вигляді (див. рис. 8.42,б) з урахуванням масштабу часу.

Приклад 8.15. Визначимо для умов прикладу 8.14 контролюючі тиски в нагнітальній лінії під час глушіння прояву. Гідравлічні втрати в циркуляційній системі за продуктивності $Q_1 = 0,022 \text{ м}^3/\text{с}$ становлять: $\Delta p_{\text{ис}}^{(1)} = 14,8 \text{ МПа}$. Продуктивність для глушіння прояву $Q = 0,014 \text{ м}^3/\text{с}$; тиск у трубах на гирлі $p_t = 5,5 \text{ МПа}$; густина легкого бурового розчину $\rho = 1520 \text{ кг/м}^3$; розрахункова густина ОБР $\rho_{\text{об}} = 1800 \text{ кг/м}^3$.

За формулою (8.116) оцінимо гідравлічні втрати в циркуляційній системі під час глушіння з прийнятою продуктивністю насосів

$$\Delta p_{\text{ис}} = 14,8 (0,014 / 0,022)^{1,9} = 6,3 \text{ МПа}.$$

З урахуванням запасу $\Delta p = 2,7 \text{ МПа}$ за формулою (8.115) визначимо початковий тиск у нагнітальній лінії

$$p_n = 6,3 + 5,5 + 2,7 = 14,5 \text{ МПа},$$

а за формулою (8.117) — кінцевий тиск на момент заповнення бурильної колони ОБР

$$p'_n = 6,3 \frac{1800}{1520} = 7,5 \text{ МПа}.$$

Час заповнення бурильної колони розчином $t_{0,к} = V_{0,к} / Q = 1860 \text{ с} = 31 \text{ хв}$; циклу промивання — $t_{\text{ц}} = 93 \text{ хв}$.

Для глушіння прояву, наприклад, за три цикли промивання з поступовим збільшенням густини ($\rho_1 = 1640$; $\rho_2 = 1720$ і $\rho_3 = 1800 \text{ кг/м}^3$) характерні тиски в нагнітальній лінії згідно з формулою (8.117) такі:

$$p_{n(1)} = 14,5 \text{ МПа}; \quad p'_{n(1)} = 14,5 - \frac{(14,5 - 7,5)}{1800 - 1520} (1640 - 1520) = 11,5 \text{ МПа};$$

$$p_{n(2)} = 11,5 \text{ МПа}; \quad p'_{n(2)} = 9,5 \text{ МПа};$$

$$p_{n(3)} = 9,5 \text{ МПа}; \quad p'_{n(3)} = 7,5 \text{ МПа}.$$

За даними щодо часу заповнення бурильної колони і циклу циркуляції можна побудувати графіки керування тиском у нагнітальній лінії бурових насосів у кожному циклі глушіння аналогічно рис. 8.42,б.

Розрахунки в методах контролю умов у свердловині при міграції газу зводяться звичайно до визначення допустимих тисків на гирлі в затрубному просторі.

В окремих випадках виникає потреба оцінки швидкості v_0 міграції газу і його знаходження у свердловині. Така оцінка з урахуванням припущень щодо герметичності свердловини і постійного тиску газу досягається формулою

$$v_0 = \Delta p_3 / \rho g \Delta t, \quad (8.119)$$

де Δp_3 — підвищення тиску на гирлі свердловини за час Δt .

Верхня межа z_r газу контролюється залежністю

$$z_r(t_i) = z_r(t_{i-1}) - \frac{\Delta p_3}{\rho g}, \quad (8.120)$$

де $z_r(t_{i-1})$ — вертикальна координата верхньої межі газу на початок вимірювань тиску в затрубному просторі.

Слід зазначити, що оцінки швидкості міграції за формулою (8.119) є заниженими, що зумовлено прийнятими припущеннями. Більш точні оцінки можна одержати, якщо використовувати рівняння стану реального газу з урахуванням умов свердловини. Тиск на гирлі свердловини в затрубному просторі при ізохоричній міграції газу оцінюють за формулою

$$p_3 = p_n \exp \left(- \frac{\rho_r^* \rho_n T_0 z_\phi}{\bar{z}_n \rho_0 T_n} \right) - \rho g z_r - b_3 \theta, \quad (8.121)$$

де z_r — глибина верхньої межі газу.

