МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

ФАКУЛЬТЕТ ПРИРОДНИЧИХ НАУК ТА ТЕХНОЛОГІЙ

КАФЕДРА НАФТОГАЗОВОЇ ІНЖЕНЕРІЇ ТА БУРІННЯ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

«ПОПЕРЕДЖЕННЯ ТА ЛІКВІДАЦІЯ УСКЛАДНЕНЬ І АВАРІЙ В НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ»

освітньо-кваліфікаційний рівень – магістр;

для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

Дніпро
НТУ «ДП»
2023

ЛЕКЦІЯ 1.

ПЕРЕДМОВА. ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ. КЛАСИФІКАЦІЯ УСКЛАДНЕНЬ ТА АВАРІЙ

Складність буріння свердловин зумовлена, насамперед, невизначеністю інформації про гірничо-геологічні умови буріння.

Інформаційний масив відомостей про гірничо-геологічні умови буріння накопичується і формується поступово, у міру буріння все нових свердловин на даній площі. Тому навіть за високого рівня технології можуть виникнути непередбачувані ситуації, коли в якійсь частині геологічного розрізу його фактичні характеристики не відповідають прийнятим під час складання технічного проекту і виникає так зване ускладнення, тобто порушення нормального процесу буріння.

Ускладнення у свердловині - це утруднення свердловини, що поглиблюється, викликане порушенням її стану.

Аварія у свердловині - це непередбачене припинення поглиблення свердловини, викликане порушенням стану свердловини або інструменту, що перебуває в ній.

Ускладнення та аварії призводять до витрати часу коштів на їх ліквідацію і погіршують техніко-економічні показники буріння, а в деяких випадках можуть стати причиною ліквідації свердловини.

Класифікація ускладнень. До ускладнень відносять: поглинання промивної рідини, флюїдопрояв (нафтогазоводопрояв), порушення стінок свердловини, прихоплювання колони бурильних або обсадних труб, забруднення промивної рідини.

Місце кожного ускладнення тут вибрано довільно. Так, наприклад, найчастіше зустрічаються поглинання ПР; однак, флюїдопрояв при переростанні його у відкритий фонтан має найбільш небезпечні наслідки.

Загальні причини і передумови виникнення ускладнень визначаються:

1. Геологічними причинами. Вони обумовлені**:**

1) Складною тектонічною будовою розрізу, крутим заляганням пластів, тріщинуватістю, сланцеватістю порід;

2) Наявністю горизонтів з аномальним тиском пласта і наявністю інтервалів з несумісними умовами буріння;

3) Наявністю нестійких глинистих порід, хемогенних відкладень, мерзлих порід, пухких порід.

2. Техніко-технологічними причинами:

До них відносять помилки в розробці технології буріння, виборі конструкції свердловини, промивальної рідини і бурового інструменту.

3. Організаційним причинам.

Тут погане матеріально-технічне постачання бурових робіт, низька кваліфікація і виконавська дисципліна бурового персоналу.

ЛЕКЦІЯ 2
ПОРУШЕННЯ ЦІЛІСНОСТІ СТІНОК СВЕРДЛОВИНИ

2.1. Загальні стани.

Порушення цілісності стінок свердловини - це процес утворення розширень і звужень стовбура свердловини.

Причини ускладнення:

1) Порушення механічної міцності породи в стінці свердловини через дію:

- статичних навантажень (гірничий тиск);
- знакозмінних навантажень, що викликають втомне руйнування (гідроімпульсні);
- бурильної колони під час її обертання, коливань, поздовжнього переміщення, що призводить до стирання породи.

2) Розчинення і розмив породи промивною рідиною.

3) Розтеплення мерзлої гірської породи.

4) Фізико-хімічна взаємодія породи стінок свердловини з буровим розчином, що призводить до:

- знеміцнення породи, зміни її механічних характеристик;
- формування в ній додаткового напруженого стану, внаслідок набухання в обмежених умовах;
- утворення глинистої кірки на стінках свердловини.

Рівноважний стан стовбура свердловини є наслідком двох протилежних процесів:

- механічне руйнування, розмив, розчинення;
- пластична течія, витріскування, набухання.

Особливістю ускладнень цієї категорії є те, що вони часто починають проявляти себе тільки після закінчення певного часу (інкубаційного періоду) після розкриття відповідного інтервалу свердловини.

Негативні наслідки порушення стінок свердловини:

- утворення пробок великої висоти за час СПО, необхідність доходити до вибою з обертанням колони і промиванням, недоспуск обсадної колони;
- можливість прихоплення інструменту;
- погіршення виносу шламу, сповзання шланга з каверн після припинення циркуляції;
- неможливість центрування обсадних колон за допомогою ліхтарів;
- погіршення умов роботи бурильної колони, більша стріла прогину і, як наслідок, збільшення напруги вигину і знакозмінної напруги;
- утруднення ловильних робіт під час ліквідації аварій;
- створення передумов до викривлення свердловин;
- погіршення якості цементування обсадних колон, перевитрата цементного розчину.

Діагностика ускладнення:

- збільшення шламу, що виноситься зі свердловини, яке перевищує норму, як за якістю, так і за розмірами;
- забруднення бурового розчину;

- збільшення тиску під час промивання;
- поява затяжок, посадок, прихватів;
- кавернометрія.

Зміна перерізу стовбура свердловини порівняно з номінальним визначається коефіцієнтом каверзності

$Кк = Д_ф/Д_н$

де $Д_ф$-фактичний діаметр свердловини, $Д_н$-номінальний діаметр свердловини.

2.2. Втомна міцність гірських порід..

На поле постійних напружень у породі стінок свердловини від дії сил гравітації та тектонічних сил накладаються знакозмінні напруження. Вони виникають унаслідок порушення температурного поля та дії динамічних і гідравлічних імпульсів (ГДІ) під час проведення СПО та запуску насосів.

Загальна кількість гідродинамічних імпульсів

$П-П_{сп}+П_н+П_З$;

де $П_{сп}.П_н.П_З$ - кількість ГДІ, відповідно, при спуску і підйомі інструменту, нарощуванні інструменту, запуску насосів.

Ця сума не повинна перевищувати критичного числа циклів навантаження, що відповідає початку втомного руйнування стінок свердловини. У результаті спеціально проведених спостережень вдалося встановити (для деяких інтервалів свердловин), що критичне число циклів ГДІ перебуває в межах 5100 -6600. Отже, щоб уникнути обвалів, проходку цих інтервалів необхідно планувати так, щоб число циклів було меншим за 5100.

2.3. Взаємодія глинистих порід із буровими розчинами.

З усіх порід, які найбільшою мірою змінюють свої механічні властивості під час взаємодії з водною фазою бурового розчину, виділяються глини і глинисті породи (глинисті сланці, аргіліти). Насичення глинистих порід водою відбувається тим інтенсивніше, чим нижчий ступінь їх природної вологості. За величиною природної вологості глинисті породи поділяють на слабко, середньо і сильнозволожені. Взаємодія починається на стінці свердловини і поступово, у міру проникнення води в породу, зволоженню піддаються дедалі глибші ділянки, внаслідок чого починається набрякання глини, об'єм її іноді зростає в 14-20 разів, формується тиск набрякання. При цьому, якщо розріз представлений тонкодисперсними глинами, то під дією тиску набрякання глина як пластична маса видавлюється в стовбур свердловини, утворюючи пробки в кілька сотень літрів. Якщо глинисті породи представлені глинистими сланцями або аргілітами, то спостерігаються осипи й обвали, інтенсивність яких зростає зі збільшенням кута нахилу пластів.

Таким чином, весь процес взаємодії промивної рідини з глинистими породами можна розділити на три періоди:

- зволоження (просочення);
- набрякання;
- зволоження (просочення);
- набухання;
- порушення цілісності стінок свердловини.

Період від початку зволоження до початку порушення (обвалу), називають інкубаційним періодом. Він може тривати кілька діб. Це дає змогу розробляти конструкцію свердловини з урахуванням допустимого часу буріння у відкритому стовбурі свердловини.

2.4 Попередження роззміцнення стінок свердловини в глинистих породах.

Заходи щодо попередження роззміцнення спрямовані на збільшення інкубаційного періоду і зводяться до:

1) Збору максимально можливого обсягу інформації про літологію і тектоніку перебудовуваного інтервалу, вологість порід і тиск пласта.
2) Застосуванню промивальних рідин з мінімальною водовіддачею і необхідною щільністю.
3) Застосуванню інгібуючих промивальних рідин (кальцієвих, калієвих, магнієвих).
4) Обмеження швидкості висхідного потоку промивної рідини.
5) Безперервному контролю властивостей промивної рідини рідини, хімічного складу фільтрату, відповідності промивної рідини вимогам регламенту.
6) Встановлення в інтервалах глинистих порід ванн, що містять рідке скло.

2.5 Буріння в сольових відкладеннях.

Труднощі буріння в солях спричинені їхньою високою розчинністю у воді та схильністю до пластичної течії (повзучість).

Насичення промивної рідини двовалентними катіонами кальцію, магнію порушує стабільність розчину, викликаючи його швидку коагуляцію (соляна агресія). Найскладніша ситуація виникає, коли розріз представлений хемогенними і глинистими відкладеннями, що чергуються. Для буріння в таких відкладеннях застосовують мінералізовані інгібуючи бурові розчини. При цьому необхідно стежити, щоб мінеральний склад дисперсного середовища бурового розчину суворо відповідав складу порід, що розбурюються, і розчин був насиченим.

Тут також, як і в глинистих породах, необхідно, щоб буровий розчин мав:

- мінімальну водовіддачу;
- достатню густину;
- ламінарний режим висхідного потоку.

ЛЕКЦІЯ 3.
ЖОЛОБОУТВОРЕННЯ.

ЖОЛОБОУТВОРЕННЯ - це утворення в стінці свердловини поздовжнього заглиблення значної протяжності. У місці утворення жолоба свердловина в поперечному перерізі має форму замкової щілини.

Утворення жолобів відбувається під час проведення спуско-підйомних операцій і ходінні в результаті тертя бурильної колони об стінку свердловини на її викривлених ділянках. При цьому торцеві частини замків і муфт бурильної колони прорізають у стінці свердловини поздовжню виробку. Така виробка може утворитися як на висячому, так і на лежачому боці стовбура свердловини. Ширина її залежить від зовнішнього діаметра сполучних елементів, а глибина - від сили притиснення колони до стінки свердловини, міцності порід і кількості СПО.

3.1 Причини утворення жолобів.

1) Геологічні - наявність у розрізі м'яких, схильних до каверноутворення, порід (глини, алевроліти, сланці, солі). Інтенсивність жолобоутворення зростає в породах, що перемежовуються за твердістю, у разі чергування в стовбурі свердловини кавернозних ділянок і ділянок із номінальним діаметром.

2) Технологічні:

- неприпустимо інтенсивне викривлення стовбура свердловини (у м'яких породах допускається не більше ніж 1% на 100м;
- різноспрямованість штучного викривлення.

На утворення жолобів впливає також використання зношеного, неякісного породоруйнівного інструменту і вигнутих труб, кількості СПО, вібрації бурильної колони.

3) Організаційні - проєктування викривлених ділянок свердловини в породах, схильних до каверноутворення.

3.2 Діагностика жолобоутворення.

- збільшення кількості затяжок, заклинювань, посадок під час СПО;
- збільшення навантаження на гаку під час підйому;
- забруднення свердловини шламом;
- збільшення крутного моменту;
- профілеметрія.

3.3 Негативні наслідки жолобоутворення. Утворення і розвиток елементів у свердловині призводить до:

- виникнення у свердловині важколіквідованих затяжок і посадок;
- обривів бурильної колони;
- погіршення умов виносу шламу;
- перевитрати енергії;
- погіршення якості цементування обсадних колон;
- перевитрати цементу.

3.4. Профілактика жолобоутворення.

1. Під час проектування похило-спрямованих свердловин необхідно прагнути до плавної зміни траси свердловини. Вживати заходів до попередження викривлення вертикальних, особливо в інтервалах залягання м'яких порід. Інтервали штучного викривлення необхідно ретельно опрацьовувати.
2. Застосовувати технологію, що стискає число СПО.
3. Застосовувати промивні рідини зі змащувальними добавками.

3.5. Ліквідація жолобів.

1. Розбурювання свердловин долотом великого діаметра.
2. Опрацювання інтервалів жолобоутворення спеціальними розширювачами (ексцентричними, спіральними) або ступінчастими компонуваннями КМБК до зникнення ознак жолобу з max. промиванням і min. подачею.
3. Руйнувати жолоби вибухом гнучких торпед або детонуючого шнура.

ЛЕКЦІЯ 4.
ЗАБРУДНЕННЯ ПРОМИВНОЇ РІДИНИ

Промивна рідина забруднюється внаслідок надходження в неї різних домішок: інертних, хімічних та їхніх сумішей (механічне забруднення, хімічне забруднення).

4.1 Ознаки забруднення:

- підвищення густини, в'язкості водовіддачі та СНЗ розчину;
- коагуляція розчину;
- утворення каверн, пробок, сальників;
- забруднення свердловини;
- підвищення тиску на насосі;
- зниження швидкості буріння.

4.2 Причини забруднення:

Геологічні причини зумовлені переходом у промивну рідину порід, що розбурюються і обсипаються зі стінок свердловини. Збагачення ПР домішками найінтенсивніше відбувається під час буріння по пухких породах, що легко руйнуються. Найбільші проблеми виникають під час розбурювання глинистих порід. Хімічне забруднення відбувається під час проходу відкладень гіпсу, ангідриду, крейди, вапняку, сольових відкладень ($NaCl$, $NaCl_2$ та інших.) під час розбурювання цементних пробок і мостів. При цьому в розчин переходять іони Ca^{2+}, SO_4^{2-}, CO_2

Технологічні причини забруднення:

- застосування низькосортних глиноматеріалів під час виготовлення вихідного розчину;
- надлишкова доза в ПР пептизаторів (Na_2CO_3), стабілізаторів (КМЦ, ВЩР);
- невиправдане застосування ВЩР;
- застосування жорсткої води;

Організаційні причини забруднення включають:

- низький рівень кваліфікації бурильної бригади;
- простій (зупинка циркуляції).

4.3 Діагностика та контроль забруднення ПЗ.

Оперативну оцінку ступеня забруднення ПЗ шлаком проводять під час систематичного вимірювання густини і вмісту піску на вході і виході розчину зі свердловини. При цьому вважають, що густина розчину пропорційна вмісту твердої фази, а час руху розчину з вибуреною породою від забою до гирла свердловини розраховується за формулою:

$$t = \frac{3{,}14(Д_{ср}^2 - d_т^2)}{4V}$$

Зростання густини розчину внаслідок потрапляння в нього шламу можна

визначити за формулою:

$$\Delta\rho = u_{м}\frac{D^2}{D^2 - d_2^2} \times \frac{\rho_{п} - \rho}{u_{ж} - u_{ос}}$$

де $U_м$ - механічна швидкість буріння, м / год; D - номінальний діаметр свердловини, м; d_2 – зовнішній діаметр бурильних труб, м; $\rho_п$ та ρ — густини породи та промивної рідини, кг/м^3; $v_ж$ - швидкість руху рідини в затрубному просторі, м/год; $v_{ос}$ - швидкість осідання частинок, м/год.

4.4. Способи підтримання технологічних властивостей ПЗ.

ПЗ з мінімальним вмістом ТФ дають змогу:

- підвищити механічну швидкість буріння;
- знизити витрати на ліквідацію ускладнень і аварій (устр. прихвати, затяжки, поглинання);
- знижується знос борового обладнання та інструменту;
- підвищується якість обладнання;

Підтримувати мінімальний вміст твердої фази (а отже, і густини) можливо тільки за умови надійного виведення твердих частинок із бурового розчину.

Відомі такі способи відновлення технологічних властивостей ПЗ після їх забруднення:

- розбавлення;
- витіснення (заміна);
- видалення шламу за допомогою спеціального обладнання;
- застосування реагентів-флокулянтів.

При хімічному забрудненні з метою профілактики в умовах кальцевої агресії для виведення іонів Ca^{2+} розчин обробляють реагентами

NaCO3, BaCO3 (Ca^{2+}+$CO3^{2+}$ → CaCO3↓)

Агресивний вплив іонів Ca2+ на глинистий розчин найнебезпечніший, якщо в ньому міститься велика кількість глиняних частинок.

При бурінні цементу буровий розчин обробляють фосфатами бікарбонату натрію або кальцинованою содою. При бурінні по солях застосовувати насичені розчини тієї солі, по якій бурять.

ЛЕКЦІЯ 5.
ПРИХВАТИ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ, ЇХНІ ПРИЧИНИ ТА МЕТОДИ ПОПЕРЕДЖЕННЯ І ЛІКВІДАЦІЇ

5.1 СТАН ПИТАННЯ

Прихвати колон труб і насамперед бурильної колони - одне з найпоширеніших і найтяжчих ускладнень у бурінні, причиною яких можуть бути інші ускладнення, що виникли у свердловині. Крім колон труб виникають прихвати геофізичних та інших приладів і пристроїв, що спускаються на трос-кабелі, випробувачів пластів.

5.2 КЛАСИФІКАЦІЯ ПРИХВАТІВ

За характеристикою утримувальної сили й обставин, що передують прихвату, вони поділяються на:

- біля стінки свердловини під дією перепаду тиску;
- унаслідок заклинювання низу колон під час їхнього руху в свердловині;
- унаслідок жолобоутворення;
- унаслідок сальникоутворення;
- унаслідок порушення стійкості порід;
- наслідок заклинювання колон сторонніми предметами;
- унаслідок заклинювання породоруйнівного інструменту;
- наслідок порушення режиму промивання;
- випробувачів пластів під час випробування свердловин у процесі буріння.

Прихвати біля стінки свердловини під дією перепаду тиску зазвичай відбуваються за наявності в стовбурі свердловини проникних відкладень (пісковиків, вапняків тощо), використання як промивного агента глинистого розчину, дії перепаду тиску (між гідростатичним і пластом), наявності притискної сили, зумовленої вагою труб, розташованої в зоні проникних відкладень. Як правило, цей вид прихватів виникає внаслідок залишення колони труб у нерухомому стані на певний час, упродовж якого поверхня труб стикається з фільтраційною кіркою, що поступово ущільнюється і приймає на себе дію перепаду тиску. У разі виникнення цього виду прихватів циркуляція бурового розчину зберігається, якщо прихвату не передувало поглинання.

Передумови до прихвату: використання глинистого розчину з підвищеною фільтрацією і великою товщиною кірки, з поганими змащувальними властивостями, наявність притискної сили через перепади тиску (репресії) в системі свердловина - пласт.

Прихвати внаслідок заклинювання низу колон труб приурочені до зон звуження стовбурів свердловини, що спричинені зношенням долота по діаметру у твердих породах, та інтервалом різкої зміни осі стовбура, а також до інтервалів інтенсивного наростання фільтраційних порід, осипоутворення та ін. Передумови до прихвату: спуск інструменту в свердловину без

опрацювання, застосування складних КНБК, що відрізняються від раніше застосованих повнорозмірних калібраторів іншої конструкції наявністю калібраторів, що мають підвищену поперечну жорсткість. Циркуляція бурового розчину зазвичай зберігається.

Прихвати внаслідок жолобоутворення характеризуються появою миттєвих затяжок великої величини під час підйому інструменту. Додаткове підтягування інструменту тільки посилює прихват, циркуляція очисного агента при цьому зберігається. Жолоби сприяють виникненню інших прихватів через формування застійних зон скупчування шламу, збільшення площі контакту труб зі стінками свердловини. Зазвичай циркуляція після такого виду прихватів відновлюється легко, але не сприяє звільненню колони.

Прихвати внаслідок сальникоутворення виникають, здебільшого, під час розбурювання глинистих відкладень або добре проникних порід, на яких формується товста фільтраційна кірка. У цих умовах утворенню сальників сприяють: забрудненість стовбура свердловини вибуреною породою за незадовільного його промивання; погане очищення промивної рідини від вибуреної породи та шламу; злипання частинок породи та фільтраційних кірок; спуск інструменту до вибою без проміжних промивань і опрацювання стовбура або недостатнє й неякісне його проведення; тривале буріння у глинистих відкладеннях без періодичного відриву долота від вибою; наявність ступеневої свердловини, розширень, каверн, жолобів тощо; не герметичне бурильний інструмент до вибою; наявність ступеневого ствола, розширень, каверн, жолобів тощо; негерметичне бурильний інструмент, негерметичне бурильний апарат, негерметичність бурильної колони; забруднення приймальних ємності насосів; велика кривизна стовбура.

Сальники можуть утворюватися як під час механічного буріння, так і під час розширення та розробки стовбура свердловини. Ознаками утворення сальника є: зменшення механічної швидкості буріння, виникнення затягувань під час відриву долота від вибою, збільшення крутного моменту під час роторного буріння, а іноді й перепаду тиску під час промивання. При сальнику над долотом частішає зупинка турбобура. Підйом бурильної колони з сальником може викликати сильне поршневання, зниження тиску під сальником, що служить причиною обвалів, проявів. Сальник часто призводить до важких прихватів. Зазвичай циркуляція неможлива або здійснюється частково.

Прихвати внаслідок порушення стійкого стану порід виникають в інтервалах обвалоутворення й осипів, а також пластичної течії порід, що змочують стінки свердловини. Обвали порід приурочені до відкладень глинистого комплексу і характеризуються несподіванкою, особливо під час буріння прим'ятих, сильно тріщинуватих і схильних до набухання порід, а також тектонічно порушених. У процесі буріння обвали супроводжуються різким підвищенням тиску під час промивання, що призводить іноді до гідророзривів пластів і поглинань, інтенсивних затяжок, недоходження долота до вибою. У деяких випадках обвалоутворення є наслідком поглинання промивної рідини зі зниженням рівня і протитиску в затрубному

просторі.

Основні причини обвалоутворень і осипів із циклічними коливаннями гідродинамічного тиску в процесі проведення свердловини, значними величинами горизонтальної складової гірського тиску, невідповідністю промивної рідини гірничо-геологічним умовам буріння свердловин, тривалим залишенням пробурених інтервалів без кріплення обсадними колонами. Прояв пластичних течій порід (здебільшого соленосних відкладень), зумовлений недостатнім протитиском, невідповідністю типу промивної рідини складу порід, а також впливом процесів тепломасообміну. Прихват супроводжується втратою циркуляції бурового розчину.

Прихват сторонніми предметами і шматками породи, що вивалилися, зазвичай виникає миттєво, ліквідувати їх ходінням і встановленням ванн зазвичай не вдається. Циркуляція бурового розчину зберігається.

Породоруйнівний інструмент заклинюється найчастіше під час спуску, а також під час обертання на вибої. Циркуляція при цьому не втрачається. Дуже складно ліквідувати прихвати, викликані заклинюванням колонкових доліт і снарядів малого діаметра.

Прихвати промивання, що сталися внаслідок порушення режиму, є: поступове підвищення тиску під час промивання, поява затяжок і поступове припинення циркуляції. Усе це призводить до накопичення осаду з частинок шламу або обважнювача в затрубному просторі й трубах, а іноді й до поглинання промивної рідини. Одна з причин подібних аварій - промоїни в колоні бурильних труб, наявність яких добре простежується за зниженням тиску і температури в процесі циркуляції розчину. У низці випадків (наприклад: у разі використання як обважнювача бариту) спостерігається флокуляція і випадання бариту в осад, які легко можна визначити за підвищенням тиску під час відновлення циркуляції та промивання, а також за накопиченням баритового осаду в циркуляційній системі (жолобах, ємності).

Прихвати випробувачів пластів під час випробування свердловин у процесі буріння. Причини - прихоплення бурильних труб вище пакера внаслідок дії перепаду тиску, випадання частинок породи, що утворилися під час руйнування підпакерної зони, що призводить до «заклинювання» фільтра в разі інтенсивного припливу рідини, випадання обважнювача в зонах контакту глинистого розчину з флюїдом пласта, релаксація гумових елементів пакерів.

Прихвати внаслідок осідання твердої фази (глини, обважнювача) і шламу відбуваються при порушенні технології буріння та провокуються простоями в бурінні за незадовільних структурно-механічних властивостей бурового розчину, які призводять до його седиментаційної нестійкості. вказане може спричинити накопичення шламу, обважнювача в затрубному просторі та трубах, а інколи й поглинання. Прихватам передує підвищення тиску під час промивання і затягування інструменту, а потім і повне припинення циркуляції розчину.

На практиці в окремих випадках прихват може бути обумовлений деякими перерахованими вище факторами, як одразу, так і в часі, тобто

прихват від початку іншого виду може перейти в комплексний, за характером утримувальної сили. У зв'язку з цим, оперативність робіт має вирішальне значення і зумовлює технологічну та економічну ефективність операції.

Прихвати виникають не тільки у відкритому стовбурі, а й можливі всередині обсадної колони, особливо під час її зняття, протирання, розбурювання цементної склянки або моста.

Утримувальна сила (сила прихвату) визначається насамперед статичною силою тертя інструмента об стінки свердловини (обсадної колони), зокрема через глинисту кірку, шматки породи, інструмент, що впав, тощо. В окремих випадках утримувальна сила формується через частини бурильного інструменту, що виступають (долото, опорно-центрувальний пристрій), або ділянок переходу з одного діаметра на інший (УБТ - обважнювальні бурильні труби).

5.3 ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПРИХВАТІВ КОЛОНИ ТРУБ

Для попередження прихватів необхідно дотримуватися вимог інструкції по боротьбі з прихватами колон труб під час буріння свердловин. При цьому повинні дотримуватися такі основні вимоги:

1. Правильно вибирати вид промивної рідини для даної площі з урахуванням новітніх досягнень у цій галузі. Необхідно якомога більше переходити на промивні рідини з малим вмістом глинистих фракцій і твердих частинок, оброблені хімічними реагентами та поверхнево-активними речовинами, що створюють умови для запобігання прихватів і кращої можливості для розкриття продуктивних пластів.

2. Щільність бурового розчину повинна унеможливлювати перевищення надлишкового тиску на пласт не більше ніж це встановлено нормами. Для чого геологічна служба повинна провести зондування тиску пласта з найбільшою точністю.

3. Параметри бурового розчину необхідно підтримувати в суворій відповідності з геолого-технічним нарядом.

4. Не можна допускати відхилення від установленої густини промивальної рідини більш ніж на ±0,02 г/см^3 за фактичної густини її до 1,45 г/см^3 і більш ніж ±0,03 г/см^3 для розчинів більш високої густини.

5. Для підвищення протиприхватної здатності необхідно підтримувати протягом усього циклу буріння свердловини в промивній рідині певний вміст мастильних речовин. За відповідної густини рекомендується підтримувати в буровому розчині таку кількість нафти.

Таблиця 5.1 - Кількість нафтопродуктів у буровому розчині

ρ, (г/см^3)	1,2 - 1,3	1,3 - 1,5	1,5 - 1,7	1,7 - 2	> 2,0
Вміст нафти, %	8 - 10	10 - 12	12 - 15	15 - 18	➢ 20

6. В бурові розчини, що обважнюють, слід вводити неіоногенні ПАР типу дисолван, превоцел, ОП-7 і ОП-10. Для виключення гідрофобізації реагенти (УЩР, гіпон, КМЦ). Введення в бурові розчини таких обважнюючих ПАР, як СМАД, сульфонал, особливо в поєднанні з нафтою, не рекомендується, оскільки це спричиняє їхню гідрофобізацію.

7. При бурінні свердловин глибиною понад 3000 метрів, необхідно стежити за температурою промивної рідини, що виходить, заміряти її через 30 хвилин циркуляції. У разі падіння температури необхідно терміново підвести колону на 13-15 метрів і зробити два-три виміри через 10-15 хвилин. Якщо зниження температури підтвердиться, то бурильну колону треба підняти і опресувати.

8. Необхідно безперервно контролювати циркуляцію промивної рідини, по можливості встановлювати автоматичні сигналізатори її припинення, а також не допускати різких коливань гідравлічного тиску під час спуско-підйомних операцій.

9. Не можна залишати бурильну колону без руху у відкритій частині стовбура, особливо в разі розкритих нестійких пластів, у продуктивних горизонтах, сильно пористих і проникних породах, а також навпроти порід, схильних до осипів і обвалів. У випадках вимушеної зупинки бурильної колони у відкритому стовбурі свердловини, бурильнику забороняється залишати гальмо лебідки і ставиться в обов'язок вжити заходів для підйому колони та забезпечення постійного промивання вибою, якщо це можливо, з обертанням колони ротором або ключами.

10. У разі короткочасного (до 0,5 год.) припинення циркуляції бурового розчину, потрібно підняти колону від вибою не менше ніж на 15 метрів і через 2-5 хв. ходити і провертати ротором. У разі припинення циркуляції або несправності обладнання, на усунення неполадок на яких знадобиться понад 30 хвилин, бурильну колону потрібно підняти в обсадну.

11. Слід обережно спускати у свердловину колону з долотами, що мають форму відмінну від попередньої, - чотиришарошечне долото після трьохшарошечного, 178 мм УБТ після 146 мм, турбобур із 235 мм тощо.

12. У разі виникнення посадок потрібно припинити спуск колони, підняти її на довжину 15-20 метрів, пропрацювати небезпечний інтервал і тільки тоді продовжувати спуск колони.

13. Інтервал затяжок, уступів, жолобів, обвалів необхідно зафіксувати в буровому журналі.

14. Потрібно стежити за справною роботою насосів і механізмів очищення промивної рідини (гідроциклони, вібросита тощо).

15. Після тривалих перерв у бурінні стовбур свердловини слід пропрацювати.

16. Бурильні колони необхідно обпресувати в терміни, встановлені проектом або керівництвом підприємства.

17. Виключити ступінчасту проводку свердловин.

18. Під час буріння слід проводити контрольний підйом колони на 10 -15 метрів через 45 хвилин буріння за їх наявності. В останньому випадку перед походом потрібно опрацювати пробурену ділянку до повного усунення затяжок.

Висновок:

У переліку вимог велика увага має бути приділена технологічним вимогам

бурового розчину: густота, реологічні характеристики, фільтрація та утворення кірки, змащувальні властивості розчину та фільтраційних кірок.

