

8.5. ПРИХВАТИ КОЛОН ТРУБ

8.5.1. ПРИЧИНИ ПРИХВАТІВ

Прихвати колон труб (бурильних, обсадних або насосно-компресорних) належать до поширених і важких ускладнень у бурінні, причиною яких є виникнення сили, яка утримує колону труб. У процесі буріння свердловини можуть виникати різні прихвати, з яких найбільш поширеними є такі:

- під дією перепаду тиску у свердловині і пласті;
- унаслідок заклинювання низу колон під час їх переміщення у свердловині;
- унаслідок жолобоутворення;
- унаслідок сальникоутворення;
- через порушення стійкого стану порід у стінках свердловини;
- внаслідок заклинювання породоруйнівного інструменту;
- внаслідок порушення режиму промивки;
- у процесі випробування свердловин випробувачами пластів.

Виникають також прихвати геофізичних та інших приладів, що спускаються на кабелі.

Класифікація прихватів. За природою утримувальної сили (сили прихвату) та однорідністю обставин, що передують виникненню, прихвати, за А.К. Самоєм, поділяють на три категорії:

- унаслідок перепаду тиску;
- унаслідок заклинювання інструменту під час його переміщення у свердловині;
- через звуження поперечного перерізу стовбура свердловини.

І.П. Пустовойтенко виділяє такі групи прихватів:

- прилипання колони труб до стінки свердловини під дією перепаду тиску;
- заклинювання колони труб;
- прихват колони труб нестійкими породами, що обвалились;
- прихват бурильної колони сальником.

В.Г. Ясов та М.А. Мислюк пропонують доповнити класифікацію А.К. Самоєва категорією прихвату внаслідок поєднання різних факторів, коли утримувальна сила утворилась або протягом часу сформувалась через заклинювання і перепад тиску, перепад тиску і обвал гірських порід тощо. Це має певний сенс, оскільки класифікація прихватів на категорії має давати відповідь на питання вибору раціональної технології ліквідації.

Прихвати внаслідок перепаду тиску виникають в інтервалах залягання проникних порід, а також тоді, коли сили тертя перевищують діючі на бурильну колону звичайні сили спуско-піднімального характеру, чим унеможливають переміщення колони у будь-яку сторону. Разом з тим ще однією причиною виникнення прихвату цієї категорії є час, коли колона труб залишена у нерухомому стані. Це зумовлює формування утримувальної сили, яку оцінюють за формулою

$$F_{\text{п}} = [(p_{\text{с}} - p_{\text{п}}) S_{\text{к}} + G_{\text{н}}] \mu + F_{\text{а}}, \quad (8.164)$$

де $p_{\text{с}}$, $p_{\text{п}}$ — відповідно тиск у свердловині та пластовий тиск;

$S_{\text{к}}$ — площа контакту прихвачених труб із кіркою;

G_n — нормальна складова ваги інструменту в зоні прихвату;

μ — коефіцієнт тертя колони труб об глинисту кірку;

F_a — адгезійна складова сили прихвату.

Як видно з формули (8.164), на ступінь прилипання впливають:

перепад тиску між свердловиною і пластом;

стан глинистої кірки (товщина, міцність тощо);

площа контакту бурильної колони зі стінкою свердловини;

проникність порід у свердловині;

коефіцієнт тертя між елементами бурильної колони і стінками свердловини.

Ці величини змінюються з часом.

Через відсутність повної і достовірної вихідної інформації щодо площі контакту, коефіцієнта тертя і адгезійної складової, які залежать від часу, формула (8.164) абсолютно непридатна для практичних розрахунків. Тим не менш її можна застосовувати для вибору технологічних рішень із профілактики та ліквідації прихвату.

Прихвати внаслідок перепаду тиску виникають, якщо колона труб залишена без руху протягом деякого, навіть незначного, часу. До прихвату призводять:

використання глинистого розчину з підвищеними фільтрацією і товщиною глинистої кірки;

наявність перепаду тиску (репресії) в системі «свердловина — пласт»;

низькі мастильні властивості бурового розчину.