Тут інші позначення аналогічні позначенням у формулах (8.112) і (8.102). Величину b_3 розраховують за розмірами затрубного простору від гирла до верхньої межі газу. Тоді середня швидкість ізохоричної міграції газу

$$v_0 = [z_r(t_{i-1}) - z_r(t_i)] / \Delta t,$$

де $z_r(t_{i-1})$, $z_r(t_i)$ — вертикальні координати верхньої межі газу, які знаходять із допомогою формули (8.121) при відповідних контрольованих величинах $p_3(t_{i-1})$ та $p_3(t_i)$.

8.3.8. НЕЙТРАЛІЗАЦІЯ СІРКОВОДНЮ

Природні гази деяких родовищ можуть вміщувати сірководень (H_2S), який належить до хімічно активних і токсичних речовин. Граничнодопустима концентрація сірководню в повітрі становить 1 мг/м³.

Надходження сірководню в буровий розчин спричинює погіршення його технологічних властивостей, прискорює корозію бурильного інструменту і бурового обладнання, призводить до водневої ламкості труб, становить токсичну небезпеку для організму людини.

До *непрямих ознак надходження сірководню* в буровий розчин зараховують:

зменшення показника рН;

вирівнювання показників СНЗ через 1 і 10 хв;

підвищення умовної в'язкості і фільтрації;

потемніння розчину;

почорніння бурильних труб (особливо останніх свічок і ОБТ).

До *прямих ознак* зараховують різні хімічні методи виявлення сірководню в буровому розчині. У разі використання паперового фільтра, змоченого розчином ацетату свинця, в середовищі сірководню спостерігається почорніння фільтра внаслідок утворення сульфідів свинця. Інший оперативний спосіб виявлення сірководню оснований на додаванні 10—15 крапель водного розчину нітропрусида натрію ($Na_2[Fe(CN)_5NO] \cdot 2H_2O$) і 5—10 крапель каустичної соди (NaOH) у розбавлений водою буровий розчин у співвідношенні 1:2 або 1:3. Після перемішування розчин за наявності сірководню набуває фіолетового кольору, інтенсивність забарвлення якого свідчить про кількість сірководню в розчині.

До найрадикальніших заходів запобігання сірководневій агресії належить *нейтралізація сірководню* в свердловині, тобто його фізико-хімічне зв'язування з утворенням нетоксичних речовин, водонерозчинних а також речовин, що не розкладаються, для усунення негативних наслідків.

Поширеним способом нейтралізації сірководню є підтримування високої лужності бурового розчину. При $\text{pH} > 9$ у розчині переважатимуть іони HS^- , які мають низьку токсичність. Проте відсутність гарантій щодо стабільності показника pH усього бурового розчину в умовах свердловини (особливо в інтервалі надходження флюїду) не дає змоги використовувати регулювання лужності бурового розчину для надійної нейтралізації сірководню.

Доцільніше застосовувати спеціальні бурові розчини з високим показником pH .

За високих температур (понад 120°C) в умовах сірководневих проявів В.Д. Городновим рекомендовано використовувати бурові розчини із вмістом до 1% бури ($\text{Na}_2\text{B}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$). Промислові випробування бури підтвердили ефективність її використання за вибійних температур до 200°C . Буру використовували як в порошкоподібному вигляді, так і в 10%-му водному розчині.

Дослідження А.Г. Потапова показали, що одним із найбільш стійких щодо сірководню є вапняно-бітумні розчини, властивості яких практично не змінювалися під час тривалої взаємодії з H_2S .

Е.П. Зав'ялова, М.З. Закіров і К.М. Казаков вивчали здатність змін поглинати сірководень. Дослідженнями на різних типах глин встановлено, що найбільшою поглинальною здатністю характеризуються сполуки кальцію в глинах. Отже, для бурових розчинів при розкритті пластів, які вміщують сірководень, доцільніше використовувати глини з підвищеним вмістом сполук кальцію.

Реагенти-нейтралізатори сірководню у свердловині, за А.І. Булатовим, поділяють на такі групи:

- 1) нейтралізатори, які зв'язують сірководень у водорозчинні сульфіді;
- 2) нейтралізатори, які зв'язують сірководень у водонерозчинні сульфіді;
- 3) органічні нейтралізатори;
- 4) реагенти-окисники.