5.4 ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПРИЛИПАННЯ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

Застосовувані бурові розчини повинні мати низьку водовіддачу з метою зменшення величини глинистої кірки. Прилипання унеможливлюється при використанні розчинів на вуглеводневій основі.

Компонування низу бурильної колони має містити вузли, що знижують площу на зовнішній поверхні, яка входить у контакт зі стінками свердловини.

Такими є протиприхватні опори УБТ - квадратні, шестигранні, тригранні та зі спіральними канавками.

Протиприхватні опори рекомендується розміщувати не тільки в нижній частині колони, між свічками УБТ і над ними, а й на ділянках колони, які перебувають у прихватонебезпечних місцях, наприклад, навпроти проникних порід.

Як протиприхватні опори використовують стабілізатори і центратори, діаметр яких на 5 - 10 мм менший за долото. Промивання свердловини перед підйомом після буріння, а також обважнення промивної рідини необхідно проводити з ходінням бурильної колони в межах провідної труби, коли долото перебуває на відстані щонайменше 15 метрів від забою. Перед входом у прихватонебезпечну зону, бурильну колону зупиняють в обсадній колоні та перевіряють роторний ланцюг, повітропроводи, лебідку і насоси. Елементи низу бурильної колони не повинні мати з низу зварних поясочків і гострих крихт, що призводять до руйнування глинистої кірки на стінках свердловини.

Під час буріння в продуктивному горизонті не можна залишати бурильну колону без руху навіть на короткий час; розбурювати цей горизонт краще роторним способом. У разі застосування вибійного двигуна необхідно обов'язково обертати бурильну колону.

5.5 ЛІКВІДАЦІЯ ПРИХВАТІВ

Ліквідація прихватів зводиться до усунення сили, що утримує інструмент, до рівня, за якого її можна подолати. Ефективність ліквідації прихвата, як завжди, зумовлюється правильністю вибору способу, або набору способів, які б відповідали і відповідали типу прихвата. Вибору технологічного рішення передує визначення місця прихвату і діагносту типу прихвату, або характеру утримуючої сили. Час, що минув від початку прихвату, є, як правило, фактором, що посилює ускладнення. Тому всі необхідні вимірювання слід проводити оперативно, а до початку операції проводити роботи (промивання, ходіння тощо), щоб перешкодити виникненню аварійних ситуацій.

У складній обстановці, коли діагностика недостатня, або її достовірність недостатньо висока, не завжди вдається ухвалити оптимальне рішення, що забезпечує мінімальні витрати часу і коштів.

Для ліквідації прихватів широко застосовують рідинні ванни, з

використанням як робочих агентів нафти, води, кислот і лугів, а також їхніх комбінацій. Однак, найефективнішими є нафтові ванни із застосуванням ПАР, наприклад з дисольваном. Слід зазначити, що механізм дії хімічно малоактивних речовин (нафта, вода) до кінця не розкритий.

5.6 КЛАСИФІКАЦІЯ СПОСОБІВ ЛІКВІДАЦІЇ ПРИХВАТІВ

Існуючі способи ліквідації прихватів ґрунтуються на застосуванні механічних, гідравлічних, фізико-хімічних впливів на зону прихвату або їх комбінацій. Відсутність або наявність циркуляції бурового розчину обмежує вибір можливих способів. Найпростішими способами слід вважати ті, які не потребують відгвинчування вільної частини бурильної колони над зоною прихвату і спуску в свердловину спеціального пристрою.

У всіх видах прихвату утримувальна сила формується на межі контакту інструмент - гірнича порода, у низці випадків через фільтраційну кірку або сальник. Усі сучасні способи засновані на зміні фізико-хімічних властивостей або руйнуванні гірської породи, кірки, сальника.

1. Фізико-хімічні способи ґрунтуються на закачуванні в зону прихвату порцій спеціальних рідин (так звані рідинні ванни), які послаблюють або усувають утримувальну силу шляхом хімічного розчинення, розрідження або інших впливів та їхніх комбінацій.

2. Гідравлічні способи базуються на зміні, насамперед, гідравлічного тиску в зоні прихвату, шляхом регулювання гідравлічної складової тиску або формування гідравлічних імпульсів і хвиль у стовбурі бурового розчину (у трубах і затрубному просторі).

3 Механічні способи засновані на створенні квазістатичних (ходіння інструменту і відбивання ротором), вібраційних або ударних вантажів (зокрема, і за рахунок вибуху), на бурильну колону, які діють на зону прихвату. Ходіння інструменту і відбивання ротором вважають самостійним способом.

4. Комбіновані способи - наприклад, поєднання фізико-хімічного впливу з механічним тощо.

Загалом наявні способи визначення (ліквідації) прихвату розподілено на чотири групи: установлення рідинних ванн, механічні та гідравлічні способи, оббурювання труб кільцевими фрезами, буріння бічного стовбура.

Ходіння колони труб і відбивання її ротором є природним, простим і оперативним способом, який в окремих найлегших ситуаціях навіть дає змогу ліквідувати прихват.

Відбивання ротором, тобто закручування бурильної колони ротором, є більш небезпечною операцією, оскільки, необхідно запобігти нерегульованому зворотному обертанню бурильної колони, яке може спричинити коливання, самовідгвинчування та ін.

Найнадійніше обмеження кута закручування можна визначити за роторним моментом, орієнтуючись на найслабший перетин. Допустимий момент на роторі, згідно з четвертою теорією міцності, оцінюється за формулою [5]

$$M_{доп} = \sqrt{\frac{\left(\sigma_m^2 - a^2\sigma_p^2\right)W^2}{3a^2}}, \qquad (5.1)$$

де (т - межа плинності; а - коефіцієнт запасу; (р - фактична напруга розтягування; W - момент опору даного перерізу бурильної колони.

По (5.1) знаходимо $M_{доп}$ для кожної одно-розмірної секції бурильної колони і за робоче приймаємо найменше значення моменту. Цей вираз не враховує моменту тертя бурильної колони об стінки свердловини. Тому що нижче по довжині колони розташовуватиметься найслабша секція, то з більшим запасом міцності проводитиметься операція відбивання ротором. Для правильного знаходження найслабшого перерізу, допустимого крутного моменту і кута закручування на роторі, треба знати глибину розташування зони прихвату..

5.7 ВИЛУЧЕННЯ ПРИХВАЧЕНОЇ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

Прихват - складний вид аварії, яка не відбувається миттєво. Прихват вимагає аналізу обставин аварії, вивчення стану стовбура, показників і особливостей роботи бурильної колони в період, що передує аварії. Особливо детально вивчається наявність зон осипів, обвалів, нафто-, водо- і газопроявів; звужень стовбура; розташування нестійких пластів і уступів; стан бурильної колони, тривалість її роботи, час і якість проведення профілактичних перевірок; стан циркуляції, зміна подачі насосів і тиску промивної рідини, що прокачується.

У разі виникнення прихвату, основне завдання старшого по зміні - вжити першочергових заходів для запобігання ускладнення аварії та повідомити технічному керівництву про те, що сталося.

Першочерговими діями при прихваті є:

У разі прихвату під час знаходження бурильної колони без руху протягом певного часу (ремонтні роботи, нарощування труб тощо) спочатку відновлюють циркуляцію розчину (якщо її не було) і намагаються перевірити бурильну колону, але в жодному разі не розпочинають одразу ходіння. За безрезультатності двох і трьох спроб провернути бурову колону розпочинають її ходіння і потягування до 100 кН понад її власну вагу, не перевищуючи вантажопідйомності та міцнісних характеристик бурової вежі, устаткування і граничних значень розтяжних навантажень для бурильних та обсадних труб. Через 5-10 хвилин ходіння, бурильну колону намагаються провернути ротором, підвівши попередньо колону до її власної ваги перед прихопленням, число обертів ротора беруть для колон, що складаються з труб одного розміру.

У разі заклинювання бурової колони в жолобах, виробках сторонніми предметами або нестійкими породами, необхідно розвантажити бурильну колону на 200-300 кН і спробувати пропустити її вниз. Категорично забороняється розтягування бурильної колони понад її власну вагу. Одночасно відновлюється циркуляція одним насосом, а в разі збільшення тиску відновлюється циркуляція через два клапани насоса з поступовим

збільшенням подачі бурового розчину і намагаються провернути бурильну колону ротором за допомогою провідної труби, спочатку при власній вазі колони, а потім на 30-40 кН нижче за неї.

У разі виникнення прихвату під час спуску, бурильна колона натягується до її власної ваги, відновлюється циркуляція бурового розчину з малою подачею (при одному, двох працюючих клапанах) одного насоса з поступовим її збільшенням до вимог ГТП; робляться спроби, якщо можливо, під'єднати провідну трубу до прихопленої колони і провернути її; у разі безрезультатності двох і трьох спроб провернути бурильну колону, починають її ходіння з натягом до 20 кН понад власну вагу, не перевищуючи вантажопідйомності та міцності бурової вежі, устаткування та т. ін. Причому навантаження не повинно перевищувати понад 300 кН.

При прихопленні бурильної колони під час буріння, розширення або опрацювання стовбура, здійснюється інтенсивна циркуляція промивної рідини. Решта процедур як під час спуску бурильної колони.

Після звільнення бурильної колони від прихвату, інтервал над місцем проходження долота опрацьовується з інтенсивним промиванням. Лише потім опрацьовується інтервал знаходження долота під час прихвату.

У разі безрезультатності першочергових робіт з ліквідації прихвату, технічним керівництвом підприємства складається план ліквідації прихвату. У плані також необхідно передбачити створення безпечних умов праці під час звільнення труб згідно з галузевою інструкцією з безпеки праці під час ліквідації прихватів бурильного інструменту та обсадних колон.

5.8 ВИБІР МЕТОДИКИ ЛІКВІДАЦІЇ ПРИХВАТІВ

Нині є засоби і матеріали, що дають змогу ліквідувати будь-які аварії, якщо на ці роботи можна витрачати необмежену кількість матеріалів і засобів.

Однак треба враховувати економічні чинники і домагатися ліквідації аварій у якомога короткі терміни і з мінімальними витратами. У зарубіжній практиці максимальний час на ліквідацію аварій оцінюють за такими рівняннями [6]

$Nc = (V + Cp.б.) / CP$, (5.2)

де Nc - максимальний допустимий час для проведення рихтувальних робіт, діб; V - сумарна вартість інструменту, залишеного у свердловині; Ср.б. - сумарна вартість із забурювання та буріння нового стовбура; Ср - середньодобова вартість рихтувальних робіт і витрати на використання й експлуатацію рихтувального інструменту.

Орієнтовно умови цього рівняння по Україні можна застосовувати, якщо є можливість вчасно доставити на бурову ефективні інструменти та матеріали.

Ефективний метод ліквідації прихвату обирається технологічною службою підприємства шляхом ретельного аналізу обставин виникнення аварій, наявності засобів і можливості їх швидкої доставки на бурову.

Загальні принципи вибору методу ліквідації прихвату:

1. Спочатку рекомендується застосовувати методи, що дають змогу ліквідувати прихват силами бурової бригади, без залучення до цього додаткових матеріалів.

5. Виявляють можливість використання вібрації гідронасосами, гідроімпульсу, способу зниження тиску в зоні прихвату шляхом зниження рівня розчину в затрубному просторі або способу багаторазового зниження тиску в свердловині шляхом закачування в трубу рідини з меншою густиною, ніж буровий розчин (води, нафти, дизельного пального тощо), а потім - різким зниженням тиску, повторюючи цей цикл кілька разів.

5.9 ЛІКВІДАЦІЯ ПРИХВАТА МЕТОДОМ ЗНИЖЕННЯ РІВНЯ БУРОВОГО РОЗЧИНУ В СВЕРДЛОВИНІ

У разі виникнення прихвату під дією перепаду тиску ефективним засобом його ліквідації є зниження перепаду до меншого значення, ніж воно було до прихвату, шляхом зниження рівня бурового розчину в затрубному просторі до безпечних значень і приведення тиску стовпа рідини усередині труб до величини його в затрубному просторі.

Перевагою цього є - можлива швидкість його здійснення, виключення потреби в спеціальних рідинах; у відкритому стовбурі свердловини перебуває той самий розчин, з яким бурилась свердловина. До застосування цього методу особливо звертається увага на стан відкритого стовбура свердловини. Зокрема, на наявність у відкритому стовбурі, над зоною прихвату, продуктивних горизонтів, їхніх пластів тиску, а також тиску в зоні прихвату.

Для здійснення цього методу необхідна ретельна підготовка та проведення відповідних розрахунків, а саме:

Виключити можливість нафтогазопрояву, навіщо визначається пластовий тиск, щоб виявити, до яких меж можна знижувати рівень затрубному просторі. На експлуатаційних площах, де буріння ведеться давно, як правило, пластовий тиск відомий. Важче його визначити для розвідувальних свердловин, єдиних на цій площі. Тому, якщо пластовий тиск невідомий, його значення визначають приблизно шляхом множення нормального градієнта тиску 11,5 кПа/м на глибину залягання зони прихвату. Різниця між отриманим пластовим тиском до місця прихвату дає змогу знайти перепад тиску, а отже, і зниження тиску до значення, за якого відбувається звільнення прихоплених труб.

Остаточно гіростатичний тиск у свердловині має перевищувати пластовий на 10 - 15% для свердловин до 1200 м, на 5 - 10% для свердловин глибиною до 2500 м, 4-9% для свердловин глибиною понад 2500 м. Однак якщо пластовий тиск визначається приблизно, знижувати тиск потрібно поетапно. Спочатку знизити на 1/3 від різниці зазначених

тисків, потім на 2/3 і потім лише до допустимого тиску (перепаду для свердловин, які буряться на відповідну глибину).

Промивати свердловину з одночасним доведенням параметрів бурового розчину до значень, необхідних проектом для будівництва свердловини, отже, треба визначити такі параметри:

1. Сумарний об'єм води Vв, необхідний для закачування у свердловину [5]

$$v_в = \frac{p}{\gamma_k \cdot v_k} \cdot \frac{p}{(\gamma_p - \gamma_в) \cdot v_m}, \quad (5.3)$$

2. Максимальний протитиск Р3 після закачування всього обсягу води в бурильні труби [5]

$$P_3 = (p-(в)\ Vв) - Vт, \quad (5.4)$$

3. Максимальний об'єм води, який буде зворотно витіснено в приймальну ємність, Vo [5]

$$V_0 = \frac{P}{\gamma_p - \gamma_k}, \quad (5.5)$$

4. Максимальний об'єм води, який залишиться в трубах, V [5]

$$V = Vв - Vo \quad (5.6)$$

5. Зниження рівня бурового розчину в кільцевому просторі під час вирівнювання тиску в свердловині, Н [5]

$$H = Vo \times Vk \quad (5.7)$$

де Р - тиск, на який необхідно понизити тиск бурового розчину у свердловині, МПа; Р3 - максимальний тиск в трубах після закачування в них усього об'єму води, МПа; Vв - об'єм води закачуваний у свердловину, $м^3$; Vт - внутрішній об'єм одного метра бурильних труб, $м^3$; Vk - об'єм одного метра кільцевого простору між обсадною і бурильною колонами, $м^3$; Vo - об'єм води який буде назад витиснений в приймальну ємність, $м^3$; V - об'єм води який залишиться в трубах, $м^3$; Н - висота зниження рівня бурового розчину в кільцевому просторі після вирівнювання тиску у свердловині, м; р, в - відповідно щільність води і бурового розчину, $кг/м^3$.

Ліквідація прихвата зниженням рівня бурового розчину в затрубному просторі здійснюється за такою технологією (рис. 5.1)

- промивати свердловину до вирівнювання параметрів бурового розчину і привести параметри у відповідність до вимог проекту;
- провести обв'язку циркуляційної системи, з урахуванням закачування води в бурильну колону за допомогою цементувальних агрегатів і контрольованого об'єму відбору її зі свердловини шляхом пропуску через засувку;
- закачувати розрахунковий об'єм води в бурильну колону і зафіксувати тиск наприкінці закачування;
- здійснювати натяг бурильної колони до максимально безпечного навантаження;
- підібрати з бурильної колони обсяг води, необхідний для

зниження рівня в затрубному просторі до розрахункової величини. Швидкість відбору при цьому має бути мінімальною.

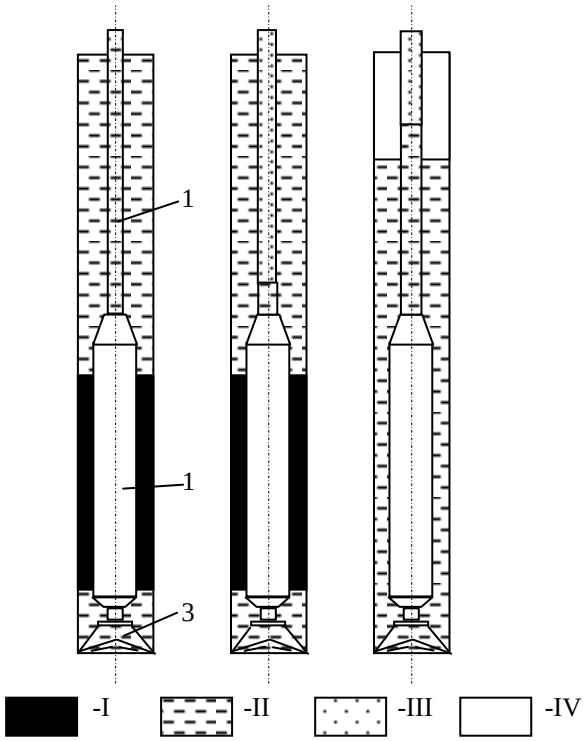


Рис 5.1 Схема ліквідації прихвата зниженням гідравлічного тиску.
I. Зона прихвата; II. Буровий розчин; III. Вода; IV . Повітря.
1 - бурильні труби; 2 - забійний двигун; 3 - долото.

У разі зниження рівня в затрубному просторі через кожні 100 м відбір води припиняють, уточнюють місцезнаходження рівня в затрубному просторі за кількістю відібраної води і фіксують тиск усередині бурильної колони. За отриманими даними необхідно оцінити можливість нафтогазопроявів із пластів. За їх відсутності тиск у бурильних трубах падає. Якщо ж починають проявлятися продуктивні пласти, то тиск усередині бурильних труб залишатиметься колишнім або навіть збільшуватиметься під час подальшого відбору води з бурильних труб. У цьому випадку відбір води з внутрішньої частини бурильної колони припиняється, і вживають заходів щодо запобігання нафтогазопроявів.

Під час звільнення бурильної колони її ходять, видаляють воду, свердловину промивають, а потім бурильну колону піднімають.

Якщо бурильну колону не вдалося звільнити, то слід закачати буровий розчин у затрубний простір із поступовим витісненням води з бурової колони. Після витіснення води свердловину промивають, безперервно контролюючи параметри бурового розчину з метою

виявлення ймовірності надходження нафти і газу в свердловину. Необхідно розглядати можливість подальшого зниження гідростатичного тиску стовпа бурового розчину і повторення операцій описаних вище.

5.10 ЛІКВІДАЦІЯ ПРИХВАТІВ ЗА ДОПОМОГОЮ РІДИННИХ ВАНН

Найпростіший і найпоширеніший метод ліквідації прихвату - це встановлення ванн, завдяки якій витягується вся бурильна колона. Неодмінною умовою для здійснення цього методу є збереження циркуляції бурового розчину, залежно від причини прихвату застосовують нафтову, водяну або кислотну ванну.

Перед установкою ванни (будь-якої) визначають гідростатичний тиск на продуктивні пласти. Якщо цей тиск не перевищує пласт більш ніж на 15 %, то необхідно обтяжувати буровий розчин. Крім того, слід взяти до уваги допустимі навантаження на зняття спущених проміжних колон з урахуванням їхнього зносу.

Під час вибору технології встановлення ванн потрібно мати на увазі таке:

Густину рідини для ванн бажано мати рівною або дещо більшою (для ліквідації прихвату в призабійній зоні) густини бурового розчину. У разі використання як рідини для ванн вапняно-бітумних або інших розчинів на вуглецевій основі їх необхідно обробити так, щоб запобігти випадінню обважнювача та утворенню пробок усередині труб і кільцевому просторі.

Щільність, в'язкість і СНС бурового розчину, що знаходиться в свердловині, повинні бути мінімальними.

Об'єм рідини для ванн має дорівнювати об'єму свердловини від долота і верхньої межі прихвату плюс 50 %. Слід підкреслити, що там, де рідина ванни заповнювала весь відкритий стовбур, встановлення ванн дало найкращі результати. Американські дослідники показали, що мінімальний об'єм рідини для ванн має бути не менше 24 $м^3$, навіть якщо за розрахунком його потрібно менше. Перед установкою ванн обов'язково перевіряється: - протиприхватне обладнання, насоси, циркуляційну систему, обладнання та бурову вежу, кількість і якість запасного бурового розчину, наявність і справність запобіжних клапанів і манометрів, заливну головку з триходовим краном високого тиску та двома відводами до нагнітальної лінії, від цементувальних агрегатів. Зворотний клапан обпресовують на півтораразовий тиск, що виникає до моменту початку виходу рідини ванн із труб у затрубний простір. Перевіряють майданчики під блоками вишок і дизельних з метою виключення можливого займання, а також наявність і стан протипожежних засобів. Технологія встановлення ванн передбачає таке: Підвішування бурильної колони на талевій системі, установку на верхній трубі зворотного клапана або кульового клапана та заливальної головки для приєднання до цементувальних агрегатів: відновлення циркуляції

бурового розчину та закачування його в об'ємі 2 - 3 м, закачування (якщо передбачено планом) розрахункових об'ємів буферної рідини, рідини ванни, другого об'єму буферної рідини та промивної рідини.

У процесі продавки в разі перевищення тиску проти розрахункового, швидкість закачування промивної рідини необхідно зменшити, не допускаючи перевищення внутрішнього тиску для цього розміру труб.

Рідину для ванни подають у зону прихвату не всю одразу: останні 3 - 5 $м^3$ рідини, що знаходяться в трубах, закачують порціями по 1 $м^3$ через 1 годину стояння під ванною. Після закінчення закачування розрахункового об'єму промивної рідини крани на заливній голівці закриваються. Час перебування колони під ванною не має перевищувати 24 години. Дія ванни триває в середньому 12 годин.

За наявності каверн для верхньої межі прихвату бурильну колону ходити не рекомендується, щоб унеможливити поломки труб у цій зоні. У таких випадках проводиться максимально допустимий натяг колони і плавне розвантаження на 200-300 кН.

Якщо ванна не дала позитивного результату, то її повторюють або переходять на інші способи ліквідації прихвата. Під час звільнення колону обережно ходять з інтенсивним промиванням, видаляють рідину ванни і піднімають колону.

Нафтова ванна: нафтову ванну встановлюють у разі прилипання бурильних труб або обсадних колон, або прихвату їх сальником, а іноді для ліквідації обвалів. Ефективність нафтових ванн різко підвищується в разі додавання в нафту ПАР до 2% сульфоналу і 1% дисульфану, або 0,5 (2% дисольвану до обсягу нафти, що закачується. У результаті застосування ПАР сили зчеплення між частинками глини, обважнювача та породи зменшуються. Дослідженнями встановлено, що для нафтових ванн бажано застосовувати легку нафту з вмістом значної кількості нафтових кислот, масляними та важкими фракціями. Менший ефект дає закачування легкої нафти з невеликою кількістю цих кислот і фракцій, а також для використання цих ванн важкої нафти. Легка нафта, як менш в'язка, легко проникає між частинками глини і знижує в'язкість між ними. Нафтова ванна дає гарний ефект при повній заміні в зоні прихвату глинистого розчину на нафту.

Для попередження спливання нафти рекомендується застосовувати буферну рідину, тобто структурований глинистий розчин, прісний і мінералізований буровий розчин. Останні два обробляють реагентами - структуроутворювачами - крохмалем, КМЦ і метасом (відповідно для температури у свердловині 100, 150 і понад 150 °С).

Буферна рідина повинна мати такі параметри: густину, що дорівнює густині бурового розчину; в'язкість максимально можливу; СНС, заміряну через 10 хвилин, не менше ніж 27 МПа; показник фільтрації не менший від показника фільтрації бурового розчину в свердловині, крім того, буферна рідина під час змішування з буровим розчином не має

спричиняти його коагуляцію.

Водяна ванна: у деяких районах для ліквідації прихватів ефективно застосовують водяну ванну. Її перевага - швидкість установлення, оскільки не потребує рідких спеціальних агентів, агрегатів і спеціальної підготовки для її здійснення. Водяна ванна ефективна, коли заміна глинистого розчину нафтою може призвести до викиду, якщо в зоні ванни трапляються глини, що обвалюються, і особливо, коли бурильна колона розташована в інтервалі залягання магнієвих і натрієвих солей. У практиці знайшли застосування такі види ванн: фосфорнокисла ванна на водній основі (вміст 6 %); водний розчин тризаміщеного фосфорнокислого калію - 95-97 %; ЛІГШІ (ОП-10) – 2 - 3 %; поліакриломід - 1 - 2 %.

Кислотна ванна: для звільнення прихоплених бурильних колон і усунення заклинювання долота, турбобурів у карбонатних, глинистих (вапняках, доломітах) та інших породах, що піддаються дії кислоти, застосовують кислотні ванни. Для кислотних ванн використовують переважно соляну кислоту 8 - 14 % концентрації. Однак часто застосовую суміші соляної кислоти і води, нафти і кислоти, або 15 - 20 % соляної і 40 % плавикової кислот.

Розрахунок ванни: При розрахунку ванн різницею між діаметрами турбобурів, УБТ і труб нехтують. Для розрахунку об'єму рідини необхідного для заповнення затрубного простору, виходять із різниці між діаметром свердловини і бурильних труб. При прихваті турбобура і УБТ на вибої, кількість рідкого агента для ванни (нафти, кислоти або води) визначають за формулою [6]:

$$Q = 0{,}785(n - h) + 0{,}785 d_в^2 h_1, \text{ м}^3 \qquad (5.8)$$

де $D_д$ - діаметр свердловини, м; k - коефіцієнт кавернозності свердловини в зоні прихвату; $D_{тр}$ - зовнішній діаметр бурильних труб, м; n - висота підйому рідкого агента від вибою до верхньої частини прихвату, м; h - висота підйому рідкого агента вище зони прихвату, м; $d_в$ - внутрішній діаметр труб, м; h_1 - висота підйому бурового агента в бурильних трубах, м.

У разі прихвату бурильної колони високо над вибоєм рідкий агент для ванн повинен перебувати в зоні прихвату, нижче і вище за неї не менше ніж на 50 м

Кількість рідини для ванн знаходиться з виразу

$$Q = 0{,}785(n_1 + 2h)$$

де n_1 - висота прихопленої ділянки колони, м

Об'єм продавальної рідини Vn обчислюється за формулами

Під час ліквідації прихвату біля вибою [6]

$$V_п = 0{,}785(L - h_1) + V_{н.л} \qquad (5.9)$$

де L - довжина бурильної колони; $V_{н.л}$ - об'єм рідини для заповнення нагнітальної лінії і підводів до прихваченої колони.

Під час ліквідації прихвату під вибоєм [6]

$$V_n = 0{,}785[d_в^2 L + (KD_д^2 - D_{тр}) h_3] + V_{н.л} \qquad (5.10)$$

де h^3 - висота стовпа продавальної рідини в затрубному просторі до місця розташування рідкого агента для ванни (нафти, кислоти, води).

5.11 **ГІДРОІМПУЛЬСНИЙ СПОСІБ ЛІКВІДАЦІЇ ПРИХВАТА**

Гідроімпульсний спосіб (ГІС) рекомендується для ліквідації диференціальних прихватів, у разі заклинювання колони в жолобі та прихватів, що виникають під час підйому бурильної колони. Під час використання ГДС низ бурильної колони (долото) має бути вищим від вибою, оскільки спосіб ґрунтується на збиванні інструменту донизу і зниженні гідравлічного тиску в свердловині. ГДС можна реалізувати насамперед за наявності циркуляції бурового розчину, а в окремому випадку навіть за його відсутності (прихватів унаслідок випадання шламу). Однак в останньому варіанті способу коливальні процеси менш інтенсивні.

Спосіб заснований на створенні надлишкового тиску всередині Спосіб ґрунтується на створенні надлишкового тиску всередині бурильної колони або затрубному просторі та подальшому миттєвому знятті цього тиску під час швидкого відкриття затвора. Як останній, можна використовувати різні запірні пристрої, що швидко відкриваються (діафрагми, що розриваються, золотники, пробкові крани тощо).

Назвемо варіант ГДС при створенні попереднього надлишкового тиску всередині бурильної колони - прямим (ПГІС), а при створенні цього тиску в затрубному просторі - зворотним (ОГІС).

За наявності циркуляції надлишковий тиск створюють шляхом закачування в труби (затрубний простір) легшої, ніж буровий розчин, рідини (вода, нафта, нафтопродукти, спирти та ін.) або газу (повітря).

Надлишковий тиск на гирлі після закінчення накачування можна оцінити за формулою [5]

$$P_{надлиш}=lq(\rho_р-\rho_л), \qquad (5.11)$$

де l - довжина стовпа рідини, що заміщає густиною $p_л$; $p_р$ - густина бурового розчину.

Використання газу (повітря) краще в багатьох відношеннях, однак необхідний компресор або інше джерело газу з високим тиском. У разі використання газу (повітря) розрахунок (5.11) проводиться за $p_р = 0$.

Приймаючи, що тиск у свердловині на глибині Z_0 після циклу ГДС не має бути нижчим за p_0, отримуємо формулу для обчислення висоти стовпа рідини, що заміщає:

$$L_1 = \frac{(\rho_р q Z_0 - \rho_0)(S_1 + S_2 - S_{1(2)}\frac{\rho_л}{\rho_р})}{S_{1(2)} q(\rho_р - \rho_л)}. \qquad (5.12)$$

де S_1 і S_2 - середньозважена площа перерізу відповідно внутрішньої порожнини труб і затрубного простору.