Під час виникнення прихвату циркуляція зберігається.

В.І. Іванников вважає, що концепція формування сили прихвату під час взаємодії бурильної колони з глинистим осадом за рахунок перепаду тиску не відповідає реальності.

Характерною особливістю глинистих частинок є наявність надлишку поверхневої енергії, що приводить до фізичного зв'язування води в об'ємі суспензії. Відомо, що товщина плівок води, зв'язаної частинками монтморилоніту, досягає 50 нм. Зв'язану воду поділяють на близьку (сильнозв'язану) і далеку (слабозв'язану). Дослідження властивостей сильнозв'язаної води на глинистих мінералах свідчить про її кристалізаційність. Саме наявність полішарів вторинно орієнтованої води на частинках глини визначає її здатність до взаємодії з іншими тілами, яка виражається в їх липкості.

Після контакту колони труб зі стінкою свердловини створюється механічне навантаження на глинисту кірку (нормальна складова G_n ваги інструменту). При цьому глиниста кірка буде ущільнюватися, що призведе до витискування вільної та слабозв'язаної води у порах. Компресія глинистої кірки супроводжується зменшенням її пористості і утворенням прошарку зв'язаної води в коагуляційних контактах частин твердої фази між собою і з поверхнею металу. Зв'язана вода знаходиться в іншому термодинамічному стані і практично не передає гідростатичного тиску.

Враховуючи, що площа контакту прихвачених труб із кіркою характеризується наявністю пор із вільнозв'язаною водою, нормальну складову N_n сили притиснення колони труб до стінки свердловини, за В.І. Іванниковим, оцінюють за виразом

$$N_n = p_c S_k (1 - m).$$

Тут m — пористість глинистої кірки у зоні контакту з вільнозв'язаною водою, залежність якої від механічного тиску q визначається формулою

$$m = m_0 \exp(-kq),$$

де m_0 — початкова пористість (при $q = 0$);

k — коефіцієнт компресії глинистої кірки.

З підвищенням температури понад 60 °С, коли сильнозв'язана вода на контактних ділянках не відрізнятиметься від вільної води, величина N_n за інших незмінних умов не тільки не зменшуватиметься, а буде збільшуватись. Останнє, за В.І. Осиповим, зумовлене зміною коагуляційних контактів у глинистому скелеті на фазові контакти.

Прихвати внаслідок заклинювання колон труб.

Прихват у жолобній виробці виникає в процесі підйому інструменту і характеризується миттєвим затягуванням останнього. Додаткове натягування колони ускладнює прихват, циркуляція при цьому зберігається.

Жолоби утворюються під час переміщення бурильної колони по стінці свердловини (див. розділ 8.4.1). На розміри жолоба впливають:

- спосіб буріння;
- вага бурильної колони;
- кривизна свердловини;
- кількість спуско-підйомів бурильної колони;
- міцність порід.

Ширина жолоба звичайно дорівнює діаметру замка. За однакових умов при роторному бурінні утворюється більш глибокий жолоб, ніж при турбінному бурінні, оскільки обертання колони сприяє заглибленню жолоба.

Якщо в м'яких породах тривалий час ведуться СПО, то це може призвести до утворення жолобів швидше, ніж у процесі подібних робіт у твердих породах. Жолоби швидко утворюються в свердловинах, де кривизна стовбура перевищує 3—4°, а також за наявності різкої зміни азимута.

Заклинювання долота або елементів бурильної колони у звуженій частині стовбура свердловини (особливо у привибійній зоні) трапляються тоді, коли після тришарашкового долота без проробки стовбура спускається чотиришарашкове долото для відбору керна. Відомі випадки заклинювання бурильної колони зі збільшенням жорсткості її низу. Буріння в твердих абразивних породах супроводжується значним зношуванням долота по діаметру. Спуск наступного долота без проробки інтервалу буріння попереднім долотом також призводить до його заклинювання.