До **першої групи** реагентів-нейтралізаторів належать гідроксиди лужних і лужноземельних металів, а також деякі їхні солі. Реакції цих реагентів з сірководнем відбуваються з утворенням переважно кислих сульфідів лужних і лужноземельних металів, які добре розчиняються у воді. Нормальні сульфіді стійкі у високолужному середовищі. Тому реакції лугів із сірководнем є оборотними, і внаслідок установаження хімічної рівноваги у системі завжди присутній вільний сірководень.

До **другої групи** реагентів-нейтралізаторів зараховують карбонати важких металів, оксиди заліза і водорозчинні солі важких металів.

Серед карбонатів важких металів для зв'язування сірководню використовують карбонати міді, цинку і заліза.

Основний карбонат міді $\text{CuCO}_3 \cdot \text{Cu}(\text{OH})_2$ використовують для нейтралізації H_2S у США з 1964 р. Густина його $3500\text{--}4000 \text{ кг/м}^3$, у холодній воді не розчинний. При реакції з H_2S утворює чорний сульфід міді, не розчинний у воді і кислотах. Проте у вологому стані в повітрі він легко окиснюється до сульфата міді, розчинного у воді. Окрім того, в розчинах можливе осідання міді на бурильних трубах, і внаслідок утворення мікрогальванопар спостерігається інтенсифікація корозії сталі. У зв'язку з цими причинами основний карбонат міді не має широкого застосування для нейтралізації сірководню.

Основний карбонат цинку $2\text{ZnCO}_3 \cdot 3\text{Zn}(\text{OH})_2$ як нейтралізатор H_2S розроблений фірмою «Milchem» (США) і має товарну назву «Mil-Gard». Густина реагенту 3800 кг/м^3 . При реакції з сірководнем утворює не розчинний у воді сульфід цинку. Карбонат цинку зв'яже сірководень як у кислих, так і в лужних розчинах. Не підвищує швидкість корозії сталі. Найефективнішим є використання карбонату цинку у середовищі з високим pH і низьким вмістом сірководню. Недолік деяких сортів карбонату цинку полягає в коагулявальній дії на бурові розчини.

Сидерит — залізна руда із вмістом 66—69% карбонату заліза FeCO_3 — використовують для нейтралізації сірководню. Дисперсність реагенту $150\text{--}250 \text{ м}^2/\text{кг}$. Володіє високою активністю нейтралізації і поглинальною здатністю. Сидерит практично не ферромагнітний, тому

не створюються передумови для сальнікоутворень, недефіцитний. Сидерит розчиняється соляною кислотою, що сприяє відновленню проникності продуктивного пласта.

Оксиди заліза (точніше, їх гідрати) використовують для очистки газів від сірководню понад 100 років.

У США розроблено реагент із торговою назвою «Ironite Sponge», який є синтетичним оксидом заліза Fe_3O_4 з пористою структурою і надзвичайно розвинутою питомою поверхнею (5000—10000 $\text{м}^2/\text{кг}$). Густина реагенту 4550 $\text{кг}/\text{м}^3$. Матеріал ферромагнітний. При взаємодії з H_2S може утворювати пірит FeS_2 (у кислому середовищі) або сульфід заліза типу FeS і елементарну сірку (в слаболужному середовищі). Реагент характеризується високою активністю і поглинальною здатністю. Недолік — висока вартість.

Незважаючи на високу вартість, цей реагент широко використовують під час буріння нафтових і газових свердловин у США і Канаді.

Реагент ЖС-7, розроблений «ВолгоградНИПИнефть», являє собою тонкодисперсний порошок із 95% оксиду заліза Fe_2O_3 . Це продукт утилізації відходів кислотного травлення сталі. Реагент характеризується достатньою активністю і поглинальною здатністю, але наявність 3—5% водорозчинних солей тривалентного заліза, які є сильними коагуляторами глинистих розчинів, обмежує його використання. Для прісних розчинів верхня межа концентрації реагенту ЖС-7 не перевищує 100 $\text{кг}/\text{м}^3$. У багатьох випадках такої кількості реагенту може бути недостатньо для нейтралізації сірководню.

Реагент СНУД (сірководневонеутралізуюча і обважнююча добавка) розроблений у «ВНИИКРнефть». Основна активна речовина — природний магнетит. За ефективністю поступається реагентам «Ironite Sponge» і ЖС-7.

У табл. 8.31 наведено порівняльну характеристику деяких реагентів-нейтралізаторів.