За формулою (5.11) при $L = L_1$ знаходимо максимальний надлишковий тиск на гирлі з умови нижнього гранично допустимого тиску в заданому перерізі свердловини.

Своєю чергою максимальний тиск на гирлі за ПГІС обмежується міцністю труби на розрив в умовах складного навантаження за відомих значень коефіцієнта запасу міцності.

Граничне значення тиску, виходячи з міцності труби на розтягнення, знаходять за формулою [5]

$$P_{1n} = \frac{\sigma_m f_1 / a - G}{S_1}, \qquad (5.13)$$

де $\sigma_т$ - межа плинності сталі для верхньої труби бурильної колони площею перерізу за металом f_1; G - вага колони за індикатором ваги під час реалізації ГДС; а - коефіцієнт запасу міцності.

Межа тиску згідно з формулою Барлоу:

$$P_{2n} = 1{,}52 \frac{\sigma_m \delta}{d_m}, \qquad (5.14)$$

де δ - товщина стінки труби; dт - діаметр труби.

Маючи значення тиску за (5.13) і (5.14), знаходять за формулою (5.11) граничну довжину стовпа рідини-замінника, виходячи з міцності бурильної колони. Маючи три розрахункові величини стовпа замісної рідини, набуваємо найменшого значення (Lm).

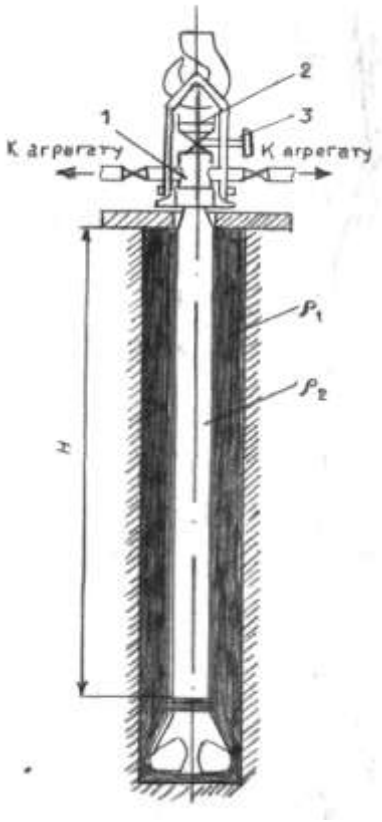


Рисунок 5.2 - Схема обв'язки обладнання для проведення гідроімпульсу:

1-нагнітальна головка;

2-діафрагма оголовника;

3-засувка.

Застосування гідроімпульсу для ліквідації прихватів доцільне в разі розкритих слабоцементованих, схильних до обвалів і осипів порід, за наявності каверн, що перевищують об'єм номінального стовбура свердловини більш ніж у 1,5 рази, та в разі дуже засміченого вибою свердловини шламом та іншими чужорідними тілами, оскільки вони сприяють закупорюванню нижньої частини колони і припиненню циркуляції.

5.12 ІМПУЛЬСНО-ХВИЛЬОВИЙ СПОСІБ ЛІКВІДАЦІЇ ПРИХВАТІВ

Імпульсно-хвильовий спосіб ліквідації прихватів ґрунтується на подачі пружної імпульсної хвилі від гирла свердловини по бурильній колоні на її прихвачену ділянку.

Для цього на роторі бурової установки встановлюється імпульсний двигун, що складається з якоря і реактора. Якір через перехідник жорстко з'єднується з бурильною колоною, а реактор підвішується на талевій системі. Від джерела енергії через випрямляч і наповнювач енергія надходить на обмотки якоря і реактора імпульсного лінійного двигуна, де імпульсний струм створює імпульс механічної сили до 1400 кН, спрямований за віссю колони, водночас верхня частина бурильної колони затискається і залишається нерухомою, а пружна хвиля зі швидкістю звуку прямує вниз до місця прихвату й усуває його. Що довша зона прихвату, то більше імпульсів потрібно для звільнення від нього колони.

Спосіб і засоби для його здійснення розроблено фахівцями Харківського відділення УкрНДГРІ, які проводять роботи з ліквідації прихватів на замовлення підприємств.

Лекція 6
БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ ПОГЛИНАННЯ ПРОМИВНОЇ РІДИНИ (ПР).

6.1.Загальні положення

Поглинанням називається гідродинамічна взаємодія в системі свердловина-пласт, що супроводжується перетіканням деякої кількості промивної рідини зі стовбура свердловини в навколишні гірські породи.

Поглинання промивної рідини під час буріння і тампонажного розчину при кріпленні свердловин - один із найтяжчих та найпоширеніших видів ускладнень, які потребують значних витрат часу та коштів, що часто спричиняє інші ускладнення та аварії у свердловині.

Причини поглинань:

- наявність у гірській породі каналів поглинання;
- репресія на пласт, що визначається з рівняння

$$\Delta P = (P - P_n) > 0, \qquad (6.1)$$

де P – тиск у свердловині проти поглинаючого пласта; P_n - тиск відкриття поглинання.

Тиск відкриття поглинання :

$$P_n = P_{пл} + P_{\Delta}, \qquad (6.2)$$

де $P_{пп}$ - пластовий тиск; P_{Δ} - тиск, необхідний для зсуву в'язкопластичної рідини в каналах поглинання.

Тиск пласта врівноважується стовпом промивної рідини, постійному в свердловині

$$P_{пл} = \rho g (z_n - h_c). \qquad (6.3)$$

Тиск зсуву рідини в тріщині з плоскопаралельними стінками оцінюється за формулою:

$$P_\theta = 2\ell Q / \delta, \qquad (6.4)$$

де ℓ - протяжність тріщини, δ – розкриття тріщини, Q - статичне напруження зсуву промивної рідини.

За інтенсивністю поглинання поділяються на:

- часткові, коли втрати ПР у стовбурі свердловини більші за природний спад і менші за подачу бурового насоса, і частина промивної рідини на поверхні повертається;
- повні, коли втрати дорівнюють подачі бурового насоса, динамічний рівень рідини не досягає гирла свердловини, рідина не виходить зі свердловини і циркуляція переривається.

Таким чином баланс витрати ПР при поглинанні становить.

$$Q = Q_b + Q_n$$

де Q -подача бурового насоса; Q_b - витрата ПР, що витікає зі свердловини; Q_n - витрата поглиненої рідини.

Тоді:

при частковому поглинанні
$Q_b \neq 0$; $h_g=0$; $h_c \geq 0$;
при повному поглинанні
$Q_b=0$; $h_g>0$; $h_c>0$;

де h_g - динамічний рівень ПР у свердловині; h_c - статичний рівень ПР у свердловині..

6.2. Ознаки та негативні наслідки поглинання

Прямими ознаками поглинання є: падіння рівня ПР у приймальних ємностях бурових насосів, порушення циркуляції і зниження динамічного рівня рідини в свердловині.

Під час розбурювання інтервалів поглинання можливі провали бурового інструменту і збільшення механічної швидкості буріння, погіршення виносу шламу і зміна його фракційного складу, локальні скупчення шламу в стовбурі свердловини з подальшим заклинюванням і затягуванням інструменту в цих місцях. Під час поглинання ПР перенасичується шламом, відбувається підвищення її щільності та зміна інших властивостей. У результаті забруднення стовбура свердловини шламом можливі прихвати бурильної колони. Внаслідок зниження протитиску на пласт - через падіння h_g і h_c - можливий розвиток осипів і обвалів стінок свердловини, флюїдопроявів..

Якщо ПР поглинається продуктивним пластом з АНПТ, то відбувається забруднення флюїду пласта, погіршення колекторних властивостей пласта. При неізольованому поглинаючому пласті ускладнюється досягнення заданої висоти підйому цементного розчину за обсадною колоною, збільшується його витрата. Боротьба з поглинанням пов'язана з додатковою витратою часу, коштів, матеріалів і в остаточному підсумку призводить до збільшення термінів спорудження свердловини і підвищення її вартості.

6.3. Геологічні чинники виникнення поглинання

Проникними породами, що поглинають, можуть бути практично всі гірські породи, за винятком глин. За характером каналів поглинання проникні породи поділяють на пористі тріщинуваті, кавернозні та змішані.

До головних характеристик пористих порід належить пористість m, яку вимірюють у частках одиниці або у відсотках

$$m = V_n / V_{об}, \qquad (6.5)$$

де V_n - об'єм пор; $V_{об}$ - загальний об'єм зразка гірської породи.

Розрізняють абсолютну та ефективну пористість. Під час визначення ефективної пористості враховують пори, що тільки сполучаються між собою. Для деяких пористих порід вона доходить до 20 - 25%. Зазвичай пориста гірська порода складається із зерен різного розміру і форми. І величина

пористості залежить від розміру зерен і характеру їх укладання (наприклад, для пісків діаметр пор d - 1.25mD_0), де D_0 діаметр зерен.

Експериментальними дослідженнями встановлено, що в породах, які складаються із зерен, діаметр яких сягає 1 мм, глинистий розчин навіть за перепаду тиску 10мПа глинистий розчин навіть за перепаду тиску 10мПа абсолютно не проникає в породу, тоді як вода фільтрується вільно.

Зі збільшенням поперечного розміру зерен зростає глибина проникнення глинистого розчину в породу. Гранулярні породи (піски, пісковики) практично не проникні для глинистого розчину через утворення глинистої кірки і кольматації пристінної частини пласта.

Таким чином у пористому середовищі можливе стабільне поглинання тільки ньютонівських промивних рідин, що не містять твердої фази.

Тріщинуватість породи. Спостереження показують, що тріщини є основними каналами, які викликають поглинання промивної рідини. За походженням тріщини поділяються на природні та штучні. Під тріщинуватістю розуміють сукупність тріщин у масиві гірських порід. Мережі тріщин і окремі тріщини характеризуються такими параметрами:

1) Щільність тріщин тієї чи іншої системи виражається відстанню між сусідніми тріщинами;

2) Розкриття тріщин (ширина);

3) Протяжність тріщин у площині оголення;

4) Кут падіння площини тріщин.

Наявність поглинання, його інтенсивність насамперед визначається розкриттям тріщин (див. рис. 6.1.). За величиною розкриття тріщини ділять на п'ять груп: тонкі до 1 мм, дрібні від -1 мм до 5 мм, середні - від 5 мм до 20 мм, великі - від 20 мм до 100 мм, дуже великі - зверху 100 мм. Розрізняють відкриті (зяючі) і закриті (зімкнуті) тріщини. Розмір тріщин з часом може змінюватись під дією природних і штучних чинників. Тріщини зменшуються під дією гірничого тиску і випадання солей, а збільшуються при русі підземних вод і розчиненні солей. Завдяки пружним властивостям гірських порід під дією надлишкового гідравлічного тиску на пласт збільшується розкриття зяючих тріщин і відбувається розкриття зімкнутих тріщин. Зімкнуті тріщини після розкриття можуть знову стикуватися, якщо зменшиться надлишковий гідравлічний тиск, або залишитися розкритими, якщо в порожнині тріщин із частинок піску або уламків зруйнованої породи утвориться каркас розпору.

Під дією надлишкового гідравлічного тиску можливе утворення тріщин розриву в раніше непорушеній гірській породі. Цей тиск називають тиском гідророзриву. Тріщина виникає у всіх випадках, коли тиск гідророзриву перевищує міцність породи на відстань плюс напруга стиснення в масиві гірських порід, що оточує свердловину. Оскільки міцність порід на розтягнення мала порівняно з напругою стиснення, її зазвичай виключають із розрахунків

Тріщини розриву розвиваються в тій площині, де відзначаються найменші сили опору, тобто найменший гірський тиск. За винятком районів з активним гороутворенням найменше головне напруження горизонтальне, тому тріщини розриву, що утворюються під час спорудження свердловини, вертикальні. У

неглибоких свердловинах (до 900м), де гірничий тиск незначний і порівнянний з міцністю порід на відстані, тріщини розриву мають горизонтальну орієнтацію.

Природні відкриті тріщини в гірській породі можуть існувати тільки в тому разі, якщо одна з головних напруг розтягувальна. Теоретичні дослідження напруженого стану гірських порід показують, що тріщини розтягування можуть залишатися відкритими до глибини на якій

$$\delta_1 = 8\delta_h$$

де δ_1 - найбільше головне напруження, δ_h - міцність породи на розтягнення. Оскільки нині немає засобів вимірювання напружень у гірських породах, що оточують свердловину, що буриться, немає і можливості диференціювати природні відкриті тріщини від штучно утворених.

За кутом нахилу тріщини ділять на вертикальні (з кутом 75-90^0), круті (з кутами 45-75^0), пологі (з кутом 15-45^0) горизонтальні (з кутом менше 15^0).

За розкриттям тріщини ділять на тонкі (<1,0 мм), дрібні (1,5 мм), середні (5-20 мм), великі (20-100 мм) і дуже великі (>100 мм).

Орієнтовно тиск гідророзриву може бути визначено за формулою

$$P_{гр} \cong (0{,}49 \div 0{,}91) Pг (0{,}49 \div 0{,}91)\, \rho_г g z,$$

де $P_г$ - гірський тиск; $\rho_г$ - щільність гірських порід.

Порушення температурного режиму в свердловині та коливання гідродинамічного тиску під час буріння свердловини спричиняють зниження тиску гідророзриву. Приріст тиску гідророзриву зі зростанням глибини на 1 м називається питомим тиском гідророзриву. Він коливається в межах 12 - 26 кПа/м. Для попередження гідророзриву тиск у свердловині рекомендується підтримувати нижчим на 10 - 15%.

Кут нахилу тріщини позначається при ізоляції їх тампонажним розчином з більшою густиною, ніж густина рідини пласта. За крутих понад 450 кутів падіння тріщин тампонажний розчин за певних умов буде стікати донизу по тріщині і кругової ізоляційної завіси може не вийти.

На інтенсивність поглинання впливають за інших рівних умов характер поверхні тріщин, їхня звивистість, клиноподібність, характер зміни розкриття. Нерідко мережею тріщин розбита пориста порода, тоді виникає тріщинувато-пористе середовище, проникність якого визначається проникністю тріщин.

Важливим параметром тріщинуватих порід є порожнистість тріщини, що характеризується відношенням об'єму, який займають тріщини, до загального об'єму породи, її також називають свердловинністю, рідше пористістю тріщини. Пустотність тріщини змінюється від часток відсотків до 5-6%.

<u>Кавернозні проникні породи.</u> Поглинання промивної рідини, пов'язані з каретами і кавернами, спостерігаються там, де є розчинні породи, головним чином карбонатні і сульфатні

(вапняк, гіпс тощо). Поглинання під час розкриття каверн є найбільш важко усунутими.

Закарстованість порід загасає з глибиною. Найбільша кількість великих карстових порожнин і каверн спостерігається на глибині до 300 м. У масиві порід каверни пов'язані між собою тріщинами, і такі масиви називають кавернозними для тріщинуватості. Пустотність кавернозних порід може досягати 15%, але найчастіше вона не перевищує 3 - 5%.

За величиною пластового тиску пласти гірських порід поділяють на пласти з нормальним пластовим тиском, аномально високим тиском (АВПТ) і аномально низьким пластовим тиском (АНПТ).

Відношення тиску пласта до тиску стовпа води висотою від даної точки до денної поверхні називається коефіцієнтом аномальності:

$$K_a = \frac{P_{пл}}{\rho_в g z_п},$$

де $P_{пл}$ - ластовий тиск на глибині zп ; $\rho_в$ - щільність води; g - прискорення вільного падіння.

Якщо $1.0 \leq K_a \leq 1,3$, о тиск пласта вважається нормальним.

Якщо K_a - 1,3 - аномально високим, а при K_a ‹1,0 - аномально низьким. Поглинання ПР спостерігаються в пластах з АНПТ.

6.4. Технологічні чинники виникнення поглинання.

Досвід буріння показує, що частота виникнення та інтенсивність поглинань залежить від виду технологічних операцій і режиму їх виконання у свердловині.

У загальному випадку поглинання виникає тоді, коли гідродинамічний тиск у будь-якому перерізі відкритого стовбура свердловини стає більшим за тиск відкриття в цьому ж перерізі, тобто

$$P_{гд} = P_{ст} + \Delta P_{гд} \geq P_п,$$

де $P_{гд}$ - гідродинамічний тиск у кільцевому просторі свердловини; $P_{ст}$ - гідростатичний тиск стовпа промивної рідини на глибині зони поглинання; $\Delta P_{гд}$ - приріст гідродинамічного тиску в свердловині вище за зону поглинання під час виконання різних технологічних операцій.

Для ньютонівської рідини гідростатичний тиск

$$P_{ст} = \rho g z \qquad (6.8)$$

де ρ- густина рідини; g - прискорення вільного падіння; z - висота стовпа рідини.

Для рідин, що мають пластичні властивості, граничний гідростатичний тиск визначається за формулою:

$$P_{ст} = \rho g z \pm \frac{4QZ}{D}, \qquad (6.9)$$

де D - діаметр свердловини. Знак " + " в (6.9) приймають для випадку слабкого припливу, а "-" - за відтоку рідини в пласт.

Граничний гідростатичний тиск для концентричного кільцевого простору свердловини оцінюють за формулою:

$$P_{ст} = \rho g z \pm \frac{4QZ}{D-d}, \qquad (6.10)$$

де d - діаметр колони труб.

Приріст гідродинамічного тиску $\Delta P_{гд}$, алежить від виконуваної у свердловині технологічної операції (механічне буріння, спуск бурового інструменту, запуск бурових насосів).

<u>Визначення $\Delta P_{гд}$ при механічному бурінні.</u>

При механічному бурінні в разі ламінарної течії в'язкопластичної рідини в кільцевому просторі для визначення $\Delta P_{гд}$ можна застосовувати формулу:

$$\Delta P_{гд} = \frac{128 Z_{П} \eta Q}{ПD^4\left[1 - d^{-4} + (1-d^{-2})^2 / l_n d^{-}\right]} + \frac{4z\tau_0}{D-d}, \qquad (6.11)$$

де Z_n - відстань від місця поглинання до рівня виливу промивної рідини; η - в'язкість промивної рідини; Q - витрата промивної рідини; D_d - зовнішній і внутрішній діаметр кільцевого проміжку, đ =d/D; τ_0 - динамічна напруга зсуву промивної рідини.

Для в'язкої рідини, коли τ_0=0, обчислюється за формулою

$$\Delta P_{гд} = \frac{128 Z_n \eta Q}{ПD^4\left[1 - d^4 + (1-d^2)^2 / l_n d\right]}, \qquad (6.12)$$

У разі турбулентного руху рідини в кільцевому просторі, розрахунок $\Delta P_{гд}$ виконують за допомогою формули Дарсі-Вейсбаха

$$\Delta P_{гд} = \lambda \frac{Z_n}{D-d} \rho \frac{V^2}{2}, \qquad (6.13)$$

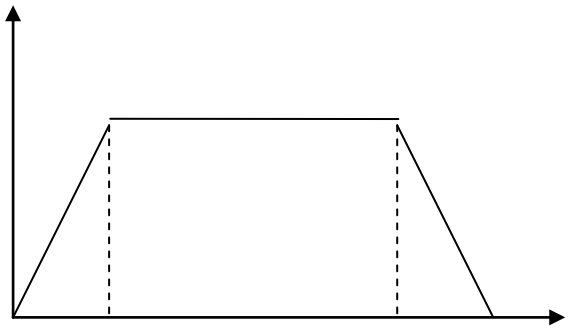
де λ - безрозмірний коефіцієнт гідравлічних опорів; ρ - густина промивної рідини в кільцевому просторі; V - середньооб'ємна швидкість течії рідини.

Якщо у формулі Дарси-Вейсбаха значення V виразити через витрату промивної рідини Q в дм^3/с, то отримаємо рівняння

$$\Delta P_{гд} = 82{,}6\ 10^{-14} \frac{\lambda \rho Z_n Q^2}{(D-d)^3 (D+d)^2} \qquad (6.14)$$

<u>Визначення $\Delta P_{гд}$ при спуску бурового інструмента</u>

Під час спуску бурового інструмента найбільший вплив на $\Delta P_{гд}$ чинять швидкість спуску та величина кільцевого проміжку. Період спуску однієї свічки можна розділити на три етапи: розгін, рух із постійною швидкістю та гальмування рис. 6.2.



час

Рис. 6.2. Перепад тиску в свердловині при СПО

Для розрахунку $\Delta P_{гд}$ у процесі спуску бурового інструмента запропоновано багато розрахункових формул і методик. Одні вважають залежність $\Delta P_{гд} = f(V)$ лінійною, інші більш складною.

Для умов колонкового розвідувального буріння П. М. Тен отримав емпіричну формулу

$$\Delta P_{гд} = KV_{max}\ell_1, \tag{6.14}$$

де К - дослідний коефіцієнт, що враховує розміри кільцевого проміжку і параметри промивної рідини, V_{max} - максимальна швидкість спуску, l - довжина бурильної колони.

В. І. Крилов на підставі узагальнення експериментальних даних запропонував для розрахунку $\Delta P_{гд}$ залежність

$$\Delta P_{гд} = \frac{4\ell\tau_0}{D-d} + \lambda\frac{\ell}{D-d}\rho\frac{V^2_{max}}{2}, \tag{6.15}$$

де λ - узагальнений коефіцієнт гідравлічних опорів, що враховує втрати як у кільцевому проміжку, так і місцеві опори. Для умов експерименту $\lambda = 0.030 - 0.035$.

Орієнтовно надлишковий гідродинамічний тиск у процесі спуску бурового інструмента можна також визначити з виразу

$$\Delta P_{гд} = \frac{G_1 - G_2}{F_C}, \tag{6.16}$$

де G_1 - навантаження на гаку на початку періоду розгону, Н; G_2 - теж наприкінці розгону, Н; F_c - рідина поперечного перерізу свердловини.

Достовірні дані про величину гідродинамічного тиску в свердловині під час переміщення бурильних труб дають вимірювання його глибинними монометрами. На рис. 6.1. наведено приклад діаграми глибинного монометра, записаної під час спуску та підйому бурильної колони СБТМ-50 у свердловині діаметром 76 мм, заповненій глинистим розчином. На діаграмі видно списи тисків під час спуску бурильної колони. Спочатку, незважаючи на високі швидкості спуску, гідродинамічні тиски не великі. Зі зростанням глибини спуску бурового інструменту списи гідродинамічного тиску збільшуються і

гідравлічний тиск досягає 170% від гідростатичного. Тому під час спуску останніх свічок, з метою зниження $P_{гд}$, необхідно прагнути до зниження швидкості спуску бурового інструменту.

Визначення $\Delta P_{гд}$ під час запуску насоса

При різкому ввімкненні насоса порівняно з плавним, в умовах застосування структурних ПР, гідродинамічний тиск може збільшуватися у 2-3 рази. У разі повільного закриття пускової засувки $\Delta P_{гд}$ визначають за формулою К.А. Царевича

$$\Delta P_{гд} = \frac{4QZ}{D-d}, \qquad (6.17)$$

де Q - статична напруга зсуву промивної рідини, Па

У разі миттєвого перекриття пускової засувки $P_{гд}$ можна визначити за формулою Н.Є. Жуковського..

ЛЕКЦІЯ 7.
ДОСЛІДЖЕННЯ ПОГЛИНАЮЧИХ ПЛАСТІВ.

Дослідження поглинаючих горизонтів проводяться з метою одержання достовірної інформації для обґрунтованого вибору способу попередження і ліквідації поглинання. Ця інформація включає відомості:

- за складом і властивостями порід у зоні поглинання, їх пористості;
- тріщинуватості, кавернозності;
- геометричних параметрів поглинаючого пласта, його потужності і глибини залягання, діаметру свердловини в зоні поглинання;
- кількість і розміри каналів поглинання;
- інтенсивності поглинання (прийомистості пласта);
- тиску поглинання.

Усі методи дослідження можна розділити на три групи: методи спостереження силами бурової бригади; геофізичні методи і гідродинамічні методи, які виконують спеціальні геофізичні та гідрогеологічні загони.

7.1. Спостереження в процесі буріння.

Методи спостереження не вимагають зупинки буріння, доступні членам бурової бригади і найбільш оперативні.

За даними спостереження за процесом буріння можна встановити початок поглинання, глибину залягання і потужність поглинаючого пласта. Ознаками, що характеризують можливість поглинання, є збільшення механічної швидкості буріння, провали інструменту і підвищений вміст шламу в промивній рідині. У разі розкриття зони часткового поглинання в процесі буріння спостерігається збільшена витрата промивної рідини, зниження її рівня в приймальній ємності.

Спостереження на свердловинах за інтенсивністю витрати промивної рідини показали, що в міру поглиблення в поглинаючий пласт витрата зростає доти, доки проникний інтервал не буде розкрито повністю. Через деякий час встановлюється приблизно постійна витрата рідини. Розкриття наступної зони поглинання викликає нове збільшення інтенсивності поглинання.

Інтенсивність часткового поглинання в процесі буріння визначають як різницю між подачею промивної рідини в свердловину і виходом з неї. Для встановлення початку поглинання необхідно знати, що абсолютна величина різниці між подачею промивної рідини в свердловину і виходом з неї перевищує деяку величину, яка характеризує природні втрати промивної рідини в свердловині внаслідок поглиблення свердловини і фільтрації

$$\Delta Q = Q - Q_B \geq \Delta g \,, \qquad (7.1)$$

де ΔQ – інтенсивність поглинання, м^3/г ; Δg - природний спад промивної рідини м^3/р.

Подачу промивної рідини в свердловину визначають за допомогою витратомірів або обчислюють за кількістю подвійних ходів насоса. Кількість промивної рідини, що виходить зі свердловини, можна визначити за зміною

рівня рідини в приймальних ємностях, обладнаних рівнемірами або спеціальними витратомірами, встановленими в бажаній системі.

Розтин зони повного поглинання відзначається повною втратою циркуляції. За величиною статичного рівня рідини у свердловині можна оцінити тиск пласта.

Оскільки буримість порід, що складають поглинаючі пласти, різко відрізняються від буримості інших порід розрізу, то зону поглинання можна виділити за зміною середньої швидкості буріння. Зміна механічної швидкості буріння свідчить про зміну властивостей породи, насамперед тріщинуватості.

Під час оцінки зон поглинань за допомогою механічного каротажу використовують емпіричну залежність між приростом механічної швидкості буріння в зоні поглинання та прилеглих не поглинаючих породах від ступеня розкриття тріщин δ.

$$\Delta V_m = V^1{}_m / V^{11}{}_m \cdot 100\%, \qquad (7.2)$$

де $V^1{}_m$ *и* $V^{11}{}_m$- середні швидкості буріння відповідно в зоні поглинання і в невсмоктувальних граничних породах, м^3/г.

З рис. 7.1 видно, що при збільшенні збільшується розкриття тріщин. Цією методикою не можна користуватися в разі провалів бурового інструмента (на рис 7.1 заштрихована область δ › 20 мм.)

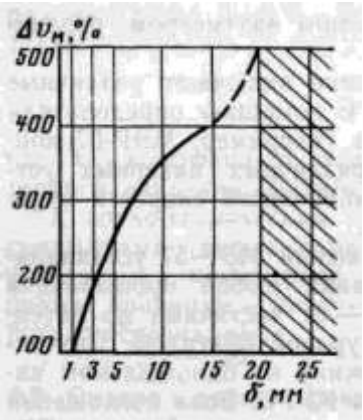


Рис. 7.1 - Залежність розкриття тріщин від приросту механічної швидкості буріння

За результатами механічного каротажу найповніші дані можуть бути отримані за горизонтального розташування тріщин. У зонах, виділених механічним каротажем, додатково переглядають і аналізують відібраний керн.

За керном можна виділити тріщинуваті інтервали, просторове розташування, а в низці випадків і розкриття тріщин.

У сукупності з керном результати механічного каротажу значно підвищують достовірність висновків.

Спостереження за шламом використовують для оцінки розмірів каналів поглинання. Вважається, що відхід твердих частинок, що містяться в промивній рідині, можливий у тому разі, коли розміри каналів поглинаючого пласта перевищують розміри цих частинок.

Деякі з розглянутих методів спостереження можуть бути поставлені на безперервний контроль і запис у процесі буріння, переведені на попереджувальну світлову і звукову сигналізацію. Водночас ці методи недостатньо точні й не завжди дають однозначну відповідь.

7.2. Геофізичні методи дослідження

Геофізичні методи дослідження проникних пластів пов'язані із зупинкою буріння і спуском у свердловину на спеціальному кабелі геофізичних приладів. До цих методів належать: кавернометрія, радіоактивний, електричний і акустичний каротаж, фотокаротаж, резистивметрія, термометрія, витратодометрія.

Кавернометрія застосовується частково як самостійний метод вивчення геологічного розрізу, а головним чином - як складова частина інших методів досліджень свердловин.

Каверни не завжди приурочені до зон поглинання. Тому за кавернограмою можна визначити зону поглинання тільки в тому разі, коли поглинаючий інтервал представлений кавернозними породами.

Кавернограми дають змогу визначити місце встановлення пакувального пристрою, коли дослідження свердловини або ізоляційні роботи здійснюватимуться з гермітизацією стовбура свердловини. У деяких випадках за даними кавернометрії обирають спосіб ізоляції поглинаючого горизонту і розраховують об'єм тампонажної суміші.

Стандартний радіоактивний каротаж включає гамма-каротаж (ГК) і нейтронний гамма-каротаж (НГК). Радіоактивний каротаж дає змогу уточнити місце розташування поглинаючих горизонтів, які зазвичай вирізняються низькою природною гамма-активністю. Однак загалом надійність ГК і НГК як методів виявлення поглинаючих зон невелика.

Стандартний електричний каротаж дає змогу визначити й зареєструвати два параметри - уявний питомий опір порід (Пс) і потенціал електричного поля (Пс), який мимовільно виникає у свердловині. За кривою КС можна виділити пласт, що поглинає, оскільки її конфігурація залежить від опору промивної рідини, що заповнює пори і тріщини пласта. На кривій ПС при перетині кордонів різних пластів спостерігаються стрибки. Окремі пласти виділяються на кривій симетричними максимумами і мінімумами.