Прихвати у привибійній зоні трапляються переважно в процесі буріння свердловин із промиванням водою, а також із невідповідними для певних умов в'язкістю та СНЗ бурового розчину. Під час спуску долото потрапляє над вибоєм на осад шламу заввишки кілька десятків метрів. Посадка інструменту в нього звичайно спричинює прихват. При цьому, як правило, циркуляцію бурового розчину відновити не вдається.

Заклинювання сторонніми предметами характерні для випадків, коли затрубний простір свердловини в період СПО не перекрито гумовою манжетою, витираючим пристроєм або гумовими елементами пристосувань для попередження попадання сторонніх предметів у свердловину. Внаслідок цього предмети, що падають із гирла, заклинюють колону труб.

Іншими предметами, які заклинюють бурильні колони, є великі уламки гірських порід, що випадають із стінок свердловин унаслідок нестійкості. Стовбур свердловини втрачає стійкість через зміну напруженого стану порід, які можуть залежати від геологічних факторів і технології проходження свердловини (див. розділ 8.4.4).

Геологічними факторами, які зумовлюють обвалоутворення, є:

- великі кути падіння пластів;
- тріщинність і зім'ятість порід;
- літологічний склад;
- структура і механічні властивості порід.

Ознаками заклинювання сторонніми предметами є незмінний характер циркуляції, незначне підвищення тиску бурового розчину в нагнітальній лінії і відсутність переміщення, а іноді й можливості повернути колону в початковий період ліквідації аварії.

Прихвати через звуження поперечного перерізу стовбура свердловини можна у свою чергу поділити на види за природою їх виникнення.

Прихвати внаслідок осипань, обвалів і повзучості порід виникають передусім під час розкриття відповідних відкладів. Вони ідентифікуються за ознаками, характерними для ускладнень цього типу (див. розділ 8.4.1). Прихват може супроводжуватися втратою циркуляції бурового розчину (повною або частковою).

При розбурюванні магнієвих солей дуже часто бурильна колона прихватується внаслідок їхньої текучості. Наявність гіпсових пропластків також може спричинювати прихват.

Найбільша кількість осипань і обвалів відбувається в глинистих породах унаслідок їх здатності швидко набухати під дією фільтрату бурового розчину чи руйнуватися під впливом розклинювальної і змашувальної дії фільтрату. Перше характерне для пластичних гідрофільних глин, а друге — для метаморфізованих малогідрофільних глин.

Технологічні фактори, які призводять до цього виду ускладнень, такі:

низький гідростатичний тиск на пласти, що розкриваються через недостатню густину бурового розчину внаслідок водо-, нафто- і газопроявів;

низька якість бурового розчину, особливо наявність високої фільтрації;

різкі коливання тиску бурового розчину в стовбурі свердловини;

великий час дії бурового розчину на нестійкі породи.

Прихвати внаслідок сальникоутворень виникають переважно під час розбурювання глинистих відкладів або гранулярних високопроникних пластів при формуванні товстої глинистої кірки.

У місцях переходу від більшого діаметра елементів бурильної колони до меншого знижується швидкість потоку бурового розчину над долотом, турбобуром, ОБТ і замками. Зміна швидкості потоку бурового розчину відбувається також у зоні каверн і в місцях збільшення діаметрів свердловин. Якщо свердловина обсаджена проміжною колоною, яка складається з двох труб різного діаметра, то і в зонах переходу з меншого діаметра на більший швидкість руху бурового розчину також зменшується.