Таблиця 8.31

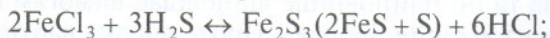
Характеристика реагентів-нейтралізаторів

Показник	«Ironite Sponge»	СНУД	ЖС-7	Т-66	ВНИИТБ-1	Сидерит
Активність нейтралізації H_2S , $\text{м}^3/(\text{кг}\cdot\text{год})$	0,22	0,15	0,20	0,04	0,275	0,10
Гранична концентрація в буровому розчині на водній основі, $\text{кг}/\text{м}^3$	800	1200	300	100	50	1200
Продукти реакції реагенту з H_2S	Fe_xS_y	Fe_xS_y	Fe_xS_y	Тритіани	MnS	Fe_xS_y
Стабільність продуктів реакції	Стабільні	Стабільні	Стабільні	Малостабільні	Стабільні	—

Серед водорозчинних солей важких металів, які при взаємодії з H_2S утворюють нерозчинні сульфіди, специфічну і вузьку сферу застосування має хлорид заліза (FeCl_3). Це зумовлено коагулюючою дією водорозчинних солей на глинисті розчини, а також оборотністю хімічних реакцій цих солей з сірководнем, оскільки утворені сульфіди розчинні в кислотах. Проте в деяких районах існують умови, які дають змогу використовувати ці солі для зв'язування H_2S .

Уфімським технічним університетом (Республіка Башкортостан) і Узеньським УБР (Республіка Казахстан) розроблено технологію буріння свердловин у купольній частині родовища Узень. Під час буріння в інтервалі 60—130 м у палеоген-неогенових відкладах, складених тріщинними вапняками (CaCO_3), виникали повні поглинання бурового розчину, які супроводжувались виділенням сірководню на гирлі свердловини. Запропонована технологія буріння ґрунтується на хімічному зв'язуванні H_2S безпосередньо в пласті для запобігання надходженню сірководню у свердловину та закупорюванню тріщин продуктами реакції.

В основу технології покладено хімічні реакції



Буріння свердловини здійснювали з промиванням технічною водою із вмістом 0,2—0,4% FeCl_3 . Після розкриття першого поглинаючого пласта на глибині 60—65 м буріння продовжували без циркуляції з доливанням у затрубний простір технічної води з 0,2—0,4% FeCl_3 . За 1973—1975 рр. у зоні активного виділення сірководню були успішно пробурені 30 свердловин.

Третю групу складають реагенти Т-66 і сульфінан.

Реагент Т-66, розроблений в Уфимському технічному університеті, належить до класу сполук — діоксицикланів. Це нев'язка масляниста рідина від жовтого до коричневого кольору із специфічним запахом і густиною 1030 кг/м^3 . Реагент розчиняється у воді на 90%, добре розчиняється в органічних розчинниках. При взаємодії із сірководнем утворює тритіани, які, як і реагент Т-66, є інгібіторами корозії. Реагент Т-66 поліпшує мастильні властивості бурових розчинів. Він є добрим піногасником. Основні недоліки:

низька поглинальна здатність сірководню;

реакції зв'язування H_2S відбуваються тільки в кислому середовищі при рН 3—5.

У «БашНИПИнефть» розроблено *реагент сульфінан*, який належить до класу сіркоорганічних сполук. Це білий порошок густиною $1020\text{—}1040 \text{ кг/м}^3$, добре розчинний у воді. За експериментальними даними «БашНИПИнефть», реагент характеризується високою нейтралізуючою здатністю.

До **четвертої групи** зараховують пероксид водню, хромати цинку, діоксид марганцю та ін.

Реагент ВНИИТБ-1 є відходами виробництва нікотинової і аскорбінової кислот. Він вміщує до 65% діоксиду марганцю (активна речовина), 3—5% гідроксиду калію і 30—37% води. Реагент характеризується високою поглинальною здатністю (табл. 8.32), поліпшує технологічні властивості хлоркальцієвого бурового розчину. Недолік реагенту полягає у його здатності, особливо за високих температур, підвищувати термоокиснювальну деструкцію органічних реагентів, унаслідок чого може істотно збільшитися показник фільтрації бурових розчинів.