Акустичний каротаж реєструє швидкість поширення і загасання пружних хвиль у гірській породі, що дає змогу

Оцінювати щільність і тріщинуватість пластів. Цей метод широко застосовується для виявлення поглинаючих пластів. Як один із найнадійніших геофізичних методів.

Фотокаротаж використовують для визначення форми та розміру поглинаючих каналів пристовбурної частини свердловини. Фотографують у сухих або заповнених чистою прозорою водою свердловинах. Визначення зон тріщин у непрозорих рідинах можливе за допомогою свердловинного акустичного телевізора.

Резиставеметрія дає змогу визначити інтервал поглинання шляхом спостереження за зміною питомого опору промивної рідини в свердловині після штучного підвищення її мінералізації.

Термометрія найефективніша за значного температурного градієнта і великої інтенсивності поглинання.

Під час закачування промивної рідини в свердловину, в інтервалі над зоною поглинання відбудеться зниження або підвищення температури промивної рідини. Нижче зони поглинання температура рідини не зміниться. Стрибок температури свідчить про наявність поглинаючої зони в цьому інтервалі.

Для цієї мети використовують записуючий термометр.

Витратодометрію широко застосовують для дослідження проникних зон як розвідувальних, так і експлуатаційних свердловин. Суть витратодометрії полягає у вимірюванні за допомогою свердловинного витратоміра потоку рідини, що рухається по стовбуру свердловини. Вимірюючи витрату і напрямок потоку рідини, можна визначити глибину залягання і потужність проникного горизонту, кількість проникних зон, характер їхньої взаємодії, інтенсивність поглинання (прояву), статичний і динамічний рівні. Таким чином, у результаті витратодометрії отримують практично весь комплекс вихідних даних, необхідних для детальної оцінки проникних зон. Витратодометрію проводять за штучно створеного або природного динамічного стану свердловини.

Витратодометрію здійснюють із доливом води у свердловину за постійного значення її динамічного рівня. Для досліджень застосовують свердловинні витратоміри різних конструкцій (РЕІ-УфНДІ, "Розвідник-8", ДАУ та ін.) Витратомір складається з датчика, який опускають у свердловину на каротажному кабелі, і вимірювального блока. Вимірювання виконуються через певні інтервали при фіксованому положенні датчика витратоміра в свердловині.

Результати витратодометрії інтерпретуються з урахуванням кавернограм. Місце розташування окремих тріщин або групи тріщин, карстів на витратограмі визначають за межами інтервалів зміни витрати рідини по свердловині. Незмінність витрати рідини (вертикальні лінії) на будь-якому відрізку свердловини свідчать про відсутність у цьому проміжку водопроникних каналів. При цьому слід відрізняти ділянки з плавною нелінійною зміною витрати за глибиною, що відповідають пористим колекторам, від ступінчастих ділянок витратограми, що властиві тріщинуватим і закарстованим породам. Інтенсивність поглинання (прояву) за кожною тріщиною або карстовою порожниною визначають за різницею витрати рідини, виміряної в їхній покрівлі та підошві.

7.3 Гідродинамічні методи досліджень

Ці методи дають змогу отримати інформацію пласта за різних перепадів тиску. Гідродинамічні дослідження включають два способи:

1) Дослідження зі зниження (підйому) рівня рідини до статичного після наливання або відкачування води зі свердловини за несталого режиму;

2) Короткочасні відкачування або нагнітання рідини в пласт за герметизованого гирла свердловини і за сталого режиму.

Розглянемо перший із них, як простіший і поширеніший.

Під час розкриття поглинаючого горизонту в свердловині в стані спокою встановлюється статичний рівень, $h_{ст}$, що відповідає тиску пласта. Під час закачування рідини у свердловину з постійною витратою Q відбувається перерозподіл тиску, який через деякий час закінчується, про що свідчить сталість динамічного рівня рідини. Після вимкнення насоса усталений режим руху рідини знову переходить у несталий, що супроводжується відновленням тиску в пласті. У момент вимкнення насоса вмикають секундомір і засікають час, за який рівень знижується, наприклад на кожні 2 м до статичного рівня. Інтервали спостережень можуть бути більшими і меншими за 2 м.

Таким чином, дослідження свердловини за нестійкого режиму фільтрації полягає у вимірюванні положення статичного рівня, виведенням свердловини з рівноважного стану шляхом її заповнення та дослідженні переміщення рівня в часі. За результатами спостережень (Рис. 7.2) визначається залежність Нп=f(t) hg

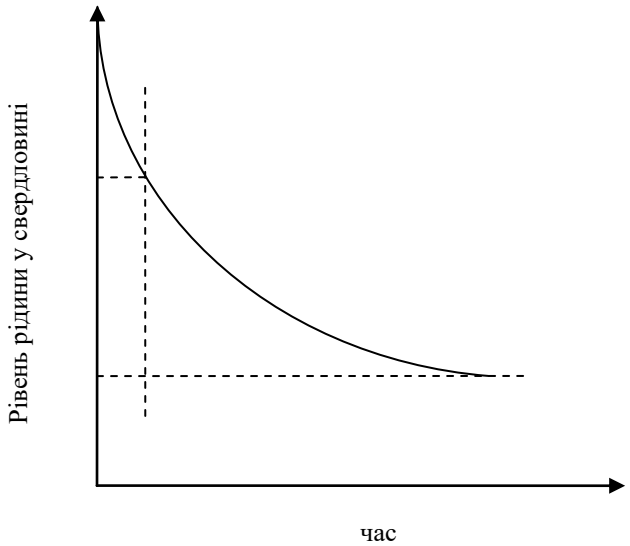


Рис. 7.2

Перепад тиску визначають як $\Delta P_n = \rho g \frac{H_n}{t_n}$ де H_n - зміна рівня рідини за час t_n. Знаючи зміну перепаду тиску від ΔP_n до ΔP_{n-1} в часі t_n і діаметр свердловини Д визначають точки для побудови індикаторної кривої Q=f(ΔP). Витрата рідини для кожної ділянки розраховується по формулі

$$Q=\frac{0.785D^2 \ H_n}{t_n}, \qquad (7.3)$$

Репресія на пласт для цього Qп визначається з виразу

$$\Delta P_{cpn} = \frac{\Delta P_n - \Delta P_{n-1}}{2}, \qquad (7.4)$$

Число вимірів має бути не менше 6 - 8. Тому цей метод рекомендується застосовувати при $h_{ст}$ >30 м. Якщо $h_{ст}$ <30 м рекомендується метод пробних

відкачувань. Під час дослідження глибоких свердловин точніші значення отримують за допомогою глибинних монометрів. Індикаторну криву Q=f(ΔP)будують у прямокутній або логарифмічній системі координат. За цією кривою встановлюють режим фільтрації та визначають основні параметри поглинаючого горизонту. При цьому виходять із того, що фільтрація в різних проникних породах може протікати за різними законами: у тріщинувато-кавернозних породах - за квадратним законом Краснопольського-Шези: Q= $K_1\Delta P^{0.5}$; у середньопористих породах за законом Дарсі: Q=$K_2\Delta P$; в дрібнопористих згідно із законом Q = $K_3\Delta P^2$.

Повну гідродинамічну характеристику поглинаючого пласта можна виразити залежністю:

$$Q=K_1\Delta P^{0.5}+K_2\Delta P+K_3\Delta P^2, \qquad (7.5)$$

де Q - інтенсивність поглинання, м^3/ч; ΔP - перепад тиску на пласт, МПа, K_1, K_2, K_3 - коефіцієнти, що характеризують розміри каналів фільтрації.

Аналіз розглянутих тут методів дослідження поглинаючих горизонтів показує, що кожний із них дає відповідь тільки на частину питань, має свої недоліки, переваги та сферу застосування. Тому залежно від геолого-технічних умов буріння та завдань дослідження використовують комплекс, що містить кілька методів, які за мінімальних витрат часу та коштів забезпечують отримання необхідної інформації про зону поглинання.

Лекція 8
КЛАСИФІКАЦІЯ ПОГЛИНАНЬ

Класифікація зон поглинання розробляються з метою систематизації методів профілактики та ліквідації поглинань промивної рідини. Наразі немає єдиної універсальної класифікації поглинань, а наявні мають або регіональне, або галузеве значення і можуть застосовуватися переважно в тих умовах, для яких вони розроблені. Як критерії для класифікації можуть бути прийняті: інтенсивність поглинання Q (у $м^3$/год), критерій поглинальної здатності $К_т$, коефіцієнт інтенсивності поглинання С (у в $м^3/год \cdot МП_a$); коефіцієнт питомої прийомистості (у $м^3$ /$год \cdot МП_a \cdot м^2$); розкриття тріщини δ (у мм); витрати часу на тампонування і т.д.

Під час буріння колонкових свердловин в умовах Донбасу широке застосування знайшла класифікація, в основу якої покладено критерій поглинаючої здатності, що визначається за формулою

$$К_T = \frac{Q}{\sqrt{h_c - h_g}}, \qquad (8.1)$$

де Q - кількість поглинаючої рідини, $м^3$/год

Таблиця 8.1 - Класифікація зон поглинань під час буріння розвідувальних свердловин (за В.Г. Ясовим і А.А. Волокитенковим)

Категорія зон поглинання	I	II	III	IV	V	VI
Вид поглинання	часткове	повне	інтенсивне		катастрофічне	
КТ	< 0,6	0,6-2,0	2,0-4,0	4,0-10,0	10,0-15,0	> 15

Перевага цієї класифікації полягає в простоті визначення КТ. Однак величина КТ не характеризує всебічно поглинаючу здатність пласта, оскільки вона не відображає, насамперед, потужність проникної зони.

У практиці буріння нафтових і газових свердловин набули поширення класифікації, в яких за критерій прийнято коефіцієнт інтенсивності поглинання, що визначається за формулою

$$С = \frac{Q}{\Delta P^m}, \qquad (8.2)$$

де Q - максимальна витрата при нагнітанні під час гідродинамічних досліджень, $м^3$/год, ΔP - перепад тиску на пласт, МПа, m - показник міри, який приймають для тріщинувато-кавернозних пластів, що дорівнює 0,5 або одиниці. Іноді в знаменник цієї формули вводять площу поверхні або потужність поглинаючого пласта, тобто визначають коефіцієнт питомої інтенсивності поглинання.

Що більше значення коефіцієнта інтенсивності за формулою (8.2), то складніше поглинання, то важче його ліквідувати. Поглинання буде

складнішим при зменшенні тиску пласта. Тому є також пропозиції знаменник формули (8.2) помножити на коефіцієнт тиску пласта. У таблиці 8.2. наведено класифікацію поглинань, в основу якої покладено загальні втрати промивної рідини на 1 м буріння, а також інтенсивність поглинання, що оцінюється у відсотках від максимальної подачі насосом промивної рідини.

Таблиці 8.2. Класифікація поглинань, методи профілактики та ліквідації поглинань промивної рідини

Група погли-нання	Поглинання		Заходи
	питомі втрати розчину, $м^3/м$	% від подачі насоса	
I	<0,1	Помірне, <5	Заміна води глинистим розчином, за-качування води (розчину) у свердловину до відновлення циркуляції.
II	0,0,1 - 0,2	Часткове, 5 - 30	Регулювання властивостей розчину (зниження густини, підвищення динамічної в'язкості, збільшення водовіддачі); обмеження швидкості спускання бурового інструменту, плавне відновлення циркуляції після зупинки процесу промивання; обмеження граничної статичної напруги зсуву; застосування розчинів із твердою фазою, розчинів, які не диспергуються і тверднуть; аерація розчинів, застосування стисненого повітря, пін
III	0,0,2 - 0,3	Середнє, 30-60	Застосування розчинів із підвищеними структурними властивостями, високою водовіддачею, недиспергованою твердою фазою, аерованих, із наповнювачами (волокнистими, пластинчастими, лускатими, зернистими, гранулярними тощо); душування соляробентонітових розчинів; застосування стисненого повітря, пін, ежекторних та ерліфтних снарядів.
IV	0,0,3 - 0,4	Повне, 60-100	Застосування розчинів із наповнювачами, закачування гіпсових і цементногіпсових розчинів, використання різних паст, БСС,

			затерла БСС у стінки свердловини.
V	>0,4	Повне і катастро-фічне, >100	Душіння різних паст, БСС з наповнювачами і без них; тампонування; душіння і затирання сумішей різних в'яжучих матеріалів (природних і штучних), які доставляють у зону поглинання в капсулах, які можна зруйнувати; смолізація; бітумізація; торпедування; заморожування; намивання піску; установлення у свердловині спеціальних еластичних оболонок (сітчастих або тканинних із синтетичних матеріалів) із подальшим цементуванням; установлення труб "потайки", обхід ускладненої зони новим стовбуром свердловини; буріння свердловини без виходу промивальної рідини на поверхню та ін..

Лекція 9.

КЛАСИФІКАЦІЯ СПОСОБІВ ЛІКВІДАЦІЇ ПОГЛИНАНЬ ПРОМИВНОЇ РІДИНИ

Під час ліквідації поглинань насамперед ізолюють поглинаючий пласт від свердловини. Для цього:

- тампонують канали поглинання тампонажними сумішами, що твердіють і нетвердіють, створюючи в гірській породі навколо свердловини непроникну для ПЖ ізоляційну оболонку (екран);
- встановлюють труби або оболонки на стінці свердловини;
- формують екран у стінці свердловини із самої гірської породи шляхом її оплавлення;
- заповнюють канали поглинання розплавом термопластичного матеріалу або заморожують рідину, що знаходиться в них.

У сучасній технології використовують тільки перший і частково другий способи, які й будуть розглянуті нижче.

Використання найбільш відмінних ознак при відборі цих способів дає можливість представити їх у вигляді класифікації (рис. 9.1). У цій класифікації поряд із практикованими методами ізоляції зон ускладнень під час буріння свердловин, включено також способи, застосування яких принципово можливе після їхнього відповідного доопрацювання. Структурно-генетичний аналіз, застосований під час вивчення цих способів, дав змогу узагальнити їх і синтезувати за основними напрямами, встановити зв'язок між ними.

.

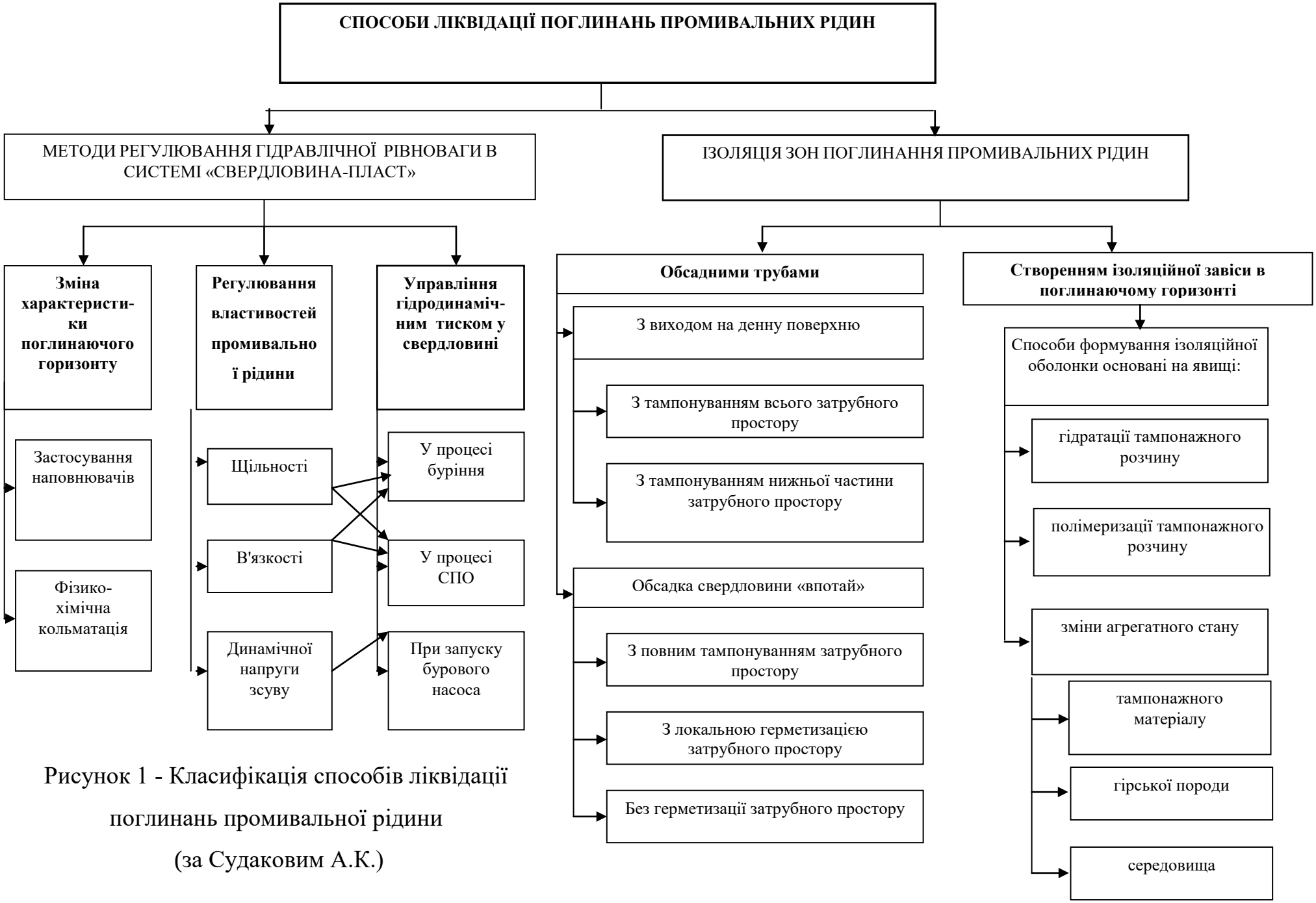


Рисунок 1 - Класифікація способів ліквідації поглинань промивальної рідини (за Судаковим А.К.)

Лекція 10
ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПОГЛИНАНЬ

Досвід буріння свердловин показує, що в більшості випадків поглинання легше і дешевше попередити, ніж ліквідувати. Питання попередження поглинань розв'язують на етапі проєктування шляхом вибору раціональної конструкції свердловин, розроблення спеціальних режимів буріння і технологічних регламентів. Однак у процесі буріння конкретної свердловини, через недостатню достовірність інформації про гірничо-геологічні умови буріння, доводиться вносити зміни в запропоновані проектом регламенти.

Основні заходи щодо попередження поглинань зводяться до вибору параметрів промивної рідини та їхнього складу, які б унеможливили або мінімізували проникнення рідини в проникні пласти, які перетинаються свердловиною. Одночасно регламентуються ті технологічні операції, з виконанням яких пов'язані поглинання. Загалом відомі методи профілактики поглинань можна розділити на три групи: регулювання показників властивостей промивної рідини; гідродинамічним тиском у свердловині під час виконання різноманітних технологічних операцій; зменшення проникності поглинаючого пласта в процесі буріння.

10.1 Регулювання властивостей промивної рідини

Щільність промивної рідини - один з основних чинників, що визначають тиск на поглинаючий пласт у статичних, і певною мірою, динамічних умовах. Як відомо, поглинання вдається уникнути за рівноваги тисків у свердловині та пласті, тобто коли

$$P = P_{пл}$$

де P - тиск у свердловині проти пласта при різних технологічних операціях (буріння, СПО та ін.); $P_{пл}$ - тиск пласта.

Рівняння можна так само записати як:

$$P_{ст} + \Delta P_{гд} = P_{пл}$$

чи

$$\rho gZ + \Delta P_{гд} = P_{пл} \qquad (10.1)$$

Характер динамічної компоненти $\Delta P_{гд}$ в рівнянні (10.1) різний. При бурінні - ця величина, визначається втратами тиску в кільцевому просторі на ділянці Z_n від поглинаючого пласта до гирла свердловини. Як правило, її чисельне значення мале в порівнянні з $P_{СТ}$. Під час спускопідйомних операцій $P_{гд}$ має нестаціонарний імпульсивний характер, а тривалість її дії мала. Тому можна вважати, що кількість рідини, що поглинається, буде незначною. З урахуванням вище викладеного в рівнянні можна прийняти, що $\Delta P_{гд}=0$. Тоді густина промивної рідини для профілактики поглинання повинна бути

$$\rho = \frac{P_{пл}}{gZ} = K_{пл} \cdot \rho_b, \qquad (10.2)$$

де $K_{пл}$ - коефіцієнт тиску пласта.

Якщо під час буріння виникло поглинання і статичний рівень встановився на голубине h_c, то треба перейти на легшу промивну рідину, густину якої знаходять зі співвідношення

$$\rho_1 g z_n = \rho g (z - h_c)\,, \qquad (10.3)$$

$$\rho_1 = \rho(1 - \frac{h_c}{z_n}), \qquad (10.4)$$

Якщо дозволяють гірничо-геологічні умови, реалізувати отримані значення густини можна шляхом переходу на промивання технічною водою. У складніших умовах приймають легкі полімер-бентонітові розчини з низьким опором твердої форми густиною 1050 кг/м^3 . Для утримання такої густини необхідно забезпечити якісне очищення промивної рідини від вибуреної породи. У деяких випадках збільшення густини промивної рідини може бути зумовлене переходом частини вибуреної породи в активну тверду фазу. Тоді для зниження густини промивної рідини, її розбавляють водою. Об'єм доданої води на одиницю об'єму розчину в м^3/м^3 для поліпшення щільності від ρ до ρ_1 визначають за формулою

$$V = (\rho - \rho_1) / (\rho_1 - \rho_b), \qquad (10.5)$$

Якщо ж для попередження поглинання вимагаються промивальні рідини з Якщо ж для попередження поглинання потрібні промивні рідини з густиною нижче густини води, то доцільно застосовувати аеровані промивні рідини. Кількість повітря, що міститься в аерованій рідині, оцінюється мірою аерації, а що є відношенням витрати повітря (газу) за нормальних умов до витрати рідини. Для аерованих промивних рідин a=1-50. Якщо a=50-300, о такі газорідинні системи називаються пінами.

Ступінь аерації аерованої рідини, якою треба замінити вихідний розчин, щоб відновити циркуляцію в свердловині, визначається за формулою

$$a = \frac{P - P_{пл}}{0{,}1(\ell_n \rho + 2.3)}\,, \qquad (10.6)$$

де P - тиск у свердловині проти пласта створюваний початковим буровим розчином. Слід зазначити, що аеровані рідини окрім низької густини, завдяки бульбашкам повітря мають підвищену в'язкість і закупорювальну здатність. Найбільший ступінь аерації мають рідини отримані компресорним способом. Інші способи отримання аерованих рідин, - за допомогою ежектора, бустерної приставки до бурового насоса, добавок піноутворювачів - менш ефективні, оскільки забезпечують менше значення, а для підвищення стійкості до аерації в аеровані рідини додають ПВА.

Традиційним способом попередження поглинань є регулювання реологічних властивостей промивної рідини. Зміна реологічних властивостей промивної рідини позначається двояко на можливості та інтенсивності проникнення рідини в проникний пласт. Збільшення реологічних властивостей призводить до зростання гідравлічних опорів під час течії промивальних рідин. Але якщо збільшення втрат напору під час руху промивної рідини в каналах

поглинання зменшує інтенсивність поглинання, то зростання втрат напору в кільцевому просторі призводить до зворотного результату. Вибір напрямку регулювання реологічних властивостей промивної рідини визначається можливими причинами виникнення поглинань. Якщо поглинання виникає внаслідок розкриття природних тріщин або утворення нових під час гідророзриву пласта, для запобігання поглинань зменшують гідравлічні опори у свердловині під час виконання різних технологічних операцій. Під час розкриття поглинаючого пласта з відкритими тріщинами для запобігання поглинанням необхідно прагнути до збільшення гідравлічних опорів у каналах поглинання насамперед завдяки збільшенню статичної напруги зсуву Q.

Для тиксотропних середовищ, що властиво глинистим розчинам, Q зростає в часі, досягаючи граничного значення. Як видно тиск на подолання СНЗ за деякого значення розкриття тріщини δ визначається Q і завдовжки тріщини ℓ. Остання величина залежить від об'єму глинистого розчину, який надійшов до поглинаючого пласта і заповнив тріщини, відтіснивши флюїд, що був у них.

Використовуючи формули $\mathrm{P}_n = \mathrm{P}_{пл} + \mathrm{P}_Q$

$$\mathrm{P}_{пл} = \rho g(z - h_c) \qquad (10.7)$$

отримуємо співвідношення для визначення мінімально необхідного СНЗ

$$Q = \frac{\rho g h_c \delta}{2\ell}, \qquad (10.8)$$

Максимальне значення СНЗ визначає прокачуваність глинистого розчину й обмежене 20 ÷25 Па. Розрахунки показують, що для реальних глинистих розчинів величина незначна. Тому рекомендацію підвищення СНЗ глинистого розчину для запобігання та ліквідації поглинання застосовують тільки в дрібнотріщинуватих породах за часткового поглинання. З практики відомі також пропозиції щодо закачування в поглинаючий пласт глинистого розчину з підвищеними реологічними властивостями та подальшою витримкою свердловини у спокої. Теоретичні дослідження регулювання реологічних властивостей глинистого розчину з метою мінімізації інтенсивності поглинання вказують на те, що зі збільшенням глибини слід збільшувати пластичну в'язкість і зменшувати динамічну напругу зсуву.

Таким чином для успішного проходження зони поглинання краще застосовувати в'язко-пружні промивні рідини. Під час прокачування таких рідин у затрубному просторі виникають малі гідравлічні опори. Під час руху їх каналами поглинання опір різко зростає, що призводить до зменшення глибини проникнення в ці канали. До в'язко-пружних рідин належать слабкі розчини деяких полімерів, наприклад: поліакриламіди, поліоксіетилени тощо.

10.2 Управління гідродинамічною обстановкою в свердловині

У загальному випадку для запобігання поглинанню потрібно, щоб у будь-якому перерізі стовбура свердловини гідродинамічний тиск був меншим за тиск відкриття поглинання, тобто

$$P_{CT} + \Delta P_{ГД} \le P_n, \qquad (10.9)$$

Комплекс профілактичних заходів з управління гідродинамічною обстановкою доволі широкий і включає регулювання показників властивостей промивної рідини, вибір способу буріння і компонування бурового інструменту, управління швидкостями проведення технологічних операцій, підтримання в належному стані стовбура свердловини, застосування проміжних промивок та ін.

Рішення щодо більшості з перерахованих факторів найчастіше ухвалюють з інших технологічних, технічних та економічних міркувань. Тому завдання мінімізації P_Q з метою попередження поглинань вирішується насамперед шляхом регулювання швидкостей проведення технологічних операцій і обмеження витрати промивної рідини. Обмеження швидкості спуску бурового інструменту є важливим профілактичним заходом щодо запобігання поглинанням. Відома низка методик із розрахунку допустимих швидкостей спуску залежно від глибини.

Для зниження $\Delta P_{гд}$ запуск насосів здійснюють послідовно з мінімальною подачею. Пускову засувку перекривають поступово. У разі застосування високотиксотропних промивальних рідин повільним обертанням і ходінням колони труб перед запуском насоса знижують статичну напругу зсуву. При утворенні сальників на долоті та замкових з'єднаннях виникає необхідність у періодичному опрацюванні та проміжних промивках пробуреного інтервалу. Обмеження витрати промивної рідини в допустимих межах дає змогу значно знизити витрати $\Delta P_{гд}$. Так скорочення витрати глинистого розчину на 30-40%, без істотної шкоди для механічної швидкості, дає змогу зменшити гідравлічні опори в кільцевому просторі вдвічі.

Загалом, з урахуванням забруднення висхідного потоку промивної рідини шламом, залежність гідродинамічного тиску від витрати має екстремум. Значення оптимальної витрати, що забезпечує мінімальний тиск на пласт, визначається з рівняння

$$Q = \sqrt{\frac{(\rho_n - \rho) g V_m f_3}{a_{кп}\,\eta}} + V_0 S_к + Q_п, \qquad (10.10)$$

де ρ_n - густина гірської породи; V_m - механічна швидкість буріння; f_3 - площа вибою; $S_к$ - площа кільцевого простору; V_0 - швидкість витання частинок шламу; Q_n - інтенсивність поглинання, $a_{кп}$ - параметр, що характеризує геометричні розміри кільцевого простору, який визначається за формулою

$$a = \frac{128}{ПД^4\left[1 - d^4 + (1 - d^2)^2 / \ell_n d\right]}, \qquad (10.11)$$

Зміна характеристики поглинального пласта

Цілеспрямовано зменшити проникність поглинаючого пласта можна шляхом заповнення (закупорювання) каналів поглинання спеціальними матеріалами-наповнювачами. Їх, залежно від конкретних умов, або додають у промивну рідину, що циркулює, за 10 - 20 м до розкриття поглинаючого пласта, або ж застосовують разове закачування порції рідини з наповнювачем. Перший прийом реалізують з метою профілактики перед розкриттям зони поглинання.

Наповнювачі виготовляють здебільшого з відходів виробництва і поділяються на:

- волокнисті (кордове волокно, обрізки ниток, азбест);

-лускаті (обрізки плівок, слюда, соняшникове лушпиння, лушпиння бавовняного насіння);

- зернисті (подрібнювані, гума, пластмаса, горіхова шкаралупа.

Закупорювальна здатність визначається розмірами і формою частинок, механічними характеристиками матеріалу, концентрацією в розчині. Хороші результати отримують при використанні наповнювача, частинки якого розбухають у каналах поглинання. Наповнювачі не повинні містити шкідливих розчинників, не розмокати і зберігати міцність, добре перемішуватися з промивною рідиною і утримуватися в її об'ємі. Максимальний розмір наповнювачів, що використовуються, визначається площею прохідних каналів, якими наповнювач доставляється в зону поглинання, і каналів поглинання. Вважається, що для надійного закупорювання розміри частинок наповнювача мають бути в 2 - 3 рази меншими за розкриття тріщини. Практикою встановлено, що хороший ефект дають комплексні наповнювачі, які складаються з різнорозмірних частинок різних видів наповнювачів. Співвідношення розмірів частинок встановлюється дослідним шляхом. Щоб запобігти закупорюванню бурового інструменту, під час застосування наповнювачів обмежують застосування вибійних двигунів, доліт гідромоніторів, снарядів для відбирання керна. Наповнювачі вводять здебільшого в структуровані рідини, де легко забезпечується рівномірний розподіл частинок у масі розчину. Концентрація наповнювача, залежно від виду, змінюється в межах від 5 до 50 кг/м^3. Рекомендації щодо орієнтовного вибору пластичної міцності суміші та розмірів наповнювачів.