Унаслідок зменшення швидкості бурового розчину в місцях переходу діаметрів концентруються частинки шламу, які за сприятливих умов (наявність липкої глинистої кірки, бурового розчину з високим вмістом глинистої фази і високою в'язкістю тощо) з часом злипаються у все більші грудки і прилипають до труб і стінок свердловини. Нагромадження грудок в окремих інтервалах призводить до закупорювання затрубного простору, зі збільшенням тиску грудки ущільнюються і спричинюють прихват бурильної колони. В інших випадках сальники утворюються в процесі спуску внаслідок здирання глинистої кірки зі стінок свердловини елементами бурильної колони. Кірка перетворюється у напівтверду масу, яка, рухаючись у стовбурі, затримується на вибої або на ділянках різкого звуження свердловини, де через неї проходять долото і бурильна колона. Щільний сальник, що утворився, зі встановленням циркуляції починає виштовхуватися до перешкоди (звуження стовбура, збільшення діаметра елементів бурильної колони), де він зупиняється, ущільнюється під дією перепаду тиску і прихватує колону, іноді з припиненням циркуляції.

Ознаки утворення сальників такі:

затягування інструменту під час СПО бурильної колони;

підвищення тиску циркулюючого бурового розчину;

зменшення механічної швидкості буріння навіть при невідробленому долоті;

сталість показань амперметра при обертанні бурильної колони під час електробуріння.

Причини утворення сальників:

наявність рихлої та товстої глинистої кірки у свердловині;

низька швидкість висхідного потоку бурового розчину внаслідок недостатньої продуктивності насосів;

збільшення розмірів свердловини на певних ділянках;

негерметичність бурильної колони;

застосування глинистого розчину та інших промивальних агентів з високими в'язкістю, липкістю і СНЗ;

забруднення стовбура свердловини шламом (у разі поганого очищення бурового розчину) шматками глинистої кірки (внаслідок здирання її замками) та іншими предметами.

Прихвати внаслідок накопичення твердої фази і шламу виникають у разі порушень технології буріння. Вони провокуються простоями в бурінні за незадовільних структурно-механічних властивостей бурового розчину, які призводять до його седиментаційної нестійкості.

Це може викликати накопичення шламу, обважнювача в затрубному просторі і трубах. Прихвату передують підвищення тиску під час промивки і затягування інструменту.

Особливо ймовірний цей вид прихвату у сильновикривлених інтервалах похило-скерованих і горизонтальних свердловин, які найбільш небезпечні з позицій очищення стовбурів. У таких умовах осідання шламу, а також обважнювача може підсилитися внаслідок ефекту А.Е. Бойкотта (див. розділ 4.3.2, том 2).

Прихвати внаслідок дії різних факторів. Причинами прихватів, комплексних за природою утримувальної сили, можуть бути найрізноманітніші комбінації вищеперелічених ситуацій, які виникають відразу, а найчастіше всього формуються протягом певного часу. Наведена класифікація прихватів деякою мірою умовна. Навіть якщо причина виникнення прихвату точно встановлена, вона є тільки першопричиною, за якою можуть бути інші, оскільки роботи з ліквідації прихвату тривають днями і тижнями. Отже, можна стверджувати, що основна причина утворення комплексних прихватів — це фактор часу, на який частина стовбура свердловини, де виник прихват, залишена бездіяльною, або роботи з ліквідації прихвату затяглися на тривалий період.

Основні фактори, що впливають на прихват колони труб, різноманітні за своєю природою і зумовлені взаємодією інструменту з породою. Для оцінки ступеня впливу різних факторів на виникнення прихватів у «ВНИИКРнефть» (А.К. Самотой та ін.) було проведено експертний опит фахівців. Анкета опитування містила 18 факторів, які впливають на виникнення прихватів:

- викривлення стовбура свердловини — x_1 ;
- вид мастильної добавки — x_2 ;
- тип бурового розчину — x_3 ;
- дотримування технічних правил і норм — x_4 ;
- жорсткість низу бурильної колони — x_5 ;
- площа поверхні контакту — x_6 ;
- коефіцієнт тертя в зоні контакту — x_7 ;
- час контакту колони труб, що знаходиться в стані спокою, зі стінкою свердловини — x_8 ;
- величина перепаду тиску — x_9 ;
- властивості бурового розчину — x_{10} ;
- температура в зоні прихвату — x_{11} ;
- величина гідростатичного тиску — x_{12} ;
- проникність породи в зоні прихвату — x_{13} ;
- вид пластового флюїду — x_{14} ;
- фізико-механічні властивості фільтраційної кірки — x_{15} ;
- пористість породи — x_{16} ;
- швидкість висхідного потоку — x_{17} ;
- кількість мастильної добавки — x_{18} .

Внаслідок обробки даних експертизи за ступенем значущості були виділені такі групи факторів (табл. 8.43): 1 — найбільш значущі; 2 — значущі; 3 — слабозначущі; 4 — незначущі. Фактори, що впливають на прихват колони труб, записані в табл. 8.43 з урахуванням їх рангів.

Таблиця 8.43

Значущість факторів, які впливають на виникнення прихватів різних категорій (І—ІІІ)

Група факторів	Категорії прихватів		
	I	II	III
1	x_3	x_1, x_4, x_5	x_{10}, x_3, x_{17}, x_4
2	x_9, x_6	$x_6, x_7, x_{18}, x_2, x_{10}, x_{15}$	$x_{18}, x_{15}, x_2, x_{13}, x_1, x_{12}, x_7, x_6$
3	$x_{13}, x_{15}, x_4, x_{12}, x_1, x_{18}, x_7, x_3, x_{10}, x_5$	$x_8, x_{13}, x_9, x_{12}, x_{17}, x_{11}, x_{16}, x_{14}$	$x_8, x_{11}, x_5, x_{16}, x_{14}$
4	$x_2, x_{17}, x_{16}, x_{14}, x_{11}$	—	—

8.5.2. ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПРИХВАТІВ

Для попередження прихватів треба дотримуватися таких основних вимог.

1. Слід правильно вибрати тип бурового розчину для певної площі з урахуванням найновіших досягнень у цій галузі. По можливості слід переходити на бурові розчини з малим вмістом глинистих фракцій і твердих частинок, оброблені хімічними реагентами й ПАР, що створює умови для попередження прихватів і якісного розкриття продуктивних пластів.

2. Густина бурового розчину має виключати перевищення надлишкового тиску на пласт більше, ніж це встановлено нормами, для чого геологічна служба має прогнозувати пластові тиски з високою точністю. Не можна допускати відхилень від встановленої густини бурового розчину більш ніж на ± 20 кг/м³ за фактичної густини до 1450 кг/м³ і більш ніж на ± 30 кг/м³ — для розчинів з вищою густиною.

Параметри бурового розчину треба підтримувати в суворій відповідності до геолого-технічного наряду.

3. Для підвищення протиприхватної здатності потрібно протягом усього циклу буріння свердловини підтримувати в буровому розчині певний вміст мастильних речовин. Визначати кількість мастильних речовин у буровому розчині треба за коефіцієнтом зсуву кірки (КЗК), який має не перевищувати 0,3.

За відповідної густини рекомендується підтримувати в буровому розчині таку кількість нафти:

густина, кг/м ³	1200—1300	1300—1500	1500—1700	1700—2000	>2000
вміст нафти, %	8—10	10—12	12—15	15—18	20

В ОБР слід вводити неіоногенні ПАР типу дисолван, превоцел, ОП-7 і ОП-10. Для виключення гідрофобізації і попередження випадку в осад частинок обважнювача треба додавати гідролізуючі реагенти (ВЛР, гіпан, КМЦ).

Не рекомендується вводити в ОБР такі ПАР, як окислений петролатум (СМАД), сульфол, особливо в поєднанні з нафтою, тому що це спричинює їх гідрофобізацію.