Таблиця 8.32

Характеристика інгібіторів корозії

Інгібітор	Вид корозії	Розчинники	Густина, кг/м^3	Дозування, кг/м^3
АНПО	Сірководнева, вуглекисла	Вуглеводні (спирт, бензин, нафта та ін.)	850	0,2—0,4
И-1-А	Сірководнева	Ароматичні вуглеводи	1010—1030	0,05—0,1
И-1-В	— " —	Вода	1010—1030	0,05—0,1
АНП-2	— " —	— " —	940	0,1—0,2

Технологія застосування реагентів-нейтралізаторів сірководню у свердловині охоплює власне вибір реагенту, встановлення концентрації і спосіб її контролю в буровому розчині. *Вибір реагенту* здійснюється залежно від максимально очікуваної концентрації H_2S , умов його надходження у свердловину, активності нейтралізації, стабільності продуктів реакції, сумісності з буровим розчином, від густини, вартості та деяких інших факторів. Частіше застосовують не розчинні у воді порошкоподібні нейтралізатори. Це оксиди заліза, цинку, марганця.

Сірководень зв'язується через хімічну і сорбційну взаємодію з поверхнею частинок нейтралізатора. Тому розміри і структура частинок визначають поглинальну здатність реагенту.

Дисперсна фаза бурового розчину (глина, реагенти-полімери та ін.) може екранувати поверхню частинок нейтралізатора, що призведе до зменшення швидкості і повноти реакції нейтралізації сірководню. Цьому сприяють підвищені реологічні властивості розчину. Реагенти з високою густиною не можна використовувати для обробки легких бурових розчинів.

На думку А.І. Булатова та ін. найповніше відповідає вимогам щодо нейтралізації сірководню в свердловині реагент «Ironite Sponge». Проте висока вартість і складність технології виробництва утруднюють його широке застосування в бурінні.

Важливим у технології застосування реагентів-нейтралізаторів сірководню є *контроль за вмістом активного нейтралізатора в буровому розчині*. Це дає змогу здійснювати коректування хімічної обробки. Методи контролю основані на вимірюванні відповідних показників фізичних або хімічних властивостей нейтралізатора чи продукту його реакції з сірководнем.

Хімічні методи контролю можна використовувати для довільного нейтралізатора, але вони трудомісткі і потребують великих затрат часу. Тому, як правило, застосовують фізичні методи контролю: поверхневий натяг (Т-66), магнітні властивості («Ironite Sponge», СНУД) та ін. Це дає змогу створювати прості і оперативні методи контролю вмісту нейтралізатора в буровому розчині.

В умовах сірководневої агресії велику увагу приділяють **вибору конструктивних матеріалів бурильного інструменту і обладнання, їх виготовленню і експлуатації**. Це зв'язано із водневою ламкістю і сульфідним руйнуванням сталей.

Для захисту інструменту і обладнання від корозійної дії сірководню застосовують різні покриття: металеві, оксидні, полімерні, лакофарбові тощо.

Запобігання проникненню водню за допомогою металевих покриттів зв'язане з їх екранувальною дією, а також із зміною електрохімічного потенціалу поверхневих шарів сталі. За зростанням водневої проникності метали можуть бути розташовані в ряд: алюміній, мідь, нікель, сталі X18H10T і 2X13, сталь 20. Отже, найбільший екранувальний ефект може бути досягнуто у разі використання алюмінієвих, мідних і нікелевих покриттів. Для захисту нафтогазового обладнання достатньо широко застосовують полімери і лакофарбові покриття.

Практика показує, що використання захисних покриттів дає змогу істотно підвищити стійкість сталі щодо сірководневої агресії і продовжити терміни експлуатації обладнання.

Для захисту від корозії у сірководневому середовищі використовують спеціальні *інгібітори корозії*. Механізм захисної дії інгібіторів корозії полягає у блокуванні внутрішньої поверхні металу молекулами інгібітора або забезпеченні її електрохімічним захистом.

У табл. 8.32 наведено характеристику деяких інгібіторів корозії в сірководневому середовищі.

Згідно з дослідженнями ефективність захисту від корозії можна істотно підвищити, використовуючи суміші різних інгібіторів, що зумовлено проявом синергетичного ефекту.

Під час буріння в умовах можливих проявів сірководню бурову установку слід забезпечити системою контролю наявності сірководню у повітрі на робочих місцях, системою сигналізації, набором індивідуальних засобів захисту та іншим необхідним у таких ситуаціях обладнанням.