Розкриття каналів, мм	0,25 - 1,00	1 - 5	5 - 20	> 20
Пластична міцність, КПа	0,3 - 0,4	0,5 - 1,0	2-5	>5 - 10
Розмір наповнювачів, мм	0,1 - 0,5	0,5 - 2,0	2-7	>7

Для профілактичних цілей використовують мінімальні концентрації і невеликі розміри частинок. І лише при виникненні поглинання (підвищенні інтенсивності) підвищують концентрацію і збільшують розмір частинок. Спостереження показують, що більшість наповнювачів, дають змогу закупорювати тріщини з розкриттям не більше 6 мм. Під час буріння із застосуванням наповнювачів ускладнюється робота бурових насосів, ускладнюється вимірювання властивостей промивної рідини. І очищення її від шламу.

Лекція 11

ЛІКВІДАЦІЯ ПОГЛИНАНЬ ОБСАДНИМИ КОЛОНАМИ

Обсадка свердловин з виведенням труб до гирла свердловини є одним із найпоширеніших способів, що застосовуються в практиці буріння для ліквідації всіх видів ускладнень. Основною його перевагою є висока надійність ізоляції зон ускладнень. До недоліків цього способу можна віднести велику матеріаломісткість, значний обсяг непродуктивних витрат робочого часу під час його реалізації та ускладнення конструкції свердловини. Застосування цього способу можливе в 2-х варіантах: з тампонуванням усього затрубного простору і з тампонуванням тільки черевика і нижньої частини обсадної колони. Необхідно зазначити, що при перетині свердловиною гірничих виробок, затампонувати затрубний простір по всій довжині обсадної колони вдається дуже рідко. Тому частіше реалізується другий спосіб, який є менш надійним, оскільки в цьому випадку нерідко поглинання промивальної рідини поновлюється при порушенні герметичності обсадної колони в місцях з'єднання труб.

Для зниження матеріаломісткості цих способів ізоляції нерідко перекривається тільки ускладнений інтервал без виведення труб до гирла свердловини. Під час реалізації цих способів найскладнішим завданням є створення надійної ізоляційної перемички в затрубному просторі. Залежно від складності гірничотехнічних умов буріння цей вид обсадження "потайки" застосовується в 3-х варіантах:

1) Обсадка свердловин трубами з повним тампонуванням затрубного простору;

2) Обсадку свердловин із локальною герметизацією трубного простору;

3) Обсадження свердловин без герметизації затрубного простору.

У зв'язку з тим, що за першого варіанта забезпечується найбільша надійність ізоляції, ця технологічна схема набула широкого поширення під час ліквідації ускладнень у Донбасі.

Однак у деяких випадках (круті кути падіння пластів, сильні перетікання пластових вод у тампонованому інтервалі та ін.) вони не завжди достатньо ефективні. Для таких випадків розроблено способи локальної герметизації затрубного простору з використанням сальникових ущільнювачів. Сальникові ущільнювачі можуть ефективно застосовуватися під час обсаджування свердловини "потайки", проте наявні на цей момент системи ущільнювачів не забезпечують достатньої надійності.

У практиці буріння не рідкісні приклади, коли ліквідувати поглинання в затрубному просторі названими способами не вдається. При цьому обсадна колона забезпечує тільки закріплення нестійких стінок свердловин

Лекція 12

ТЕХНОЛОГІЧНІ ОПЕРАЦІЇ ПІД ЧАС ТАМПОНУВАННЯ КАНАЛІВ ПОГЛИНАННЯ

У результаті тампонування каналів поглинання навколо свердловини повинен бути створений непроникний міцний екран, здатний протистояти репресії під час виконання всіх технологічних операцій, що будуть виконуватися в свердловині, в наступному. Тампонажна суміш (ТС) під час продавлювання (перетікання) зі свердловини в пласт повинна витіснити рідину з каналів поглинання, заповнити їх на певну відстань від свердловини, а потім загуснути (нетверднуча суміш) або затвердіти (тверднуча суміш), утворивши надійний екран, який перекриватиме свердловину.

Успішне виконання цього завдання зумовлюється видом, властивостями та об'ємом ТЗ, способом її приготування, доставки і продавання в зону поглинання. Види і властивості ТЗ були вивчені в попередніх дисциплінах. Якість ТЗ визначається такими властивостями, як СНС, фільтрація, густина, строки схоплювання і тверднення, пластична міцність, консистенція, тощо. ТС на поверх її доставки і продавки в зону поглинання повинна бути досить рухливою, малов'язкою, а після продавки, перебуваючи в каналах поглинання в квазістатичних умовах швидко втрачати свою рухливість і зміцнювати структуру. Ці дві (певною мірою взаємовиключні) вимоги багато в чому зумовлюють склад ТЗ і технологію виконання ізоляційних робіт.

Способи приготування ТС.

Тампонажні суміші готують на глинистій основі, на основі неорганічних в'яжучих або на полімерній основі шляхом додавання до них за необхідності прискорювачів тужавлення (затверджувачів) і наповнювачів. Оскільки ТС, як правило, є багатокомпонентними сумішами, їхнє приготування полягає у змішуванні окремих компонентів. ТЗ з прискорювачами схоплювання заведено називати сумішами, що швидко схоплюються (БСС). Найпростішим і найнадійніше контрольованим способом приготування ТС є змішування на поверхні компонентів за допомогою цементозмішувальних машин, гідрозмішувачів, глинозмішувачів або цементувальній голівці. В останньому випадку в цементувальну головку, з'єднану з колоною бурильних труб, одним насосом подають цементний розчин, а іншим через штуцер нагнітають прискорювач тужавлення, наприклад водний розчин рідкого скла.

Однак при приготуванні на поверхні склад і властивості ТЗ обмежені умовами їх прокачування або доставки в зону поглинання. Тому застосовують інші способи, коли окремі компоненти ТЗ доставляють у зону поглинання окремо, а змішування їх здійснюють уже безпосередньо в зоні поглинання або каналах поглинання. При цьому терміни схоплювання ТЗ скорочуються до 5 - 15 хв, значно збільшується в'язкість і закупорювальні властивості, що дає змогу знизити витрату ТЗ і підвищити надійність ізоляційної оболонки.

Способи доставки ТЗ у зону поглинання

Способи доставки вибирають з урахуванням способу приготування ТЗ, глибини залягання поглинаючого пласта, фактичної конструкції свердловини, виду і властивостей ТЗ.

Розглянемо спочатку способи доставки, що застосовуються у випадку, коли ТС готується на поверхні.

Закачування тампонажної суміші по стовбуру свердловини рекомендується при малій глибині розташування зони поглинання (до 100 - 200 м), великій інтенсивності поглинання, коли вище зони поглинання немає високопроникних пластів і необсаджений стовбур свердловини складений стійкими породами. ТЗ закачують (заливають) через відкрите гирло у свердловину повністю, а в пласт душать стовпом продавочної рідини. Висота стовпа продавочної рідини визначається за формулою

$$H_{пр}=\frac{P_{пл}\ell_1\rho_{TC}g}{\rho_{пр}g}, \qquad (12.1)$$

де $H_{ПР}$ - висота стовпа передавальної рідини, - висота стовпа ТЗ над покрівлею поглинаючого пласта, $\rho_{тс}$ і $\rho_{пр}$ - густина ТЗ і продавочної рідини.

Часто для доставки ТЗ по стовбуру свердловини, після заливки ТЗ у свердловину, зверху опускають розділову пробку, герметизують гирло свердловин і нагнітають насосом або цементувальним агрегатом продавочну рідину.

За об'ємом продавочної рідини, що надійшла у свердловину, визначають місце розташування продавочної пробки, а за зміною тиску - про початок душування ТЗ у пласт. За цього способу можна доставляти в зону поглинання ТЗ будь-якої консистенції і використовувати великих наповнювачів.

Закачування ТЗ по бурильній колоні найпоширеніший спосіб доставки ТЗ у зону поглинання. Бурильну колону опускають у свердловину так, щоб її нижній кінець був:

а) вище покрівлі поглинаючого пласта;

б) нижче підошви поглинального пласта.

У другому варіанті досягається менше розведення ТЗ рідиною, але виникає ймовірність прихоплення бурильної колони. Щоб уникнути цього, доцільно в нижній частині колони труб встановлювати комплект легкорозбурюваних труб, наприклад встановлювати ЛБТ. У разі прихвату комплект ЛТБ роз'єднують за спецрізьбою і бурильну колону піднімають. У слабопроникних поглинаючих зонах, коли гідростатичний тиск стовпа рідини виявляється недостатнім для продавлювання в канали поглинання, застосовують метод закачування ТЗ бурильними трубами з пакером. Він дасть змогу забезпечити якісну ізоляцію завдяки запобіганню перетікання рідини стовбуром свердловини і надійну продавку ТЗ. Використання пакерів, що розбурюються, дає змогу зменшити ризик прихоплення колони. Можливий також варіант доставки ТЗ бурильними трубами з герметизованим гирлом свердловини. Під час приготування ТЗ у зоні поглинання для роздільної доставки окремих компонентів застосовують такі способи.

Послідовне закачування окремих компонентів колоною труб із розділювальною бурильною рідиною. При виході з бурильних труб вони перемішуються завдяки обертанню і ходінню бурильної колони.

Паралельне закачування компонентів двома каналами. Одним каналом (наприклад, колоною труб) закачують один компонент, а іншим (наприклад кільцевим простором) інший компонент. При виході з колони труб ці компоненти, наприклад цементний розчин і водний розчин рідкого скла, перемішуються. У разі буріння із застосуванням подвійної бурильної колони паралельне закачування компонентів ТС значно спрощується.

Для забезпечення кращого перемішування компонентів суміші труби обладнали внизу перфорованими патрубками або спеціальними змішувальними пристроями.

Доставка в пакетах. Прискорювач термінів схоплювання транспортується до зони поглинання потоком цементного розчину колоною бурильних труб у поліетиленових пакетах, які розрізаються при виході з труб спеціальними ножами.

Доставка в контейнерах спускового в свердловину на бурильних трубах. Контейнер (відрізок обсадної труби, або колонкова труба під час колонкового буріння) заповнюється пакетами і закривається знизу дерев'яною пробкою. Після спуску контейнера корок і пакети, що містяться в ньому, видавлюються насосом на вибій і розбурюються долотом. У контейнерах доставляються в зону поглинання приготовані на поверхні тампонажні пасти, які не можуть закачуватися або продавлюватися насосом.

Доставка в тампонажних пристроях (вибійних змішувачах). Тампонажні пристрої для одночасного роздільного спуску

у свердловину вихідних компонентів складаються з двох концентрично розташованих труб, причому основний компонент може заповнювати внутрішню трубу, прискорювач - кільцевий проміжок, і навпаки. Початкові компоненти можуть видавлюватися з використанням ежекторного ефекту. Разовий загальний обсяг доставки тампонажного складу не великий. Тому цей спосіб доставки застосовується там, де для проведення ізоляційних робіт потрібен обмежений обсяг ТЗ. Інакше доводиться вдаватися до багаторазових спусків або застосовувати тампонажний пристрій, у якому прискорювач схоплювання, що знаходиться в кільцевому проміжку, змішується з основним компонентом, який закачується з поверхні насосом через центральну трубу. Такі тампонажні снаряди дають змогу отримувати за один цикл закачування значно більші об'єми ТЗ і їх використовують для ізоляції проникних інтервалів значної потужності. Загальний недолік тампонажних пристроїв полягає в недостатньо надійному змішуванні компонентів відповідно до заданої рецептури. Спроби усунути цей недолік призвели до створення великої різноманітності конструкцій тампонажних пристроїв. Найпоширеніші серед них отримали ТУ-4, універсальний тампонажний снаряд УТС-1М.

Способи задушування ТЗ у каналах поглинання.

Існує два способи - гравітаційний і під тиском. Перший технологічно найбільш простий. Оскільки суміш надходить у канали поглинання під дією сил гравітації, то густина ТЗ неодмінно має перевищувати густину промивної рідини.

Для продування під тиском необхідно або герметизувати гирло свердловини, або застосовувати пакер, який закріплюють на кінці бурильної колони. Застосування пакера дає змогу ізолювати стовбур свердловини від надлишкового тиску в підпакерній зоні, але для встановлення потрібні стійкі стінки свердловини.

Лекція 13

СПОСОБИ ФОРМУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЙНОЇ ЗАВІСИ, ЗАСНОВАНІ НА ЯВИЩІ ГІДРАТАЦІЇ

Більшість поглинань, особливо під час буріння нафтових і газових свердловин, усуваються методом нагнітання в канали відходу промивної рідини різного роду тампонажних складів. Найпростіший спосіб тампонування проникної зони полягає в заливці тампонажного розчину в свердловину через колону бурильних труб (рис. 13.1, а). За цією схемою тампонують поглинання, що належать до I - III категорій, які оцінюють за величиною коефіцієнта поглинальної здатності Кт. Ефективність тампонування залежить від відстані нижнього кінця заливальних труб від покрівлі поглинаючої зони і швидкості заливки. Зі збільшенням цієї відстані зростає інтенсивність розведення тампонажного розчину підземними водами, мала відстань призводить до збільшення надлишкового тиску на пласт і перевитрати розчину.

Тампонування за схемою б проводять у разі часткових поглинань і слабких водопроявів. Величина надлишкового тиску на пласт повинна забезпечувати надійне проникнення тампонажного розчину в усі тріщини проникної зони і водночас не призводити до гідравлічного розриву

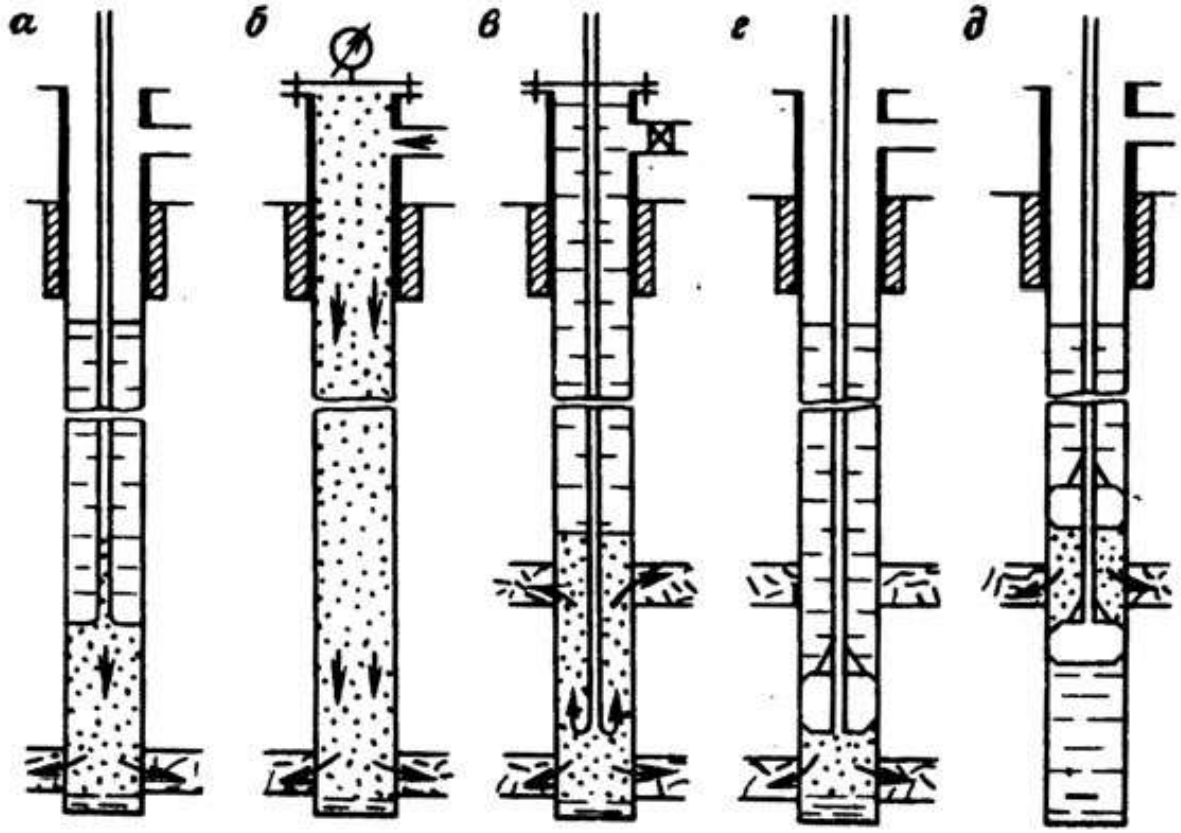


Рис. 13.1 - Схеми тампонування поглинаючих горизонтів.

гірських порід. Для кожного району робіт ці умови свої, вони визначаються дослідним шляхом. Під час тампонування за цією схемою свердловина забруднюється тампонажним розчином, продавлювальна рідина може не забезпечити продавлювання розчину по всьому перерізу стовбура

свердловини, тому рекомендована область глибин залягання проникних зон тут обмежується 150 - 200 м.

У разі глибшого залягання слабопроникних зон використовують схему СТ. Тампонажний розчин закачують за загерметизованого гирла свердловини через колону бурильних труб, опущених до покрівлі поглинаючого горизонту. Під час закачування тампонажний розчин піднімає буровий розчин під герметизатор, створюючи гідравлічний затвор. Така схема тампонування дає змогу зменшити забруднення стовбура свердловини і знизити втрати тампонажного і бурового розчинів. Схему рекомендують за глибин залягання поглинаючого горизонту 200 - 400 м і за статичного рівня до 50 м

Закачування за схемою "г" здійснюють колоною бурильних труб через пакер, який встановлюють вище за покрівлю поглинаючого горизонту, що поглинає, або горизонту, що проявляє воду. При цьому тампонажний розчин нагнітається тільки в заданий інтервал, що забезпечує більш високу ефективність ізоляційних робіт і мінімальне забруднення стовбура свердловини. Надійніше контролюється закачування розчину в зону поглинання. З використанням пакера можлива послідовна ізоляція від низу до верху кількох проникних зон. Схему г рекомендують за глибин залягання поглинаючих пластів понад 200 м у зонах I, II, рідше III категорії.

У разі виникнення поглинання набагато вище вибою і на значній глибині від гирла свердловини тампонують за схемою д, через подвійний пакувальний пристрій. Місця встановлення пакерувальних пристроїв вибирають на основі кавернограми, отриманої на ділянках свердловини, представлених міцними породами з невеликою розробкою стінок. Зазвичай такі поглинання викликані гідророзривом гірських порід або неякісною ізоляцією раніше зустрінутих поглинаючих зон.

Здебільшого ліквідацію поглинання промивної рідини здійснюють шляхом тампонування каналів відходу промивної рідини твердіючими або нетвердіючими тампонажними розчинами, які, як правило, готують на воді з використанням різних мінеральнов'яжучих речовин, насамперед цементів.

Нині відома велика різноманітність тампонажних цементів, які у своїй основі містять портландцемент із різними мінеральними й органічними добавками, що й зумовлюють широке розмаїття їхніх властивостей.

Залежно від величини розкриття тріщин застосовують цементні розчини різних складів. Під час цементування великотріщинуватих зон і зон із великими швидкостями руху підземних вод використовують розчини підвищених концентрацій, спеціальні цементи, прискорювачі тужавлення, інертні й активні наповнювачі. З прискорювачів схоплювання широко застосовують хлористий кальцій, кальциновану соду, силікат натрію тощо.

На властивості цементних розчинів значний вплив має концентрація цементу. Обсяг вихідних компонентів визначається початковою кількістю розчину і прийнятим водоцементним відношенням. Залежно від технології ізоляційних робіт водоцементне відношення коливається від О, 4 до О,6. Як правило, на бурових під час приготування тампонажного розчину точно

визначити водоцементне відношення неможливо. Результатом такої оцінки є мале водоцементне відношення або надлишок води для зачинки цементу.

У першому випадку безперечно цементний розчин має кращі структурно-механічні властивості, вища міцність цементного каменю і різко скорочується час схоплювання розчину. Однак за малого водоцементного відношення розчин менш рухливий, важче прокачуватися насосом по трубах і каналах поглинання, що призводить до перевитрати енергоносіїв у десятки разів. Розчин починає загусати ще до досягнення поглинаючого горизонту. У другому випадку, надлишок води під час замішування цементу також призведе до погіршення тампонувальних властивостей цементного розчину.

Важливим є і той факт, що контролювати необхідну величину водоцементного відношення можливо тільки під час приготування суміші на поверхні. У процесі цементування цементний розчин легко перемішується з промивною рідиною і підземними водами. Малоконцентрований цементний розчин легко седиментується, схоплюється тривалий час і має хорошу рухливість, розтікаючись на значну відстань від свердловини, не перекриваючи каналів поглинання.

На практиці це призводить до значної перевитрати цементу, необхідності неодноразового повторення операцій із цементування або перекриття ускладненої зони обсадними трубами.

Під час застосування цементних розчинів для ізоляції зон поглинання можливе прихоплення бурильної колони, тривалий період схоплювання призводить до великих простоїв бурового устаткування, витрачається значний час на розбурювання цементного моста, промивна рідина забруднюється цементним шламом, через високу міцність цементного каменю можливе забурювання свердловини убік і т. д.

Перевага цементних розчинів у недефецитності, невисокій вартості та технологічності застосування.

У практиці тампонування порід широкого застосування набули глиноцементні розчини, що мають порівняно з цементними розчинами низку переваг:

- зменшену витрату цементу за рахунок використання місцевих дешевих глин;
- високу седиментаційну стійкість системи глина - цемент - вода;
- легку розбурюваність і низьку водогазопроникність тампонажного каменю.

Глинисті та глиноцементні розчини хороші тим, що в широкому діапазоні регулюються їхні властивості. Готуються вони шляхом додавання в структурний глинистий розчин наповнювача і реагента-коагулянта. Як наповнювач можуть бути використані деревна тирса, кордове волокно, шкіра "горох", целофан, а як реагент-коагулятор: рідке скло, вапно, цемент, гіпс, тощо.

Глінізацію застосовують за недоцільності використання через великі втрати цементного розчину у великих тріщинах, кавернах і карстових порожнинах, а також за наявності підземних вод, агресивних щодо цементу.

Один з основних недоліків глинізації - низька пластична міцність глинистого матеріалу сформованої завіси, що потребує значного збільшення її розмірів і витрат глини.

Вартість робіт із глинізації гірських порід нижча за вартість цементації, проте вони менш довговічні.

Як тампонажні розчини набули застосування суміші на основі бентонітового порошку з дизельним паливом, нафти і суспензій гельцементів. Міцність цих сумішей зростає в часі. Однак вони мають низку суттєвих недоліків. Як показує практика, кількість води в суміші має бути строго регламентована. Якщо вона велика, то суміш має хорошу рухливість і ефект тампонування не досягається. За великої в'язкості продавлювання розчину супроводжується виникненням великих (10 МПа і більше) перепадів тисків, що призводить до зависання суміші у стовбурі свердловини вище за дренувальний горизонт, а також можливе розкриття горизонтів, пластовий тиск яких близький до тиску гідророзриву.

Згідно зі статистикою, найефективнішим є використання багатокомпонентних сумішей зі зменшеним часом твердіння - сумішей, що швидко схоплюються (БСС). Ці суміші з успіхом застосовують як для перекриття дренувальних горизонтів, так і для перекриття нестійких порід, що складають стінки свердловини. Найпоширенішими є БСС, що складаються на цементній основі та на основі синтетичних смол. Перевага БСС порівняно з однокомпонентними сумішами - можливість широкого варіювання часом схоплювання. БСС дає змогу скоротити ОЗЦ у свердловині в 2 - 3 рази, підвищити його тампонувальні здатності й отримати міцний тампонажний камінь на ранній стадії твердіння.

БЦК можуть бути отримані таким чином:

- зменшеним водо-твердим відношенням з одночасним надходженням прискорювача тужавлення;
- надходженням активних добавок (гіпсу, алебастру та ін.);
- підвищенням температури середовища, в якому відбувається схоплювання і твердіння розчину;
- комбінацією вище перерахованих способів.

Залежно від відношення твердої фази, води і прискорювача схоплювання, консистенція БСС змінюється в широких межах, аж до непрокачуваної. Зниження водоцементного відношення розчинів можливе тільки в межах, обумовлених технічними можливостями обладнання та вимогами до їхньої проникності протягом заданого часу. Найуніверсальнішими та найпоширенішими способами скорочення часу схоплювання тампонувальних розчинів і утворення цементного каменю є обробка хімічними реагентами.

Існує велике різноманіття прискорювачів схоплювання, але найдоступнішими, безпечними та порівняно недорогими є хлористий кальцій, кальцинована сода, каустична сода, рідке скло. Основний недолік БСС на основі цементів полягає в їхньому розмиві підземними водами та слабкій спорідненості з глинистою кіркою, що утворюється під час промивання глинистими розчинами. Останнє призводить до порушення суцільності

ізоляційної завіси під час твердіння складу. З метою усунення цих недоліків у БСС додають глину або суміш не на водній основі, а на глинистому розчині. Такі склади отримали назву гельцементів. Вміст глини в гельцементах, що швидко схоплюються, становить 8 - 30% від маси розчину. Додаткове регулювання властивостей здійснюється реагентами. Глину в гельцемент вводять у вигляді порошку, однак у цьому разі вона погано розмішується. Крім того, з часом суміш швидко загусає до непрокачуваної консистенції, оскільки безперервно йде процес розпускання глини в рідкій фазі. Складність регулювання термінів схоплювання БСС безпосередньо в поглинаючому інтервалі через труднощі врахування чинників, що їх визначають (і насамперед часу та умови перемішування в процесі транспортування), призводить або до недостатньої ефективності ізоляційних робіт, або до передчасного схоплювання розчину в нагнітальній системі. Як правило, БСС отримують безпосередньо в зоні поглинання в спеціальних тампонажних пристроях.

Для ізоляції високоінтенсивних поглинань (Кт = 4 і більше) застосовують схеми з використанням спеціальних пристроїв, що опускаються в свердловину (рис. 13.2). Схему а рекомендують у разі тампонування поглинаючих зон III - IV, рідше V категорій. У свердловину після повного або часткового перебортування поглинаючого інтервалу в колонковій трубі спускають БСС, строки тужавіння якої мають бути підібрані так, щоб суміш почала тужавіти відразу ж після її видавлювання. За рахунок деякого надлишкового гідростатичного тиску суміш заповнює тріщини в присвердловинній зоні. Після твердіння розчину свердловину розбурюють. У разі неповного розкриття поглинаючої зони така операція повторюється. Ефективність тампонування зумовлена правильним добором термінів твердіння тампонажного розчину і його реологічних властивостей у момент видавлювання.

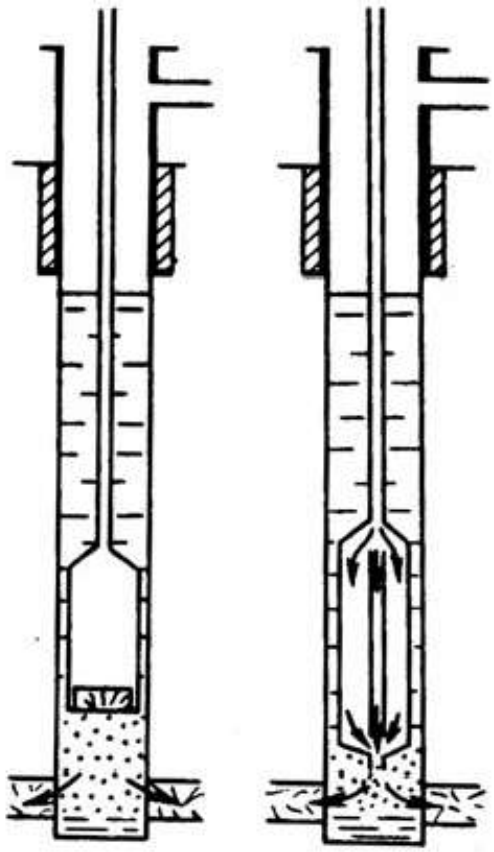


Рис. 13.2 - Схеми тампонування поглинаючих горизонтів БСС

Тампонування за схемою б пов'язане з використанням свердловинних змішувачів, за допомогою яких тампонажний склад готують безпосередньо в проникному інтервалі. Заповнення тріщин тут відбувається також під дією гідростатичного тиску суміші, що має більшу густину, ніж рідина пласта. Схему використовують для ізоляції проникних зон, що належать до III - IV категорій. Ефективність її залежить від надійності отримання заданої рецептури тампонажного складу.

Однак і тут далеко не завжди вдається отримати оптимальні строки схоплювання тампонажного складу. Крім того, тенденція зменшення діаметрів розвідувальних свердловин істотно обмежує перспективи застосування свердловинних тампонажних пристроїв. Рідше застосовують паралельне закачування тампонажного розчину і прискорювача тужавлення двома колонами труб, опущених у зону поглинання. У практиці розвідувального буріння такий спосіб може бути використаний тільки в разі значного діаметра свердловини, наявності комплекту труб тощо. БСС можна закачувати по стовбуру свердловини, але в такому разі компоненти суміші перемішуються в трійнику змішувача, розміщеного на нагнітальній лінії цементувального агрегату. При цьому з'являється можливість попередньої витримки суміші в стовбурі свердловини перед її нагнітанням у пласт. Цей етап ізоляційних робіт може істотно підвищити їхню ефективність. Основна складність у визначенні часу витримки. Що вища проникність поглинаючого горизонту, то більшою має бути витримка. Однак надмірна витримка може призвести до схоплювання тампонажної суміші, що призводить до ускладнень унаслідок гідророзриву порід. Оптимальний час можна отримати, попередньо вивчивши фізико-механічні властивості БСС цього складу, що в умовах бурової неможливо.