При бурінні свердловин глибиною понад 3000 м необхідно стежити за температурою бурового розчину на виході, заміряти її через кожні 30 хв циркуляції. У разі зменшення температури слід негайно припинити бурильну колону на 13—15 м і провести 2—3 заміри через 10—15 хв. Якщо зниження температури підтвердиться, то бурильну колону потрібно підняти і опресувати.

4. Необхідно безперервно контролювати циркуляцію бурового розчину, по можливості встановлювати автоматичні сигналізатори її призупинення, а також не допускати різких коливань гідродинамічного тиску під час СПО.

5. Не можна залишати бурильну колону без руху у відкритій частині стовбура, особливо в нестійких пластах, продуктивних горизонтах, сильнопористих і проникних породах, а також напроти порід, схильних до утворення осипів і обвалів.

У разі вимушеного залишення бурильної колони без руху у відкритому стовбурі свердловини бурильнику забороняється залишати робоче місце. Відповідно до своїх обов'язків він повинен негайно вжити всіх можливих заходів щодо піднімання колони і забезпечення постійного промивання вибою при можливості з обертанням колони ротором чи ключами.

6. У разі короткочасного (до 30 хв) призупинення циркуляції бурового розчину треба припинити колону бурильних труб не менше ніж на 15 м від вибою і через 2—5 хв розходжувати її і провертати ротором. З припиненням циркуляції або через несправність обладнання, на усунення неполадок яких потрібно понад 30 хв, бурильну колону слід підняти в обсадну колону.

Треба опускати у свердловину на понижених швидкостях бурильний інструмент, який відрізняється від попереднього, наприклад, з чотиришарошковим долотом після тришарошкового, 178-мм ОБТ після 146-мм ОБТ, тришарошковим долотом після алмазного тощо.

7. У разі виникнення посадок необхідно призупинити спуск колони, припідняти її на довжину 15—20 м, проробити небезпечний інтервал і тільки тоді продовжувати опускання.

8. Інтервал затягування інструменту, появи осипів, жолобів, обвалів необхідно зафіксувати в буровому журналі.

9. Треба стежити за справною роботою насосів і механізмів очищення бурового розчину (гідроциклонів, вібросит тощо).

10. Після тривалих перерв у бурінні стовбур свердловини слід ретельно проробляти.

11. Опресування бурильних колон треба проводити в терміни, встановлені проектом або керівництвом підприємства.

12. Необхідно виключити ступінчасте проведення свердловин.

13. У процесі буріння треба робити контрольні припіднімання бурильної колони на 10—15 м через 45 хв буріння за відсутності затягування інструменту і не рідше, ніж через 15—17 хв буріння, у разі їх наявності. В останньому випадку перед нарощуванням слід проробляти пробурену ділянку до повного усунення затягування інструменту.

Попередження прихватів, спричинених перепадом тиску. За формулою (8.164) можна знайти допустиме верхнє значення коефіцієнта тертя, приймаючи силу прихвату на рівні звичайного для певних умов натягу (розходжування) бурильної колони. Для забезпечення такого тертя підбирають мастильні добавки, а саме тертя контролюють різними приладами.

Фрикційні властивості фільтраційних (глинистих) кірок можна вимірювати на приладі ПТ-2 конструкції В.Г.Ясова (рис. 8.69).