Під час буріння геологорозвідувальних свердловин малого діаметру останнім часом набув поширення метод тампонування поглинаючих пластів із доставкою пакетованих компонентів БСС на вибій свердловини в контейнері. Оскільки спочатку пакетували тільки сухий цемент змішаний із сухими прискорювачами, то цей спосіб називають ще методом сухого тампонування. Терміни схоплювання цієї суміші В:Ц = 0,5 не перевищує 10 - 15 хв. Пакети з поліетиленової плівки заповнюють сухою сумішшю в спеціальних цехах, чим забезпечується висока якість суміші, надійна герметизація пакетів, можливість їхнього зберігання тривалий час. Розроблено позитивний досвід застосування пакетів заповнених компонентами для отримання зразкової суміші - ТСП. Готовими пакетами заповнюють контейнер (колонкову трубу) нижній кінець якого перекривають дерев'яною пробкою. Споряджений контейнер на бурильній колоні опускають у свердловину, і, не доходячи до вибою 0,5 - 1,0 пакетів із контейнера видавлюють насосом. Якість пакетів має бути такою, щоб свердловина не була заповнена або на 2 - 3 м вищою за покрівлю поглинаючого пласта. Якщо потужність проникної зони значно перевищує довжину контейнера, то виконують кілька циклів доставки. Після цього у свердловину опускають спеціальний заряд (Рис. 12.2), що складається зі шнека відбивача 3 і заправного елемента 4, який зібраний із гумових пластин. Знизу до снаряда під'єднують шарошечне долото 1, зверху бурильну колону. За допомогою цього снаряда розбурюють пакети, при цьому відбувається перемішування сухої суміші з водою та утворення суміші, що швидко схоплюється.

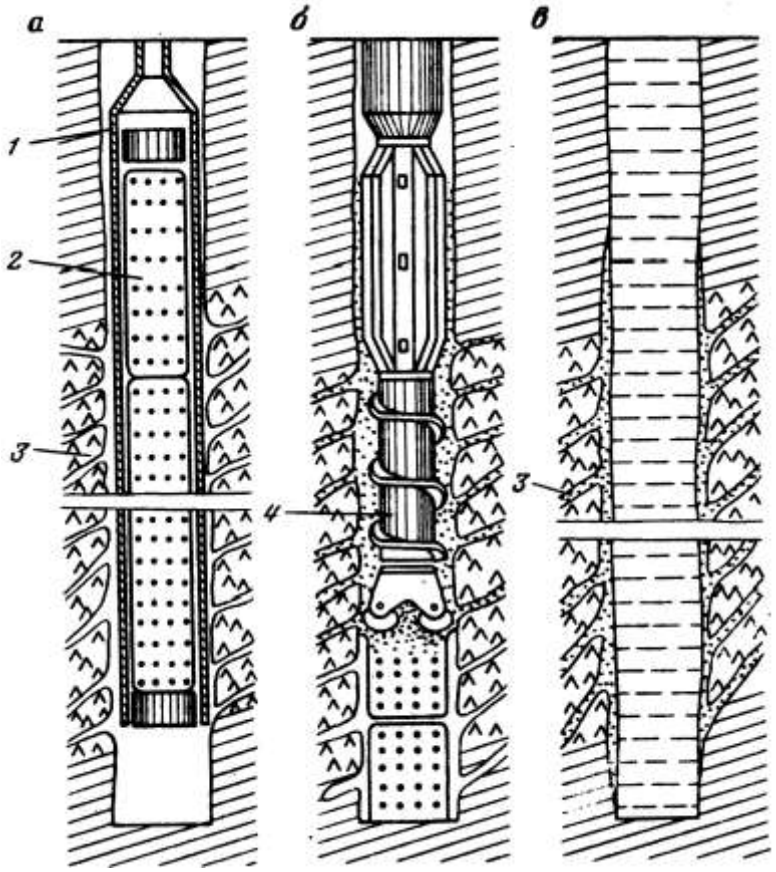


Рис. 13.3 - Схема виконання операцій під час "сухого" тампонування:

а - доставка контейнерів із сухою сумішшю в зону поглинання; б - розбурювання пакетів; в - загальний вигляд зони поглинання свердловини після завершення тампонажних робіт; 1 - снаряд для доставки пакетів із сухою сумішшю; 2 - пакети із сухою сумішшю; 3 - зона поглинання; 4 - снаряд для розбурювання пакетів.

Відбивач душить отриману ТС у тріщини, а затирочний елемент затирає її і вирівнює стінки свердловини. Режим розбурювання має бути таким, щоб забезпечити задану величину: Ц. Маса сухої ТЗ, що бере участь у змішуванні, визначається механічною швидкістю розбурювання і діаметром пакета, а маса води - подачею насоса. Тому механічна швидкість розбурювання пакетів V визначається за формулою:

$$V_m = \frac{Q_n \rho_в}{\frac{П}{4}\left(\frac{В}{Ц} d_n^{\,2} \rho_w D^2 \rho_B + d_n^{\,2} \rho_B\right)}, \qquad (12.4)$$

де Q_n - подача води буровим насосом; $\rho_{B.}$ і $\rho_ц$ - густина води та цементу; $d_п$ - діаметр пакета; D - діаметр свердловини.

Таким чином, для отримання у свердловині ТЗ із потрібним водоцементним відношенням необхідно регулювати механічну швидкість

розбурювання шляхом зміни осьового зусилля і частоти обертання залежно від подачі насоса. Розрахунки показують, що подавання насоса має бути малим (2-5 л/хв.), а у свердловинах малого діаметру (46 – 76 мм) пакети можна розбурювати без подавання води на вибій. Через небезпеку прихвату розбурювання слід вести без зупинок із безперервним ходінням снаряда. Після розбурювання всіх пакетів снаряд необхідно одразу ж витягти з опрацьованого інтервалу. Буріння свердловини можна продовжувати через 2 ÷ 4 години після виймання снаряда із зони поглинання. Цей метод можна застосувати для ліквідації поглинань з інтенсивністю до 15 ÷ 18м^3/ч у тріщинуватих, крупно і середньозернистих породах.

Нині з'явилися нові модифікації цієї технології, зумовлені розробленням досконаліших конструкцій снарядів, нових складів тампонажної суміші та способів її доставки. Досвід показує, що застосування методу тампонування поглинаючих пластів пакетованими сумішами дає змогу багаторазово скоротити витрати часу і витрату тампонажних матеріалів.

Безсумнівно, сухі пакетовані суміші перевершують усі раніше описані, вони мають низку переваг, які дали їм широке застосування для ізоляції поглинаючих горизонтів, а саме:

- витрата в'яжучих матеріалів у 5 - 10 разів менша, ніж при закачуванні готових тампонувальних сумішей цементувальними агрегатами;
- малі витрати часу, відносно проста технологія тампонування, доступність і оперативність;
- порівняно висока ефективність ізоляції поглинаючих горизонтів, зумовлена мінімальним проміжком часу між приготуванням тампонажного розчину і доставкою його в канали відходу промивної рідини.

Однак, досвід тампонування свердловин пакетованими сухими сухими БСС і спеціальні дослідження (ВІТР, ДГІ) свідчать, що через недостатню герметичність і міцність паяних поліетиленових пакетів промивна рідина проникає всередину їх і відбувається часткове схоплювання БСС у процесі транспортування по свердловині. У результаті якість і кількість БСС, придатних для тампонування, значно знижується.

Лекція 14.

СПОСОБИ ФОРМУВАННЯ ІЗОЛЯЦІЙНОЇ ОБОЛОНКИ, ЗАСНОВАНІ НА ЯВИЩІ ПОЛІМЕРИЗАЦІЇ МАТЕРІАЛУ І ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДУ ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРІАЛУ

14.1. Способи формування ізоляційної оболонки, засновані на явищі полімеризації тампонажного матеріал

В останні десятиліття завдяки розвитку хімічної промисловості та впровадженню її плодів в усі сфери життєдіяльності, було застосовано синтетичні матеріали в розвідувальному бурінні для ліквідації поглинань промивної рідини.

Як свідчить статистика, їх застосування порівняно з БСС не таке ефективне. Синтетичні матеріали (СМ) частково усувають недоліки, властиві цементним розчинам. Вони добре фільтруються в пористі середовища невеликої проникності, що дає змогу використовувати їх там, де цементні розчини непридатні. Порівняно з цементними розчинами СМ мають невелику густину, внаслідок чого вони менше розтікаються по поглинальних горизонтах. Фізико-механічні властивості СМ не значно змінюються залежно від часу їх зберігання. СМ тверднуть незалежно від агресивності підземних вод, температури в поглинаючому горизонті, мають високу механічну міцність. Крім того, камінь із затверділих пластичних мас має хороше зчеплення з більшістю гірських порід.

Основа більшості застосовуваних СМ - карбомідні смоли, для затвердіння яких застосовують органічні та мінеральні кислоти (щавлеву, соляну та ін.). Властивості розчинів регулюють зміною кількості води і затверджувача. Для підвищення тампонувальних властивостей у розчини часто вводять наповнювачі, при цьому можуть змінюватись і терміни твердіння, і властивості тампонажного каменю.

На основі карбомідних смол складають найпростіші в рецептурному відношенні розчини з широко регульованими властивостями. До самого затвердіння вони залишаються ньютонівськими рідинами, що ускладнює визначення сфери їх застосування. Як рухомі, високопроникні склади вони дуже ефективні в тонкотріщинуватих породах, володіють хорошими кріпильними властивостями, але, з іншого боку, в тріщинах з великим розкриттям навіть за недовгих строків тверднення склади на основі карбомідних смол до схоплювання розтікаються по каналах поглинання на значні відстані. Це явище ускладнює ведення ізоляційних робіт. Карбомідні смоли, особливо в суміші з водою під час твердіння дають камінь низької якості зі значною усадкою. Дослідження показали, що в тих випадках, коли смола твердне в короткий термін (2 - 3 хв), камінь протягом 7 - 10 днів дає тріщини.

Великий недолік синтетичних смол полягає в слабкій спорідненості з глинистою кіркою, що утворилася на стінках свердловини під час буріння з промиванням глинистими розчинами. Крім того, смоли погано змиваються з

інструменту та обладнання під час промивання, що також ускладнює їх використання.

Більшість тампонажних розчинів на основі синтетичних смол є швидкотвердіючими (БТС), і загалом технологія їхнього використання аналогічна технології застосування БСС на основі цементів. Особливості використання синтетичних смол полягає в необхідності дотримання суворої послідовності надходження компонентів.

Розчини із синтетичних смол готують як на поверхні, так і в свердловині за допомогою тампонажних пристроїв або двох заливальних колон (рис. 14.4). Суміші можна заливати через гирло тільки за хорошого стану стовбура свердловини. Однак і в цьому випадку можливе зависання суміші на стінках свердловини та її розубоджування. При цьому не вдається домогтися безперервного руху суміші свердловиною, оскільки порушується суцільність подачі суміші і вона надходить порціями. У холодний період смола сильно загусає і втрачає можливість текти.

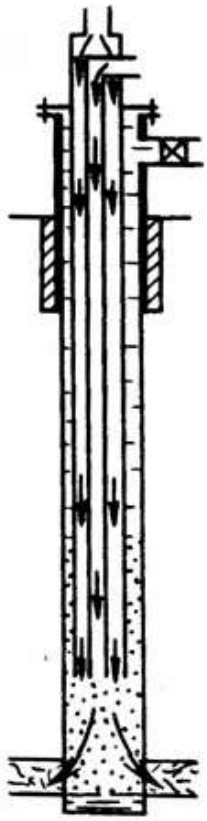


Рис. 1.4 - Схема тампонування синтетичними матеріалами.

При приготуванні суміші на вибої за допомогою вибійних змішувачів поки не вдається домогтися ретельного перемішування компонентів із затверджувачами. Це спричиняє або нерівномірне твердіння складу, або твердіння в місцях зіткнення з затверджувачем. Нерідко під час використання концентрованих сумішей частина суміші твердне в змішувачі, що приводить його в непридатність.

Найефективніше приготування суміші на поверхні. При цьому, можливо строго витримати рецептуру і добре перемішати склад з подальшою доставкою в тампонажному снаряді.

Не передбачені зупинки або неполадки неприпустимі, але сама технологія в організаційному плані є найпростішою і найнадійнішою. Ризик матеріальних втрат у разі невдачі зведений до мінімуму, об'єм суміші лімітується місткістю контейнера, і в разі значної проникності та потужності зони поглинання доводиться проводити багаторазове повторення технологічних операцій. Крім того, доставка снаряда ускладнюється за наявності в свердловині обвалів, здуття стінок свердловини тощо.

Цих недоліків немає у способу доставки БТС, приготованих на поверхні і закачаних через бурильну трубу насосом. За цього способу доставки надзвичайно важливо точно визначити час, який має у своєму розпорядженні виконавець робіт.

Сфера застосування БТС обмежується глибиною. За даними Т. П. Бронікової, БТС вигідно використовувати на глибині понад 500 м.

Найміцніші та найеластичніші нитки, що створюють просторову решітку, отримують під час використання натурального і деяких синтетичних латексів.

Латекс є емульсією негативно заряджених крапельок каучуку. Щільність латексу близько 0,98 г/см^3, вміст каучуку – 50 – 60 %. Латекси добре поєднуються з цементними розчинами і гіпсоцементними сумішами. У практиці буріння на нафту і газ концентровані латекси застосовують під час ізоляції зон катастрофічних поглинань.

Застосування синтетичних смол і латексів розширює технічні можливості методів боротьби з поглинаннями промивної рідини. Комбінації їх із традиційними тампонажними розчинами дають змогу не обмежувати сферу застосування розчинів, знижувати їхню вартість, поліпшувати їхні технічні властивості тощо.

Однак вони мають низку недоліків: високу вартість, низьку технологічність, суворе дозування, багатокомпонентність, токсичність, застосування небезпечних затверджувачів, роззброюваність водами пластів, забруднення вод пластів, підвищене дотримання правил ТБ і ПБ, тощо.

14.2. Способи формування ізоляційної оболонки, засновані на явищі фазового переходу тампонажного матеріалу

Способи формування ізоляційної оболонки, засновані на явищі фазового переходу тампонажного матеріалу

Як альтернативу тампонажним розчинам на водній основі, які легко розбазарюються водами пластів, для ізоляції поглинаючих горизонтів були запропоновані термопластичні матеріали (ТПМ) з температурою плавлення 50 - 150 С^o, розплав яких може легко проникати в канали поглинання промивної рідини і тверднути там.

До теперішнього часу для тампонажу гірських порід з ТПМ, застосування знайшли тільки нафтові бітуми. Уперше нафтові бітуми для утворення водоізоляційних завіс у поглинаючих горизонтах застосували в гідротехнічному будівництві під час зведення гребель, дамб і гідроелектростанцій. При цьому бітум розігрівали на поверхні, а потім у два етапи колонами труб закачували в тріщинуватий горизонт.

Відомо, що під час буріння нафтових і газових свердловин великого діаметру були спроби тампонувати горизонти, що поглинають, шляхом доставки розігрітого бітуму по бурильних колонах і в желонках. Однак ці способи не знайшли застосування, оскільки в желонці бітум дуже швидко застигає до стану, що не піддається прокачуванню. Доставка розігрітого бітуму колоною бурильних труб також пов'язана з охолодженням і накопиченням остиглого бітуму в колоні. Крім того, витрачається значна кількість часу на спуско-підйомні операції.

У розвідувальному бурінні спроби застосування бітуму були зроблені в 60-х роках І.І. Рафієнком. Ним було розроблено два способи тампонування поглинаючих горизонтів сумішами на бітумній основі. У першому випадку

розігрітий бітум доставляли в спеціальному теплоізольованому контейнері на колоні бурильних труб. Цей спосіб набув застосування за невеликої глибини розташування зони поглинання (до 100 м). Теплоізольований контейнер (рис. 14.2), що складається з подвійних колонкових труб із теплоізолювальною прокладкою в міжтрубному кільцевому просторі. У нижній частині внутрішня труба обладнана клапаном або пробкою. Бітумна суміш видавлюється за допомогою насоса. Недолік цього способу - це обмеженість об'єму контейнера, а також охолодження бітуму під час тривалого спуску його в свердловину на трубах, унаслідок чого його неможливо видавити з контейнера за допомогою насоса, крім того, витрачається багато часу на спуск і підйом такого контейнера.

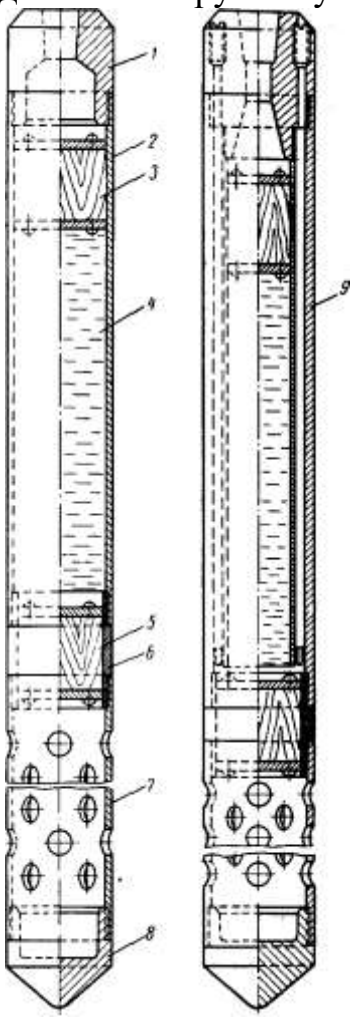


Рис. 14.2 - Снаряди для доставки розплаву ТПМ у зону поглинання на трубах:
1 - перехідник; 2 - контейнер; 3 - верхня пробка; 4 - розплав ТПМ; 5 - нижня пробка; 6 - ніпель; 7 - розпилювач; 8 - напрямний наконечник; 9 - зовнішня труба.

Найоригінальнішим є спосіб доставки розплавленого бітуму в снаряді (рис. 1.6), який опускають на тросі, в який вмонтовано вибухову камеру. Снаряд опускається в свердловину на тросі за допомогою лебідки. Бітумна суміш видавлюється з контейнера снаряда в результаті дії вибуху, коли при згорянні пороху у вибуховій камері снаряда утворюється надлишковий тиск газів.

Недоліком способу є підвищені вимоги до техніки безпеки та пожежної безпеки, пов'язані із застосуванням вибухових речовин, із розігріванням у котлах термопластичної суміші та заповненням нею контейнерів безпосередньо на буровій, а також не виключено спрацьовування снаряда в непередбачуваному інтервалі, низька якість робіт, пов'язана з незначною кількістю вибухових газів.

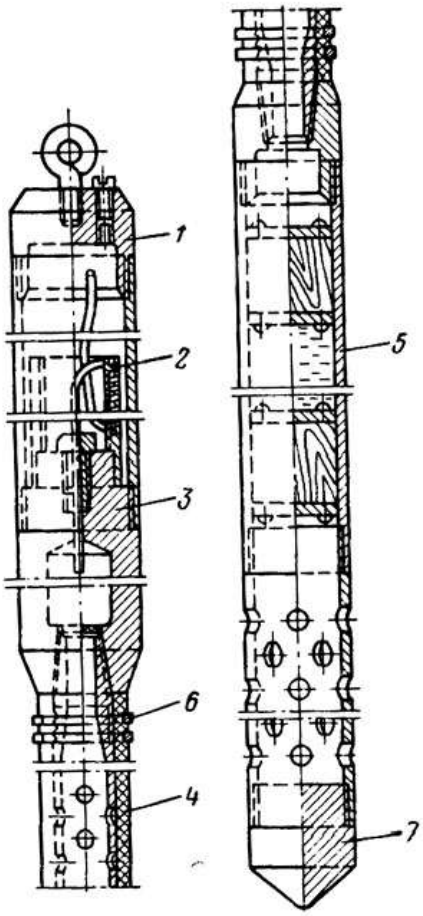


Рис. 14.3. - Снаряд для тампонування поглинаючих горизонтів із застосуванням ефекту вибуху:
1 - спеціальний перехідник; 2 - камера горіння вогнепровідного шнура; 3 - вибухова камера; 4 - пакер; 5 - контейнер; 6 - розпилювач; 7 - напрямний конус

Застосування бітуму для ліквідації поглинань промивальної рідини виявилося малоефективним через відсутність надійних способів доставки рідкого розігрітого бітуму в зону поглинання. Тому у 80-х роках у ПГО "Севукргеологія" на основі бітуму розроблено метод тампонування зон поглинання нетвердіючими сумішами (НС), які доставляють до поглинаючого горизонту в пакетах, з подальшим їхнім розбуренням спеціальним снарядом. Через незначну глибину проникнення НС у тріщини і релаксації при виконанні наступних технологічних операцій у свердловині відбувається руйнування ізоляційної оболонки, поновлення поглинання промивної рідини, що тягне за собою. Тому ці способи тампонування поглинаючих горизонтів не знайшли широкого застосування.

Робота проводилася в такому порядку. Перед закачуванням бітуму в свердловину на поверхні монтували трубопровід, по якому прокачували нагрітий газ. Після того, як трубопровід і насос достатньо нагрівалися, всмоктувальний патрубок з'єднували з баком, наповненим рідким бітумом із подальшим закачуванням його в свердловину.

У роботі описується метод задушування в зону поглинання твердих бітумних сумішей, суть якого полягає в тому, що після розкриття всієї зони поглинання у свердловину закидають бітумні циліндри завдовжки 1,0 - 1,5 м кожний і клин, на який створюється навантаження бурильним інструментом. Під дією цього навантаження бітум затікає в поглинальні канали, перекриваючи їх. Бітумні циліндри виготовляють завчасно шляхом заливання розплавленого бітуму у форми.

Крім бітуму, як тампонажні термопластичні матеріали, можуть бути використані різні полімери і мономери, що належать до групи термопластів. Термопласти характеризуються тим, що можуть розплавлятися під час нагрівання і знову тверднути під час охолодження. Цей процес може повторюватися багаторазово, якщо нагрівання не перевищує тієї межі, за якої

полімер розкладається. Як такі ТПМ можуть бути використані стирол, поліметакрилат, етилакрилат тощо.

Одним із різновидів способів ізоляції, що ґрунтуються на явищі фазового переходу, є заморожування флюїдів (рис. 14.4) пластів. Суть способу полягає в тому, що в зону поглинання подається низькотемпературний холодильний агент - рідкий азот. У результаті контакту з водонасиченою породою азот утворює льодогрунтовий циліндр, непроникний для рідини.

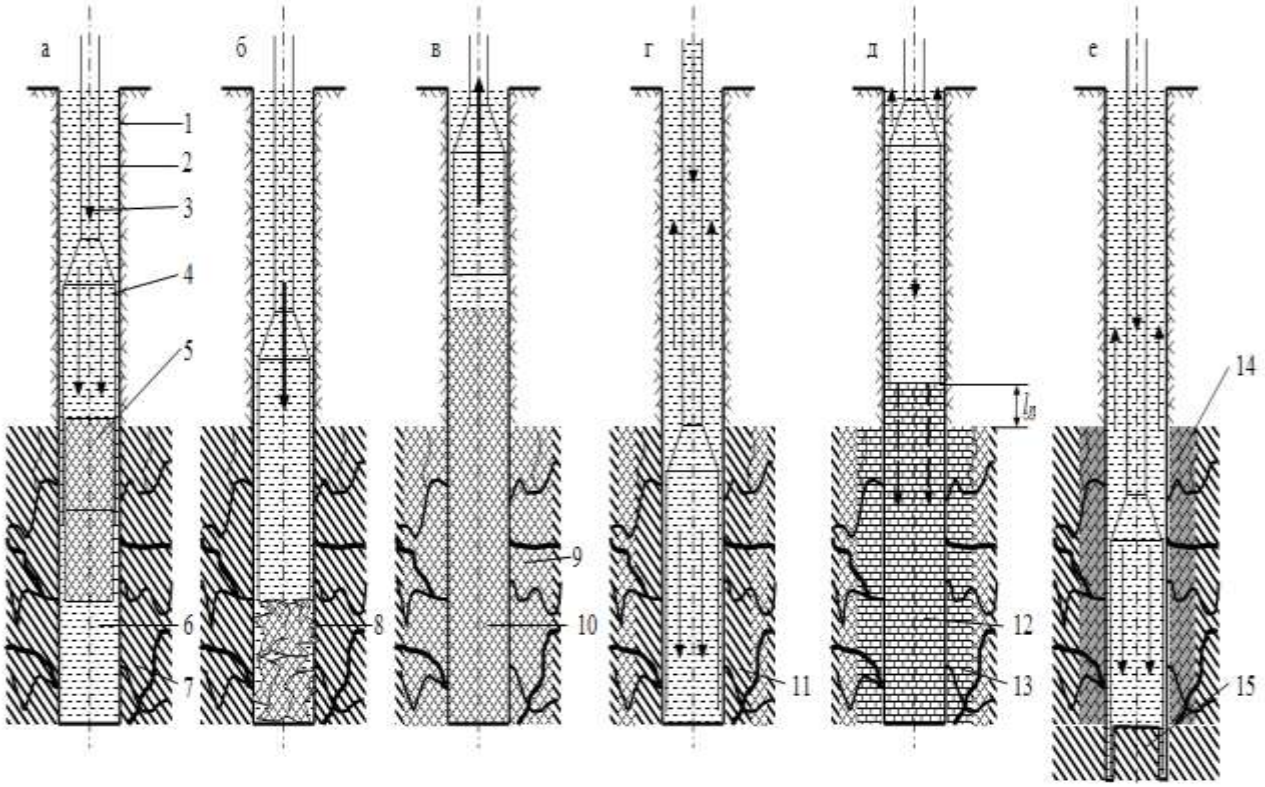


Рисунок 14.4 - Технологія ізоляції поглинаючих горизонтів

а - доставка у свердловину контейнерів із холодоагентом; б - руйнування контейнерів; в - формування кріогенного екрана в зоні поглинання промивної рідини; г - розбурювання льодово-піщаного композиту в свердловині з подальшим частковим розстеблюванням проникного горизонту; д - продування тампонажної суміші; е - буріння свердловини;

1 - стінки свердловини; 2 - бурильна колона; 3 - промивальна рідина; 4 - колоночні труби; 5 - контейнери з холодоагентом; 6 - свердловина; 7 - поглинаючий горизонт; 8 - зруйновані контейнери; 9 - заморожений горизонт; 10 - заморожений стовбур свердловини; 11 - частково розтеплений горизонт; 12 - тампонажний розчин у стовбурі свердловини; 13 - тампонажний розчин у розтепленій зоні поглинаючого горизонту; 14 - тампонажний камінь; 15 - керн.

У США для заморожування порід у зоні поглинання застосовують гас, охолоджений сухим льодом до - 8 C^o. Спосіб заморожування можна рекомендувати як допоміжний під час цементації зон поглинання. Цементація проводиться після часткового відтавання льодоґрунтового циліндра. Він може

виявитися перспективним після відповідного розроблення технології та технічних засобів.

Надзвичайно цікавими з теоретичного і практичного погляду є спеціальні способи ізоляції, засновані на плавленні вміщувальних порід.

Сутність цих способів ізоляції полягає в тому, що шляхом теплового впливу на породи, що складають стінки свердловини, здійснюють їхнє розплавлення пенетратором (рис. 14.5). У подальшому під час охолодження розплавленої маси утворюється монолітна ізоляційна оболонка високої міцності.

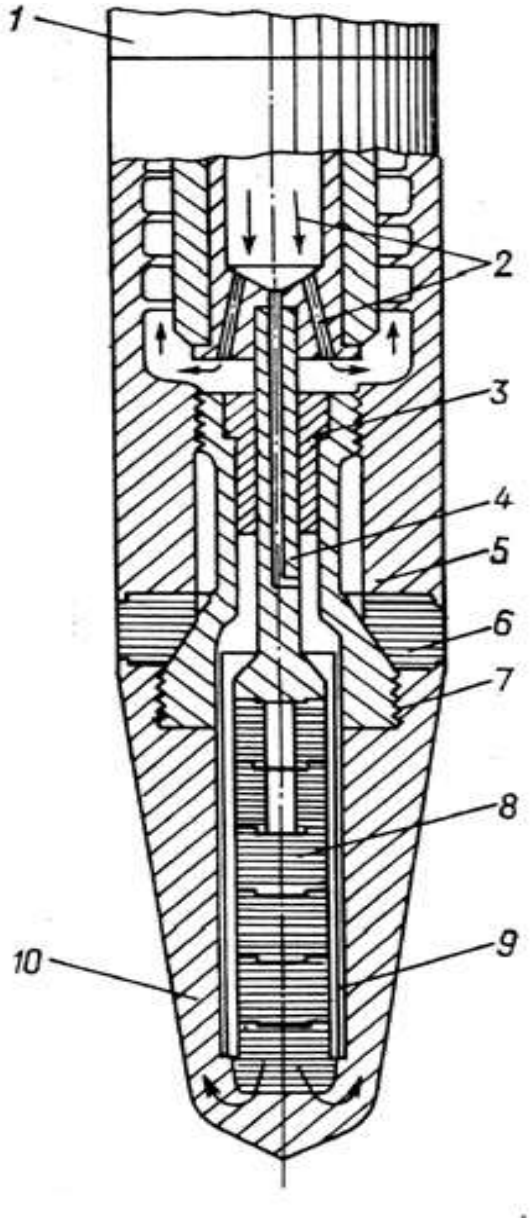


Рис. 1.7 – Схема діючого ущільнювального пенетратора:

1 - колона металевих труб;
2 - канали для циркуляції охолоджувального середовища;
3 - електричний ізолятор;
4 - струмопідвідний електрод;
5 - кристалізатор-формувач;
6 - тепловий ізолятор;
7 - екстрактор;
8 - високотемпературний пірографітовий нагрівач; 9 - тонкостінний графітовий поглинач променевої енергії;
10 - корпус пенетратора.

В основі технології буріння свердловин способом плавлення лежать суто фізичні процеси руйнування гірських порід, пов'язані зі зміною агрегатного стану останніх унаслідок інтенсивного теплового впливу в зоні забою свердловини. Процес буріння плавленням визначається в основному теплофізичними властивостями гірської породи.

Відмінними рисами цієї технології є висока концентрація в зоні вибою свердловини теплової енергії, ефективне передання її породам з метою забезпечення заданої швидкості плавлення, видавлювання розплаву із зони вибою, формування на стінках свердловини монолітного і міцного заскленого шару.

Буріння свердловин методом плавлення дає змогу розв'язувати задачу підтримання стійкості та закріплення стінок свердловини безпосередньо в процесі буріння шляхом створення завдяки розплаву, що застигає, міцного водонепроникного склоподібного шару. Одночасно цей метод дає змогу спростити конструкцію свердловини, різко знизити витрату обсадних труб і тампонажних матеріалів, витрати часу і коштів на трудомісткі й дорогі роботи з кріплення свердловини обсадними колонами. Відсутність у свердловинах колон обсадних труб дає змогу підвищити результативність методів каротажу і свердловинної геофізики.

До недоліків цієї технології належить те, що для її здійснення потрібні додаткові тимчасові витрати, оскільки теплове джерело доставляється до вибою на колоні бурильних труб. Корпус робочої поверхні виконано з дорогого, дефіцитного матеріалу. Для досягнення ефекту плавлення гірської породи потрібні високі температури нагріву навколишнього середовища (1500 - 2000 C^o).

За відповідного доопрацювання, принципово можливе застосування цих способів для ізоляції зон ускладнень у свердловинах.

Ізоляція поглинаючих горизонтів термопластичними матеріалами.

З метою усунення недоліків, притаманних сумішам на бітумній основі, паралельно в Національному гірничому університеті - під керівництвом О.М. Браженeнка та в Санкт-Петербурзькому державному гірничому інституті - В.С. Литвиненка, виконано роботи з розроблення принципово нових нетрадиційних технологій тампонування поглинаючих горизонтів.

Відмінною особливістю запропонованих технології є те, що ТПМ з низькою температурою плавлення доставляється в зону ускладнення у твердому гранульованому вигляді, де нагрівається до рідкого стану вибійним тепловим джерелом, з подальшим її задушування у поровий простір поглинаючого або нестійкого горизонту.

У першому випадку, як ТПМ запропоновано застосування сірки. Тверда сірка хімічно інертна, на неї руйнівно не діють агресивні води. Сірка легко розбурюється і не налипає на технологічний інструмент. Термін зберігання гранульованої сірки не впливає на її фізико-механічні властивості. Вартість сірки порівнянна з вартістю цементу і набагато менша за вартість синтетичних смол. Завдяки низькій в'язкості розплаву як чистої сірки, так і сірки з добавками пластифікаторів вона може легко проникати в гірські породи з незначним розкриттям тріщин. Крихкість сірки може бути усунена за рахунок добавки пластифікаторів. Міцність тампонажного каменю, отриманого під час охолодження розплаву сірки, порівнянна з міцністю цементного каменю, причому на ранній стадії твердіння міцність сірки на порядок вища за міцність

на одноосьовий стиск цементного каменю. Температуру плавлення тампонажного термопластичного матеріалу можна регулювати введенням пластифікаторів.

У другому - органічні в'яжучі на основі синтетичних термопластів, які дають змогу отримати міцне і недороге безтрубне кріплення. Поліетилен і поліпропілен не мають екологічних протипоказань при кріпленні та проведенні ізоляційних робіт у свердловині. Гранульовані композиційні склади з органічною матрицею і мінеральними наповнювачами відповідають умовам екологічно чистого безтрубного кріплення та ізоляції ускладнених інтервалів свердловин.

Недоліками технологій є: відсутність надійних свердловинних засобів нагріву вихідного матеріалу і продування (транспортування) в поглинаючий горизонт розплаву ТПМ; значні тимчасові витрати під час плавлення ТПМ в свердловинних умовах, що зумовлено великими тепловими втратами; запропоновані тампонажні матеріали багатокомпонентні, що тягне за собою попередню підготовку сумішей і, як наслідок, їх здорожування.

Ізоляція зон поглинання за допомогою вибуху.

Для боротьби з поглинанням у кавернозних і тріщинуватих пластах висаджують у повітря торпеди. Величина заряду вибухової речовини і розмір торпеди визначаються інтенсивністю поглинання і потужністю поглинаючого пласта. Під час вибуху відбувається стикування тріщин, ущільнення порід і закупорювання тріщин руйнувань породою.

ЛЕКЦІЯ 15.
БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН ЧЕРЕЗ ГІРНИЧІ ВИРОБКИ ТА ЗОНИ ЇХ ВПЛИВУ

15.1. Геолого-технічні умови буріння через гірничі виробки

Аналіз буріння геологорозвідувальних свердловин показує, що ускладнення, які найважче ліквідувати, виникають під час перенесення свердловиною відпрацьованих гірничих виробок. Розглянемо деякі особливості буріння на прикладі Донецького вугільного басейну, де воно найбільш поширене. У міру відпрацювання вугільного пласта залежно від прийнятої методики розроблення виробленого простору частково закривають гірничою породою або після виїмки вугілля лава обвалюється і засипається обваленою породою.

Ускладнення процесу буріння в свердловинах, що перетинають відпрацьовані гірничі виробки, починаються, як правило, в зонах їхнього впливу. Під зоною впливу зазвичай розуміють таку, у межах якої шари безпосередньої покрівлі, прогинаючись у бік виробленого простору, розтріскуються, відокремлюються від вищерозміщених шарів та обрушуються на підошву виробки у вигляді не пов'язаних між собою блоків. У зоні впливу гірничої виробки внаслідок перерозподілу напруженого стану масиву відбувається зсув гірських порід. За найпоширенішого способу управління покрівлею - обваленням, можна зону впливу розділити на три умовні підзони: підзона безладного обвалення, підзона тріщинуватості та підзона прогину пластів без розриву суцільності.

Унаслідок деформації гірського масиву збільшується розкриття природних тріщин, а утворюється велика кількість штучних тріщин різної спрямованості.

Це призводить до значного збільшення проникності гірських порід, розвитку гідравлічного зв'язку між водоносними горизонтами, що залягають над гірничою виробкою. Для різних районів Донбасу висота зони впливу гірничої виробки в 6 - 40 разів перевищує потужність виробленого пласта, а кількість перехрещених виробок досягає 6 - 8. У практиці бурових робіт найбільш типовими є такі випадки: свердловина проходить виробку, в якій сталося повне обвалення покрівлі; через забутовану виробку; через зяючу виробку.

Гірничі виробки, що перетинаються, характеризуються різними умовами обводненості: повністю затоплені, сухі, з постійним припливом. Останнє спостерігається також тоді, коли відбувається розкриття гірничої виробки з дренованим шахтним водовідливом і в свердловині починається інтенсивне водоплиновипускання з вищерозміщених водоносних горизонтів у гірничу виробку. Якщо гірничі виробки, що перетинаються, пов'язані з діючими, то виникає загроза затоплення останніх. Основними ускладненнями в свердловинах, що перетинають гірничі виробки, є: катастрофічні поглинання, обвалення та обвали стінок свердловини, викривлення стовбура свердловини.

15.2 Технологія буріння свердловин, що перетинають гірничі виробки

Технологія буріння свердловин, що перетинають кілька гірничих виробок, має свої особливості, пов'язані з необхідністю застосування складних багатоколонних конструкцій свердловин з використанням КНБЧ і режимів буріння, які забезпечують мінімальне викривлення свердловини, послідовним цементуванням зон обвалення через кожні 3 - 4 м та ін. Кількість обсадних колон залежить від кількості гірничих виробок, їхнього взаємного розташування і глибини пересічних свердловин. Для спрощення конструкції зближені виробки (до 50 м) прагнуть перекрити однією колоною. Гірничі виробки, що пролягають нижче, з метою економії труб, перекривають потайними колонами, верхню частину яких виводять вище від черевика попередньої колони на 25 - 30 м. У деяких випадках, унаслідок обвалення стінок свердловини, коли стає неможливим опустити обсадну колону на потрібну глибину, заповнюють зону вироблення і вище за неї на 20 - 25 м грудковою глиною з подальшим розбурюванням і спуском колони. Можливий спуск обсадної колони з обертанням, коли її черевику приварюють твердосталеву коронку. У разі перетину гірничої виробки та зони її впливу перевагу віддають безкерновому бурінню із застосуванням кулькових доліт і УБТ. Зона гірничої виробки зазвичай перебурюється у два етапи, на початку долотом діаметром 112 мм, а потім розширюють стовбур під необхідний типорозмір обсадної колони. Осьове навантаження і частоту обертання знижують удвічі від тих, що застосовують під час буріння по непорушеній зоні. Це дасть змогу забезпечити мінімальне викривлення, а під час буріння з відбором керна - уникнути самозаклинювання керна. Якщо буріння супроводжується обваленням стінок свердловини, то здійснюють поінтервальне тампонування через кожні 3 - 4 м цементним розчином, сухими або бітумними БСС. Як промивні рідини застосовують такі, що підвищують стійкість стінок: силікатно-гуматні, хлоркалієві, хлоркальцієві, фероакрилові, полімеремульсійні. Якщо циркуляцію відновити не вдається, то буріння часто ведуть із промиванням водою без виходу її на поверхню шляхом прокладання до свердловини водопроводу. Однак такий метод буріння часто призводить до серйозних ускладнень і аварій, спричиняє значні подорожчання бурових робіт.

15.3 Методи боротьби з поглинаннями під час перетину гірничих виробок

Найважчими для ізоляції є зяючі та посаджені сухі гірничі виробки. Наявність навколо них розвинених тріщинуватих зон зумовлює ведення ізоляційних робіт у кілька етапів. Спочатку слід ізолювати зяючу частину поглинаючого інтервалу, а потім тампонувати тріщинувату зону. Зяючу гірничу виробку ізолюють такими методами.

1) Перекриттям спеціальною пружною оболонкою із заповненням останньої тампонажним розчином, що твердне. Доставлення оболонок у необхідний інтервал і їх заповнення здійснюється за допомогою УПП-пристрою перекриття пластів.

1. Заповнення (намив) інтервалу, що зяє, жорстким наповнювачем (щебенем, гранульованим шлаком, піском) з подальшим тампонуванням цього інтервалу швидкозастигаючою сумішшю.

2. Встановленням колони обсадних труб "впотай" з подальшим тампонуванням затрубного простору.

3. Встановленням профільних перекривачів.

Перекривальні пристрої типу УПП розроблені ВНДІБТ для ліквідації катастрофічних поглинань, які виникають під час розкриття великих тріщин, каверн і гірничих виробок. Досвід їх використання в Донбасі показав достатню надійність ізоляції гірничих виробок. Основний елемент УПП - спеціальна міцна капронова оболонка (сітка), яка утримує тампонажну суміш від розтікання в певному об'ємі та дає змогу відфільтровувати від неї воду. УПП спускається в зону поглинання на бурильних трубах. Пристрій складається з двох частин: тієї, що залишається у свердловині, і тієї, що витягується з неї. У свердловині залишається заповнена тампонажним розчином розширена оболонка і алюмінієва перфорована труба. Завдяки еластичності, оболонка під час заповнення її цементним розчином відтворює об'ємну конфігурацію стовбура свердловини в зоні встановлення УПП. Недоліком УПП є відносна складність конструкції. З метою усунення цього недоліку на Донбасі розроблено та застосовують простіші снаряди того самого призначення - снаряд для перекриття гірничих виробок (УПГВ-1) і снаряд для перекриття зон поглинання (СПП).

Заповнення великих пустот щебенем, гравієм або піском проводиться з метою створення в них жорсткого каркаса для зниження інтенсивності поглинання і подальшого тампонування цього інтервалу.

Основні методи доставки наповнювачів: намив через лійку, за допомогою цементувальних і змішувальних машин, транспортування в контейнерах і пакетах.

Намив наповнювача через лійку рекомендується за динамічного рівня промивної рідини понад 50 м. До місця поглинання наповнювач може подаватися колоною бурильних труб (рис. 15.2) або відкритим стовбуром свердловини. Для запобігання утворенню заторів у бурильних трубах розмір частинок жорсткого наповнювача має бути в 3 рази меншим за мінімальний діаметр прохідного каналу. Послідовність подачі наповнювачів у каверну методом намиву: спочатку великі - для створення каркаса, потім дрібніші. Після доставки заповнювача у свердловину спускають колону бурильних труб із перфорованою останньою трубою і коронкою або долотом стираючого типу і перебурюють із промиванням водою жорсткий каркас до підошви гірничої виробки. Потім закачують швидкозастигаючий тампожний розчин. Довжина перфорованої труби має дорівнювати висоті каркаса. Режим буріння і породоруйнівний інструмент вибирають такими, щоб інтервал засипки був перебурений за один рейс.

У разі розкриття потужних непогашених виробок, а також у разі невдалих спроб ізолювати виробку вище наведеними методами, порушену зону

перекривають обсадною колоною, яку часто опускають "потайки". Перекриття зони поглинання обсадною колоною є крайнім заходом, оскільки потребує зміни конструкції свердловини. Тут найбільш складною проблемою є заповнення затрубного простору тампонажним розчином на необхідну висоту. Для цього низ обсадної колони обладнали стоп-кільцем і зворотним клапаном. Для точної фіксації об'єму подавальної рідини слугує кульовий клапан, виготовлений з алюмінію, який скидається в колону після закінчення закачування тампонажного розчину. Оскільки густина алюмінію близька до густини цементного розчину, він рухається разом із ним до моменту посадки на стоп-кільце і фіксує момент закінчення продавання. Після закінчення ОЗЦ за допомогою геофізичних методів визначають положення цементного кільця в затрубному просторі. Для перекриття кільцевого проміжку у верхній частині потайної колони в деяких випадках застосовують ущільнення, здатне витримати надлишковий тиск до 1,8 МПа. Конструктивно воно виконане і діє подібно до розтискного сальника, який застосовується для з'єднання фільтра з експлуатаційною колоною.

В інших випадках потаємну колону зверху перекривають пробкою, жорстко з'єднаною з колоною бурильних труб, і проміжок заповнюють сумішшю, що швидко схоплюється.

Метод ізоляції великих тріщин, карст і гірничих виробок за допомогою профільних перекривачів (труб, що розширюються по діаметру), розроблений у ТатНДІПІНафти, дає змогу перекрити інтервали свердловини завдовжки до 120 м.

Перекривач складається з профільних легкодеформованих сплюсних сплюсних труб у вигляді вісімки. З'єднуються вони між собою за допомогою конусних різьблень. На нижньому кінці цих труб встановлюється чавунний черевик із сідлом під кульовий клан, а на верхньому - лівий перевідник.

На зовнішню поверхню профільних труб по западинах наносять герметизуючу бітумну пасту. Пристрій на бурильних трубах спускають в ізольований інтервал, промивають його, а потім кидають у труби кульовий клапан. Нагнітанням промивної рідини доводять кулю до отвору в черевику і подальшим підвищенням тиску розширюють перекривач, який щільно притискається до стінок свердловини. Розвантаженням колони на 100 - 200 кН перевіряють надійність закріплення перекривача на стінках свердловини. Після від'єднання і підйому бурильних труб у свердловину спускають розвальцьовувач, за допомогою якого розширюють труби в різьбових з'єднаннях, шаблонують профільну частину і розбурюють башмак.

Розглянуті вище методи ізоляції гірничих виробок, що перетинаються свердловинами, застосовні і для ізоляції карстових порожнин. Складність вибору певного методу в цьому разі насамперед пов'язана з відсутністю уявлень про розміри і форми карстових порожнин, що відрізняються дуже великою різноманітністю.

ЛЕКЦІЯ 16.
ФЛЮЇДОПРОЯВ. ПРИЧИНИ ФЛЮЇДОПРОЯВІВ ТА ЇХ КЛАСИФІКАЦІЯ

Флюїдопрояви - це надходження з пласта у свердловину води, нафти або газу.

Флюїдопрояви відбуваються не так часто як поглинання, але вони значно небезпечніші за своїми наслідками.

Унаслідок флюїдопрояву (особливо газопроявів з відкритим фонтаном) може статися руйнування бурового устаткування та інструменту, забруднення довкілля, втрата свердловини і навіть загибель людей. Крім того, через порушення надр можлива втрата великих кількостей цінної сировини, а інколи й родовища загалом.

Під час флюїдопрояву (далі ФП) промивна рідина, що заповнює свердловину, витісняється флюїдом, що надходить із пласта. За інтенсивністю і характером ФП розрізняють: насичення ПЖ флюїдом, переливи, викиди, фонтани, грифони.

Насичення - це розбавлення ПЖ флюїдом і зміна властивостей промивної рідини (густина, в'язкість, СНС та ін.).

Перелив - це непульсуючий вилив ПР зі свердловини за відсутності циркуляції, тобто за зупинених бурових насосів.

Викид - періодичне викидання великих обсягів рідини через гирло на велику висоту (подібно до гейзера).

Фонтан - безперервне інтенсивне викидання великої кількості флюїду зі свердловини.

Грифон - позаколонний прояв за межами гирла свердловини.

При цьому кожен із названих видів прояву можна розглядати в порядку їх перерахування як окрему стадію (фазу) розвитку прояву в цілому.

На ранній стадії флюїдопрояву, коли превентор закритий, бурильна колона має кульовий кран і тиск у свердловині не перевищує припустимого, з погляду міцності обсадних труб і гірських порід, ситуація на буровій вважається керованою і може контролюватися буровою бригадою. Роботи, що виконуються буровою бригадою з видалення зі свердловини флюїду, що надійшов, називають глушінням ФП.

Якщо ФП виходить з під контролю, переростає у викид, фонтан, грифоноутворення, то на буровій створюється складна аварійна ситуація, ліквідацією якої займаються спеціалізовані воєнізовані підрозділи, оснащені спеціальною технікою.

Ми обмежимося розглядом тільки тих робіт, які виконує бурова бригада, тобто профілактикою ФП і їх ліквідацією на ранній стадії (до викиду).

За видом флюїду і наростаючою небезпекою переходу ФП в аварійну ситуацію флюїдопрояви розташовуються в такий ряд:

- газопрояви - основна частина флюїду природний газ;
- змішані прояви - у воді або нафті міститься значна кількість вільного газу;

- нафтопрояви - основна частина флюїду нафта;

- водопрояви - основна частина флюїду вода того чи іншого ступеня мінералізації.

Природний і супутній нафтовий газ можуть містити у своєму складі сірководень (H_2S) - один із найнебезпечніших за силою хімічної агресивності та токсичністю газів, що руйнує сталеві вироби, погіршує властивості промивної рідини, а під час виходу на поверхню може спричинити отруєння людей, зокрема зі смертельними наслідками. Тому газопрояви, коли природний газ, що проявляє, містить H_2S, вважаються найбільш небезпечними.

16.2. Причини флюїдопроявів та їх класифікація.

Усі причини ФП зазвичай поділяють на дві групи:

- причини проявів через зниження тиску на пласт;
- причини проявів без зниження тиску на пласт.

16.1. Причини ФП при зниженні тиску на пласт.

Основна причина ФП - порушення рівноваги гідравлічного тиску у свердловині Р і тиску пласта РПП, коли

$$P < P_{ПЛ}. \qquad (16.1.)$$

Порушення цієї рівноваги пов'язане з геологічними та технологічними чинниками. До геологічних чинників належить недостатня інформація про закономірності зміни тиску пласта за глибиною свердловини і за площею геологічної структури. Закономірності зміни тиску пласта різноманітні як за простяганням, так і за потужністю відкладень, що розкриваються. Зміна це може відбуватися як монотонно, так і мати стрибкоподібний характер.

До технологічних чинників відносять причини, пов'язані з технологією спорудження свердловини.

У загальному випадку тиск у свердловині визначається відомою формулою

$$P = Pст \pm \Delta Pгд\ \rho g(z\text{-}hc) \pm \Delta Pгд \qquad (16.2.)$$

Створення протитиску на пласт з метою запобігання ФП забезпечується відповідним вибором густини промивної рідини. Цей вибір здійснюється на основі вимог правил ведення бурових робіт щодо перевищення тиску в свердловині над пластом у статичних умовах, тобто за умови

$\Delta Pгд=0$, $hc=0$ тоді

$$P=a1PПЛ = Pпл + \Delta, \qquad (16.3.)$$

де a1 и Δ - нормативні величини, що визначають запас тиску над пластом (див. табл. 16.1.) залежно від глибини свердловини Н.

Таблиця 16.1. Значення нормативних коефіцієнтів

Н,м	**< 1200**	**1200÷2500**	**>2500**
α_1	1,1÷1,15	1,05÷1,10	1,04÷1,07
Δ = Δмах,МПа	1,5	2,5	3,5

Із (16.3.) і (16.2) знаходимо

$$\rho = \frac{\alpha_1 P_{пл}}{q z_п}, \qquad (16.4.)$$

де $Z_п$ - глибина покрівлі проявного пласта.

У деяких випадках обчислюють ефективну густину промивної рідини при механічному бурінні $\rho_э$

$$\rho э = \rho + \frac{\Delta P_{rg1}}{g z_п} \qquad (16.5.)$$

де $\Delta P_{ГД1}$- втрати тиску в кільцевому просторі під час промивання.

Із формули (16.2.) випливає, що зменшення Р, а отже, і порушення рівноваги тисків може статися через:

- збільшення $\Delta P_{гд}$ під час підйому бурового інструмента у свердловині ($\Delta P_{гд}$ має знак "мінус");

- збільшення hc, у разі поглинань, під час підйому бурильної колони без доливання рідини в свердловину, перетоків між пластами або між трубним і затрубним простором.

Під час підйому бурильної колони, зниження тиску в свердловині нижче гідростатичного відбувається протягом тривалого часу і тому ця технологічна операція розглядається як найбільш небезпечна з позиції ФП.

За даними спостережень (США) вплив виду технологічних операцій на число викидів має такий характер

Технологічна операція	СПО	Мехбурі ння + нарощув	Вимив-ши флюїда	Спуск обсадної колони	ОЗЦ	Цементування обсадних колон
% викидів	45	30	12	4	5	4

Збільшення hc може, як було вже зазначено, відбуватися з багатьох причин. Однак незалежно від причини існує критичне значення hc, перевищення якого призводить до виникнення ФП. Зниження тиску на пласт можливе також через високе СНС промивної рідини, що за відсутності циркуляції сприяє створенню каркаса та зависанню ПЖ.

16.2. Причини ФП без зниження тиску на пласт

Флюїд пласта може надійти у свердловину і без зниження тиску на пласт. Це відбувається внаслідок розбурювання продуктивного пласта, дифузійних осмотичних процесів капілярних перетікань, гравітаційного заміщення, явища контракції ПШ та інших явищ. Під час розбурювання гранулярного колектора

об'ємну витрату газу, що надходить (або іншого флюїду), в умовах свердловини визначають за формулою

$$Q_2=S_3\ Vm\ m\beta\alpha, \qquad (16.6.)$$

де S_3 - площа вибою, що розбурюється, Vm - механічна швидкість буріння, m - пористість пласта, β - ефективна газонасиченість породи, α - коефіцієнт газовіддачі (із частинок шламу в промивну рідину).

Гравітаційна взаємодія між флюїдом і промивною рідиною або її фільтратом у пласті з вертикальною тріщинуватістю може призвести до заміщення флюїду промивною рідиною (рис. 16.1.). У процесі фільтрації, фільтрат під дією гравітаційних сил накопичується в підошві пласта, а газ проникає в зону зниженого тиску з покрівлі пласта..

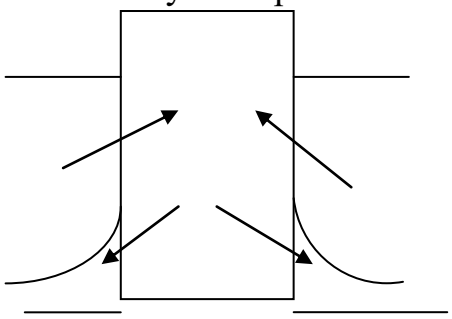


Рис. 16.1. Схема проникнення газу в свердловину.

Аналіз явищ дифузійного перенесення, осмотичного і капілярного перетікань показує, що вони становлять небезпеку для ФП.

Загалом, оцінюючи причини поглинань, потрібно мати на увазі, що фактичні причини, імовірно, пов'язані з дією не одного, а комплексу чинників, які, посилюючи один одного, і можуть спричинити прояв.

ЛЕКЦІЯ 17.
ОЗНАКИ ПОЧАТКУ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ФЛЮЇДОПРОЯВІВ

17.1. Ознаки початку флюїдопроявів

Ознаки початку ФП поділяються на прямі й непрямі. Дуже важливою характеристикою будь-якої ознаки є її оперативність, тобто можливість виявлення початку ФП за мінімального запізнення в часі. Для своєчасної реєстрації та оцінки початку ФП на буровій мають бути такі прилади та пристрої: зрівнювач у приймальній ємності, диференціальний витратомір, пристрій для доливання свердловини під час СПО, газокаротажна станція, моментомір, пристрій для контролю вмісту сірководню

Прямі ознаки ФП.

1. Збільшення рівня промивної рідини в приймальній ємності бурового насоса. Зміна рівня Δф визначається формулою

$$\Delta ф = V/S, \qquad (17.1.)$$

де V - об'єм промивної рідини, витісненої зі свердловини флюїдом, що туди надійшов; S - площа вільної поверхні приймальної ємності.

2. Показання диференціального витратоміра.

Вважається, що ознака проявила себе, якщо протягом декількох хвилин кількість промивної рідини, що витікає зі свердловини, перевищує подачу бурових насосів.

3. Обсяг промивної рідини колони труб, що витісняється зі свердловини під час спуску, перевищує розрахунковий.

4. Об'єм промивної рідини для доливання свердловини під час підйому бурильної колони менший за розрахунковий.

Пониження рівня рідини в свердловині під час підйому інструмента без доливання визначається формулами:

$$ly = \frac{l_1(d^2 - d^2\ )}{D^2 - d^2 + d_b{}^2} = \frac{l_1 q}{0.785 D^2 \rho_M - q} \qquad (17.2.)$$

де D, d, d_b - відповідно внутрішній діаметр обсадної колони в пригирловій частині свердловини, зовнішній і внутрішній діаметр труб l_1, що піднімаються, q - довжина піднятих труб і маса одного метра цих труб, ρ_M - щільність металу труб.

Таким чином, знаючи допустиме зниження рівня, можна визначити граничну довжину колони, що піднімається, у разі дискретного доливання свердловини.

17. Підвищення газовмісту в промивній рідині, що протікає системою жолоба, контролюється візуально за бульбашками газу і газокаротажною станцією.

Непрямі ознаки ФП

6. Зменшення тиску на стояку під час промивання з незмінною подачею промивної рідини.
7. Збільшення механічної швидкості буріння через зниження диференціального тиску.
8. Збільшення крутного моменту на роторі через збільшення механічної швидкості буріння.
9. Зміна властивостей промивної рідини.

17.2 Прогнозування флюїдопроявів.

17.2.1 Прогнозування аномально-високих тисків (АВПТ) пластів у процесі буріння.

Для попередження ФП необхідно знати характеристику і місце розташування пластів з АВТТ. Якщо під час буріння експлуатаційних свердловин поступово накопичуються достовірні відомості про характеристику пластів з АВПТ, то під час буріння розвідувальних свердловин така інформація практично відсутня. Тому під час буріння в таких умовах дуже важливо вміти прогнозувати зустріч із пластами з АВПТ ще на підході до цих пластів, до їхнього розкриття, тобто ще під час розбурювання екрануючих пластів, які переважно представлені глинистими породами. Такий прогноз найбільш важливий стосовно газоносних пластів, з яких найімовірніше ФП. Газ із пласта з АВПТ за мільйони років геологічного часу поступово проникає в екрануючу товщу глистових порід, утворюючи ореол вторгнення. Тиск газу (поровий тиск) в ореолі вторгнення з наближенням до газового колектора буде все більше зростати, наближаючись до пласта.

Розглянемо два методи прогнозування АВПТ, які мають широке розповсюдження в практиці буріння. Перший ґрунтується на безперервному вимірюванні механічної швидкості буріння в літологічно однорідних глинистих породах слабозатуплюваним долотом, другий - на вимірюванні густини частинок шламу цих глинистих порід. Необхідно зазначити, що перший спосіб дає інформацію без запізнювання в часі, другий - із запізнюванням.

17.2.1.1. Метод прогнозу, заснований на вимірюванні механічної швидкості буріння

Із технології буріння відомо, що зі зменшенням диференціального тиску зростає механічна швидкість буріння. Диференційний тиск визначають за формулою:

$$P_{диф.} = (\rho э - К\rho в)gz \qquad (17.3.)$$

де ρэ,ρв - відповідно, ефективна густина промивальної рідини і води, Кп - коефіцієнт тиску пласта, Z - глибина вибою.

У нормальних умовах, коли $К_п$ = const, значення $Р_{диф}$. зі збільшенням глибини свердловини зростає, а механічна швидкість зменшується. Під час підходу до АВПТ, у міру розбурювання екранувальної товщі та наближення до газоносного пласта, $К_п$ зростає і механічна швидкість збільшується.

Механічну швидкість можна визначити за формулою Бінхема

$$\frac{V_m}{n} = \grave{a}\left(\frac{G}{D}\right)^d, \qquad (17.4)$$

де V_m - механічна швидкість, м/год; n, G - відповідно, частота обертання (об/хв), і навантаження на долото, КН, D - діаметр долота, м; а і d - емпіричні коефіцієнти.

Формула (17.4) може бути застосована під час буріння долотом, що слабо затуплюється, в однорідній товщі порід за незмінних параметрів режиму.

На основі цієї формули з урахуванням масштабування Джорден Ширлі запропонували рівняння для визначення d-експоненти:

$$d = \frac{\ln\left(V_m\ /196{,}8n\right)}{\ln\left(1{,}498\cdot 10^6\, G/D\right)} \qquad (17.5)$$

Досвід показав, що характер зміни d - експоненти з глибиною дає змогу надійно виділяти зони АВПТ і прогнозувати тиск пласта, оскільки величина d зменшується при збільшенні механічної швидкості буріння. Таким чином, під час розбурювання товщ із нормальним тиском пласта, тобто за $К_п$=const, d - експонента збільшується (зона А), а під час просування в ореол вторгнення зменшується - зона б (рис. 17.1.)

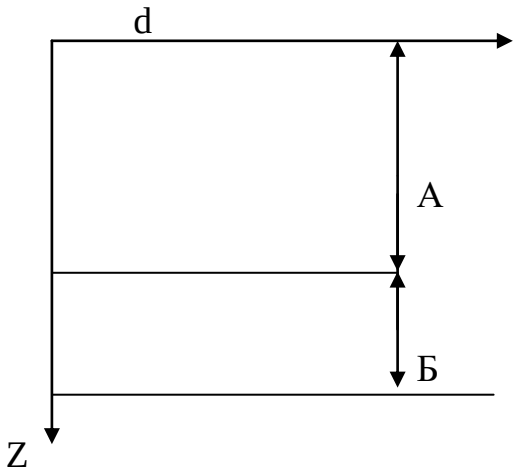


Рис. 17.1. Зміна d - експоненти з глибиною при вході в ореол вторгнення

А- зона нормальних, порових (пластових) тисків: Б - ореол вторгнення; х - обчислені значення d - експоненти.

Розроблено різні методи опрацювання графіків залежності d -експоненти = f(z), що дають змогу обчислити величину тиску пласта.

17.2.1.2. Метод прогнозу, заснований на вимірюванні густини частинок вибуреної породи.

Частинки шламу, відібрані під час розбурювання екранувальної глинистої покришки, у закритих порах якої міститься газ, мають меншу густину, ніж шлам глин, що залягають на аналогічній глибині.

Шлам збирають на віброситі, промивають його і видаляють вологу фільтрувальним папером. Густину частинок шламу визначають приладом ПШ-2М або іншим. Зміну густини шламу з глибиною наносять на графік, аналогічний графіку d - експоненти, і за відхиленням густини від нормальної її зміни судять про наближення до АВПТ.

Для точної прив'язки відібраного шламу до глибини визначають час його підйому на поверхню за формулою:

$$t = \frac{L}{V} \qquad (17.6.)$$

де L - глибина свердловини, V - швидкість виносу частинок шламу на поверхню.

Достовірність і точність прогнозу АВПТ зростає, якщо паралельно спостерігати і зіставляти характер зміни з глибиною d - експоненти і густину частинок шламу.

ЛЕКЦІЯ 18.
ПОПЕРЕДЖЕННЯ ФЛЮЇДОПРОЯВІВ ПІД ЧАС БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН.

Профілактика ФП забезпечується дотриманням технологічних, технічних та організаційних вимог.

Технологічні вимоги

1. Правильний вибір конструкції свердловини, яка дає змогу надійно з'єднати горизонти з несумісними умовами буріння.
2. Правильний вибір і безперервний (регламентований) контроль властивостей промивної рідини. Відхилення густини ПЖ від встановленої не допускається більш ніж 20 кг/м^3.
3. Не допускати гідророзриву слабких пластів з подальшим поглинанням промивної рідини.
4. Не залишати свердловину без циркуляції промивної рідини, оскільки в статиці внаслідок наростання СНС, седиментації твердої фази, контрації та інших явищ гідростатистичний тиск може зменшитися.
5. Доливати свердловину промивною рідиною при підйомі бурильної колони.
6. Проводити проміжні промивання свердловини під час спуску колони труб і перед підйомом долота до вирівнювання властивостей промивної рідини. Не допускати утворення "сальників" на бурильній колоні та поршневання свердловини.
7. Мати на буровій необхідний запас обробленої промивної рідини, а також запас обважнювача і хімічних реагентів.

Технічні вимоги

1. Обладнати гирло свердловини противикидним обладнанням (ПО).
2. Оснастити бурову колону кульовим краном.
3. Забезпечити дегазацію промивної рідини.
4. Обладнати свердловину установкою для її доливання під час підйому колони труб.
5. Забезпечити надійну роботу КВП, засобів сигналізації, систем рівня ПЗ.

Організаційні вимоги

1. Відповідна кваліфікація членів бурової бригади.
2. Висока дисципліна бурового персоналу.
3. Навчання та регулярні тренування бурової бригади в умовах можливого ФП (навчальні тривоги).
5. Профілактика ПЗ плотовикидного обладнання, його ремонт і опресовування.
6. Забезпечення запасним інструментом і матеріалами.

ЛЕКЦІЯ 19.
ЛІКВІДАЦІЯ ФП У НЕСКЛАДНИХ УМОВАХ

Поняття "Нескладні умови" має на увазі, що на момент виявлення ФП:

- нижній кінець бурильної колони перебуває в підошві пласта, що проявляє;
- бурильна колона герметична і не закупорена знизу;
- обсяг флюїду, що надійшов у свердловину, менший за граничний.

Ліквідацію ФП під час буріння називають плавним глушінням ФП. Під плавним глушінням прояву розуміють видалення зі свердловини флюїду, що надійшов до неї, шляхом промивання за закритого превентора і відповідного протитиску на гирлі, який змінюють так, щоб забезпечити постійний тиск на вибій. Вибійний тиск має запобігти надходженню нової порції флюїду з пласта і в той же час не викликати інших ускладнень.

19.1. Різновиди способів глушіння ФП.

Розрізняють три основні способи глушіння:

1. Спосіб очікування і обважнення (одностадійний). Після виявлення ФП закривають свердловину, обтяжують промивну рідину в приймальних ємностях. Потім вмикають буровий насос і вимивають флюїд і колишню промивну рідину обважнюючою рідиною за один цикл циркуляції.
2. Двостадійний спосіб (спосіб бурильника). Флюїд вимивають промивною рідиною первинної густини. Потім після приготування обважнюючого розчину в необхідному обсязі проводять заміну промивної рідини.
3. Спосіб безперервного глушіння. Флюїд починають вимивати промивною рідиною з одночасним обважнювачем. Цю операцію ведуть до повної заміни колишньої рідини обтяжуючою.

Для виконання будь-якого способу необхідно:

1) Оцінити вид флюїду;
2) Визначити фактичний тиск пласта і вибрати нову густину промивної рідини;
3) Вибрати подачу насоса під час глушіння;
4) Визначити величину і характер зміни тиску на гирлі на окремих етапах глушіння, що дасть змогу правильно регулювати випуск рідини зі свердловини;
5) Обчислити час кожного етапу й операції загалом.

19.2. Основи технології глушіння ФП.

Розглянемо рівняння балансу тисків у системі сполучених посудин бурильна колона-кільцевий простір (Рис. 19.2.) на момент одразу після ФП за наявності циркуляції та закритих превенторів.

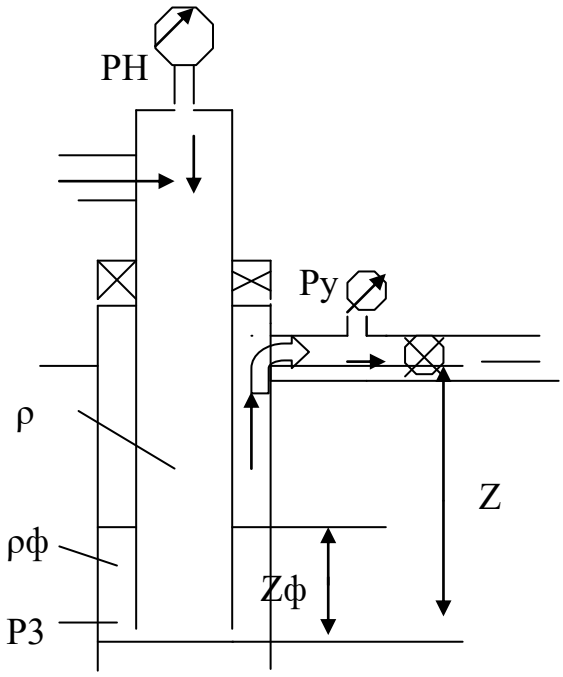


Рис. 19.2. Схема циркуляції ПЖ на момент початку ФП

$$PH + \rho qz - \Delta P_ь = \rho_ф qz_ф + \rho q(z - z_ф) + \Delta P_{кп} + P_y = P_3 \quad (19.1.)$$

де P3, PH, Py -відповідно, тиск на вибої, на насосі та кільцевому просторі перед дроселем, ρ, ρф - густина промивної рідини та флюїду, z - глибина розташування проявного пласта, zф - висота стовпа флюїду, ΔPm, ΔPкп - відповідно, втрати тиску на довжині бурильної колони та кільцевому просторі.

Після початку ФП

$$P_3 \approx P_{пл} \quad (19.2.)$$

До початку прояву, коли превентор відкритий

$z_ф=0$; $P_y=0$, а $PH= \Delta P_m + \Delta P_{кп}$

За відсутності циркуляції ПЖ, $P_3=\rho qz$ і $\Delta P_m=0$, $\Delta P_{кп}=0$

Під час буріння можна прийняти для турбулентного режиму

$$\Delta P_m \approx \alpha_1 \rho Q^2, \ \Delta P_{кп} \approx \alpha_2 \rho Q^2 \quad (19.3.)$$

де α1,α2 коефіцієнти, Q - подача насоса.

Як випливає з (19.13.), що менша густина ρф і більша висота стовпа флюїду Zф, за інших рівних умов, то вища Py. Рівняння балансу тисків (19.13.) дає змогу з прийнятною точністю визначити й інші величини технології глушіння ФП.

19.3 Визначення пластового тиску і виду флюїду, що надійшов у свердловину.

Потім виявлення ФП за будь-якою з ознак оперативно вимикають буровий насос, закривають превентор і через 3 - 5 хвилин зчитують показання монометрів на стояку Рути і в кільцевому просторі Рут. Тиск пласта визначають за тиском на стояку Рути. Прийнявши в (19.1.) Рн = Рути, ΔРm = 0 і Р3 = Рпл отримуємо

$$Рпл = ρqz + Рут \qquad (19.4.)$$

Знаючи за зрівнеміром у приймальній ємності об'єм флюїду, що надійшов, Vф, визначають висоту флюїду в кільцевому просторі

Zф (Рис. 19.2)

$$Zф = Vф/Sкп \qquad (19.5.)$$

де Sкп - площа перерізу кільцевого простору.

Розв'язуючи (19.1.) відносно ρф, знаходимо

$$ρф =ρ-(Рук - Рym)/qZф \qquad (19.6)$$

Прийнято вважати, що якщо в результаті обчислень за формулою (19.1) ρф<360 кг/м^3, о надійшов газ, 360<ρф<1080 - нафта, нафта з газом, ρф =1080÷1200кг/м^3 - пластова вода.

Густину обважнюючої промивної рідини ρ, обважнюючої 1 для глушіння ФП можна визначити за формулою:

$$\rho_1 = \frac{P_{пл}}{gz} + \Delta, \qquad (19.7.)$$

де Δ≈60кг/м^3

Вибір подачі насоса для глушіння ФП

Подачу насоса під час глушіння заведено зменшувати вдвічі порівняно з подачею під час буріння. Це забезпечить резерв часу на реакцію для бурильника з регулювання дроселя з метою створення розрахункового тиску на гирлі, але збільшить тривалість глушіння.

Зміна тиску на стояку

Розглянемо спочатку випадок водонафтопрояву, коли стисливістю флюїду можна знехтувати, а для глушіння застосовують (Рис. 19.3) перший спосіб (очікування та обважнення). Як випливає з (19.1) тиск на стояку РН

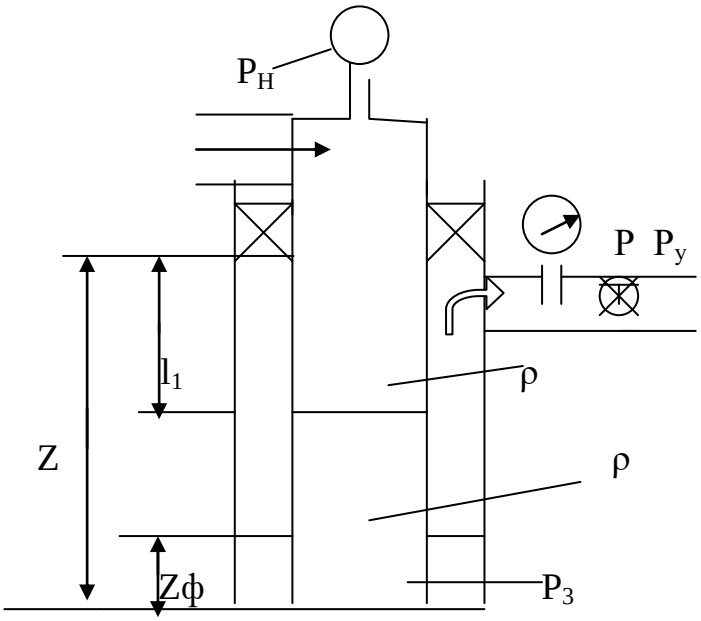


Рис. 19.3. Розрахункова схема глушіння ПФ визначається за формулою

$$PH = P3 - \rho g(z - l1) - \rho 1 g l1 + \Delta Pm \qquad (19.8.)$$

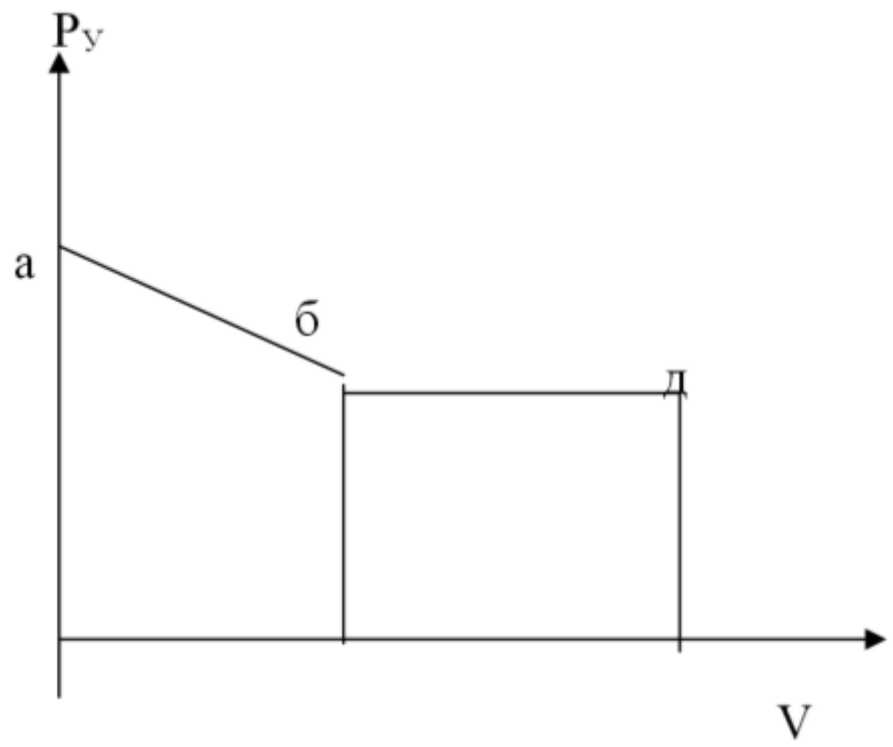
де ρ,ρ1 - густина колишньої обтяжувальної рідини, l_1 - довжина стовпа обтяжувальної рідини.

Час заповнення бурильної колони обтяжувальною рідиною дорівнює

$$t_1 = Vm/Q$$

де Vm - об'єм внутрішньої порожнини бурильної колони.

Із формули (19.20) видно, що PH у міру заповнення бурильної колони обтяжувальною рідиною лінійно зменшуватиметься, а потім залишатиметься незмінним до закінчення глушіння (Рис. 19.4.).



Vб = VT Vд = VT + VКП

19.4. Зміна тиску на стояку під час глушіння способом очікування-обтяження

Графік зміни тиску на стояку є основним і РН - визначають усього для трьох точок

1.Точка "а" початок операції, Va = 0; ta = 0; l1=0

Із (19.20.) знаходимо тиск Рна

$$P_{на} = P_З - \rho g z + \Delta P_m \qquad (19.9)$$

2. Точка "б" - у свердловину закачалася обважнювальна рідина в об'ємі, що дорівнює об'єму бурильної колони.

Тоді Vб=Vm ; l_1=Z; $t_б$= Vm/Q; $\Delta P_m = \Delta P^1_m$

$$P_{Нб} = P_З - \rho_1 g_z + \Delta P^1_m \qquad (19.10)$$

3. Точка "д" - закінчення глушіння. Флюїд видалено зі свердловини рідина колишньої густини повністю замінена такою, що обтяжує.

Звідси

$$V_д = V_m + V_{КП} ;\ t_д = V_д/Q ;\ P_{Нд} = \Delta P^1_m + \Delta P^1_{КП},$$

де $\Delta P^1_m, \Delta P^1_{КП}$ - втрати тиску в трубах і кільцевому просторі під час циркуляції обтяжувальної рідини.

Зміна тиску на гирлі в кільцевому просторі

На основі рівняння (19.1.) і схеми (Рис. 19.5.) запишемо в загальному вигляді формулу для визначення тиску на гирлі свердловини в кільцевому просторі.

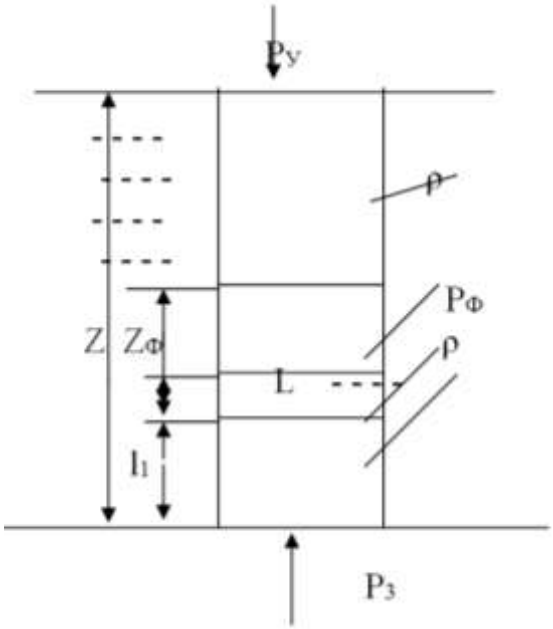


Рис. 19.5. Розрахункова схема положення стовпів рідини в затрубному просторі

$$P_У = P_З - \rho 1 q 1 - \rho g l - \rho_Ф g z_Ф - \rho g z - (z_Ф - l_1 - l) - \Delta P_{КП}, \qquad (19.11.)$$

де l - висота стовпа колишньої промивної рідини, витісненої з бурильної колони l=Vm/Sкп

Тиск РУ знаходимо (Рис. 19.6) для п'яти точок (етапів глушіння).

Точка "а" відповідає тиску на початку закачування обтяжувальної рідини,

$$V_a = 0.\ P_{Уа} = P_З - \rho_Ф q z_Ф - \rho q (z - z_Ф) - \Delta P_{КП} \qquad (19.12.)$$

Точка "б" відповідає заповненню бурильної колони рідиною, що обважнює, Vб=Vm; l_1=0; а РУб дорівнює РУа, тобто сталість вибійного тиску забезпечується за постійного гирлового.

Точка "в". Верхня кромка флюїду підійшла до гирла. Загальний об'єм нової промивної рідини, поданої у свердловину, становить

$$V_В = V_{КП} - V_ф$$

Із (19.11) при l1 =z - zФ - l отримаємо

$$P_{УВ}=(\rho_1-\rho)gl+(\rho_1-\rho_Ф)gz_Ф \qquad (19.13)$$

При цьому $l=V_m/S_{КП}$; $t_В=V_В/Q$

Точка "г". Флюїд витіснено зі свердловини. Тоді $V_Г = V_Ф + V_l P_{УГ}$

Із (19.13) при $Z_Ф=0$

$$P_{УГ}=(\rho_1-\rho)ql \qquad (19.14.)$$

Точка "д". Глушіння закінчено й уся свердловина заповнена обтяжувальною рідиною, 1

$$V_q=V_m+V_{КП};\ \ l_1=Z;\ t_q=V_q/Q$$

Графік зміни тиску на гирлі в кільцевому просторі РУ представлено на рисунку 19.6.

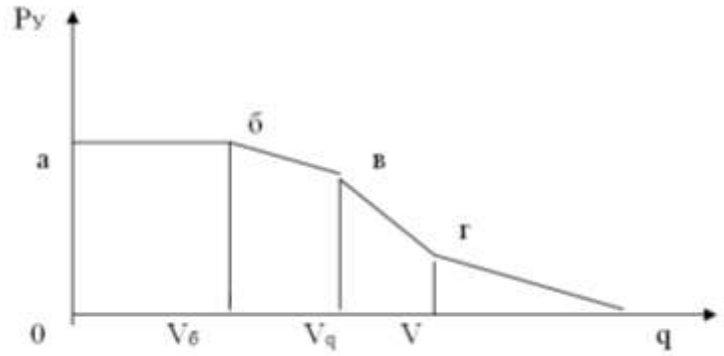


Рис. 19.6. Зміна тиску на гирлі в кільцевому просторі під час глушіння способом очікування-обтяження.

Під час глушіння прояву нестисливої рідини (водонафтопрояву) об'єми закачуваної рідини, що випускається через дросель, однакові на всіх етапах.

<u>Особливості глушіння газопрояву</u>

Як і під час глушіння прояву нестисливого флюїду, під час глушіння газопрояву розрахунок тисків на стояку змін не зазнає. Відмінність полягає тільки в розрахунку тиску на гирлі в кільцевому просторі. Це визначається тим, що під час підйому газової пачки в кільцевому просторі, вона розширюється і її об'єм та довжина стовпа збільшуються, але зменшується густина газу.

На відміну від глушіння водонафтопрояву залежність (19.6.) набуває в загальному випадку вигляду (Рис. 19.7)

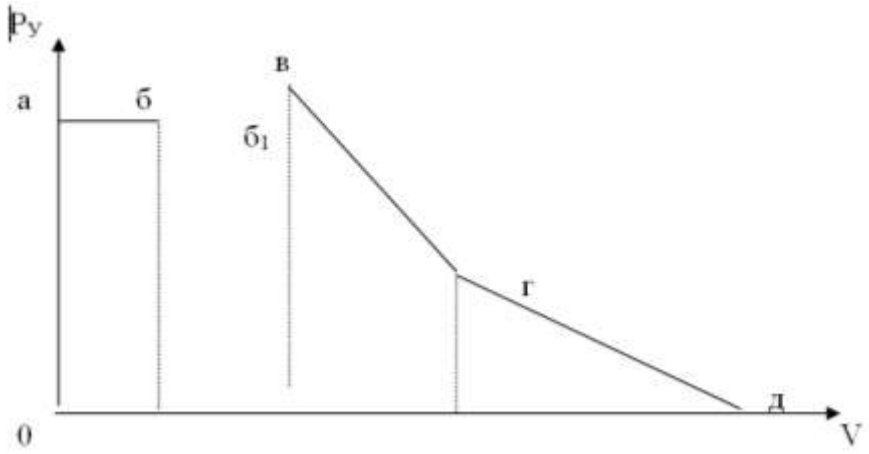


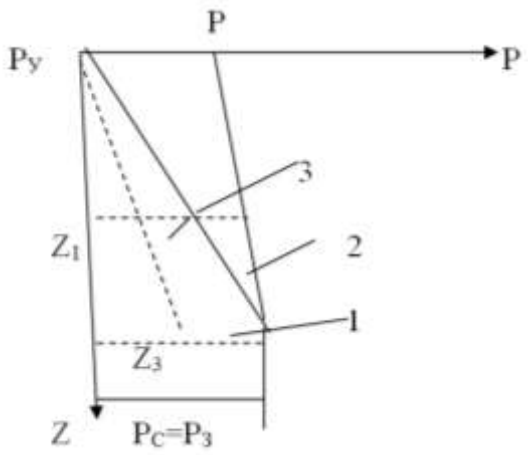
Рис. 19.7. Зміна тиску на гирлі в кільцевому просторі перед дроселем під час глушіння газопрояву.

З останнього графіка видно, що нелінійна зміна тиску має місце на ділянці "б-в", тобто після заповнення бурильних труб рідиною нової густини і до підходу пачки газу до гирла. Тиск у точці "в", на відміну від графіка 19.6, зростає. На ділянці "б-в" у точці "б" спостерігається зниження тиску, яке буде тим помітнішим, чим більша відмінність густини вихідної та нової (обтяжувальної) рідин. На ділянці "а-в", під час видалення газу зі свердловини, об'єм рідини, що випускається через дросель, перевищує об'єм обтяжувальної рідини, який закачується, що пояснюється збільшенням об'єму пачки газу.

Граничний і допустимий обсяг флюїду
під час прояву

Щільність флюїду, як правило, менша за щільність промивної рідини. Тому нестачу гідростатичного тиску, створюваного стовпом флюїду, для підтримання заданого тиску на вибої, доводиться компенсувати тиском на гирлі в кільцевому просторі. (Рис. 19.8)

Цей метод призводить до збільшення гідравлічного тиску в свердловині порівняно з первинним. Це збільшення найбільш суттєве у верхній частині. У результаті слабкі пласти, що залягають тут, піддаються гідророзриву і виникає поглинання промивної рідини. Якщо допустимий тиск на гідророзрив для слабкого пласта, що залягає на глибині Z_1, становить, а гідравлічний тиск у свердловині на цій же глибині P_1, то для запобігання ГРП потрібно, щоб



1-при відкритому превенторі

2-при закритому превенторі

3-збільшення гідравлічного тиску на глибині Z_1.

Рис. 19.8. Зміна гідравлічного тиску в свердловині при закритому гирлі в кільцевому просторіі

$$P_1 \leq [P_1].$$

Виходячи з цього визначається гранична висота стовпа флюїду h1

$$h^1 = ([P_1] - \rho q z_1) / (\rho - \rho_Ф) q, \qquad (19.15)$$

і граничний об'єм флюїду V 1Ф

$$V^1_Ф = h^1 \cdot S_{КП} \qquad (19.16)$$

Граничний об'єм газу в умовах вибою визначають за формулою

$$V^1_3 = V^1_Ф [P_1] T_3 \beta_3 / P_3 T_1 \beta_1, \qquad (19.17)$$

Де $V^1_Ф$, T_1,β_1, $[P_1]$ - відповідно, граничний об'єм, температура, коефіцієнт стисливості та допустимий тиск проти слабкого пласта; P_3, T_3, β_3 - відповідно, тиск, температура та коефіцієнт стисливості в умовах вибою.

Граничний об'єм флюїду оцінюють на етапі проєктування.

Допустимий об'єм припливу газу VДОП має бути меншим за граничний. Для випадку, коли долото на вибої $V_{ДОП}$=0,5V1Ф, але не більше ніж 1,5м^3. При СПО $V_{ДОП}$=0,25V1Ф, але не більше 1м^3.

19.3.Робоча карта глушіння ФП

19.3 Робоча карта глушіння ФП

Робоча карта з управління свердловиною під час ФП складається на кожній свердловині і служить керівництвом до практичних дій бурової бригади. Робоча карта містить такі відомості:

1. Основна інформація - конструкція свердловини, тиск опресовування колон, допустимі тиски, склад бурильної колони та її геометричні характеристики.

2. Інформація про ФП - густина промивної рідини, тиск на гирлі, об'єм флюїду, що надійшов, тиск пласта, довжина бурильної колони у свердловині за наявності ФП, технологічна операція в разі виявлення ФП.

3. Технологічні розрахунки - розрахунки, що виконуються за формулами 19.13-19.9 (див. розділ 19.6.2.), зокрема кількість обважнювача для обробки заданого об'єму промивної рідини.

4. Порядок роботи під час глушіння ФП.

Розглянемо його для прикладу, коли долото знаходиться на вибої, а спосіб глушіння - одностадійний.

4.1 При виявленні ФП зупиняють ротор, підводять бурильну колону, негайно відключають насос і закривають превентор, реєструють тиск на гирлі, обчислюють об'єм флюїду, який надійшов, обчислюють густину флюїду і оцінюють його різновид.

4.2 Обчислюють тиск пласта, нову густину промивної рідини і розпочинають її обважнення.

4.3 Підтримують тиск на стояку, випускаючи за необхідності рідину через дросель, а в окремих випадках підкачують промивну рідину в бурильну колону.

4.4 Будують графіки (Рис. 19.6 і 19.7) і готують насос для забезпечення розрахункової подачі.

4.19 Проводять глушіння, стежать за подачею насоса і густиною промивної рідини.

4.6 Фіксують вихід промивної рідини зі свердловини через дросель (вид рідини і флюїду).

4.7 Після початку виходу нової обважнюючої рідини зупиняють циркуляцію і переконуються у відсутності перетікань зі свердловини.

4.8 За наявності перетікання закривають дросель і фіксують тиск на гирлі, продовжують промивання.

4.9 Якщо флюїд і попередня промивна рідина видалені зі свердловини, то глушіння закінчено.

ЛЕКЦІЯ 20.
ЛІКВІДАЦІЯ ФП В УСКЛАДНЕНИХ УМОВАХ.

Якщо вимоги викладені 5.6.в розділі не виконуються, то такі умови називаються ускладненими. У таких випадках треба спробувати спустити бурильну колону на забій. Якщо спуск неможливий, то намагаються задавити частину флюїду в пласт закачуванням обважнювальної рідини в кільцевий простір і частково в спущені бурильні труби. Якщо надходження флюїду з пласта припинилося, то продовжують спуск бурильної колони. Як правило, велика небезпека виникає під час надходження газу в об'ємі, що значно перевищує допустимий. У цій ситуації застосовують:

- глушіння флюїду, що надійшов у пласт;
- глушіння способом зворотної циркуляції;
- закачування спочатку глушіння порції надважкої промивної рідини.