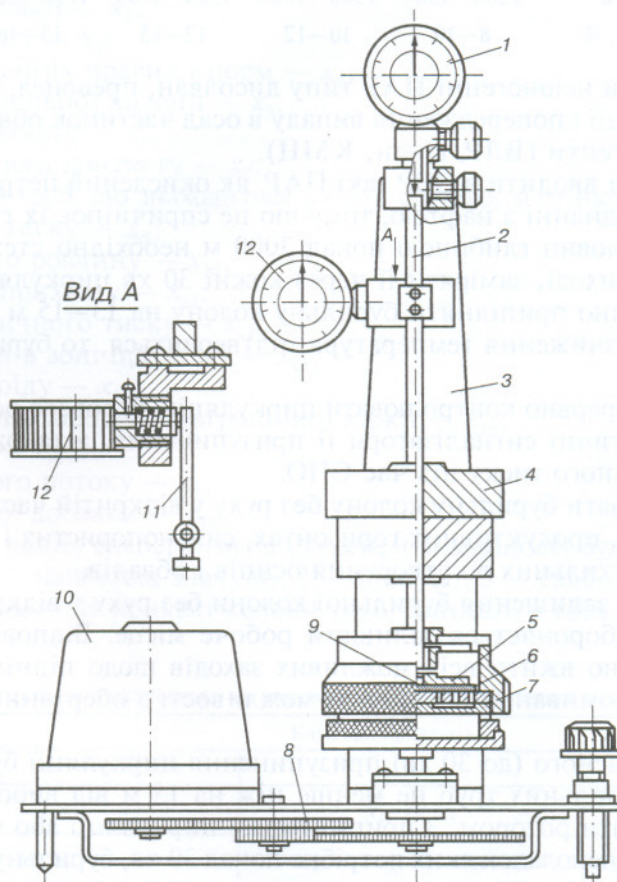


Рис. 8.69. Схема приладу ПТ-2:

- 1 — індикатор товщини кірки; 2 — стрижень; 3 — стойка; 4 — знімні гири; 5 — диск;
6 — фільтраційна кірка; 7 — стакан; 8 — редуктор; 9 — шарнір; 10 — двигун; 11 — важіль;
12 — індикатор тертя

Прилад дає змогу вимірювати момент тертя, а відтак напруження зсуву при обертанні кірки, сформованої на приладі ВМ-6, відносно притиснутого до неї зверху металевого (сталевого чи алюмінієвого) диска діаметром 43,5 мм та визначати деформацію кірки у процесі дослід. Звичайне навантаження на кірочку може бути змінним і призначатися рівним $(0,5...2,0)10^4$ Па за рахунок знімних тягарців. Швидкість обертання чашечки з кіркою 0,2 об/хв. Час статичного контакту диска з кірочкою під початковим навантаженням приймається будь-яким (звичайно 15 хв).

Результати дослідів якісно моделюють результати замірів у свердловині. Щодо цього прилад ПТ-2 аналогічний серійному приладу ВМ-6 для визначення фільтрації.

За допомогою ПТ-2 можна вирішувати такі завдання:

- визначати закон тертя та його параметри;
- підбирати раціональну мастильну добавку до конкретного типу бурового розчину та знаходити її раціональний вміст у розчині, щоб максимально зменшити тертя;
- оцінювати прихваторнебезпечність різних кірок, намитих різними типами бурових розчинів.

Зменшення прихваторнебезпечності кірок після вибору ефективної мастильної добавки можна оцінити за відносною величиною

$$\bar{\tau}_m = \frac{\tau_{m2}}{\tau_{m1}},$$

де τ_{m1} та τ_{m2} — відповідно максимальне напруження зсуву для вихідного бурового розчину та після обробки мастильною добавкою (рис. 8.70).

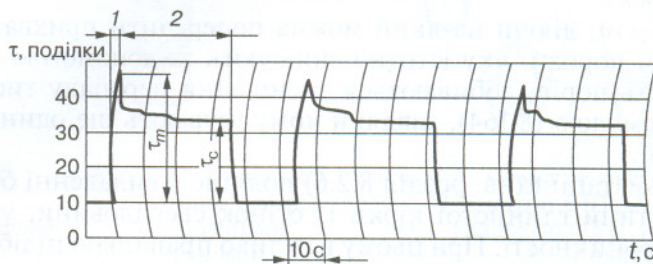


Рис. 8.70. Зміна напруження зсуву у часі (три послідовні дослід):
1 — зона пружних деформацій; 2 — зона пластичних деформацій

Для виявлення особливостей деформаційних властивостей матеріалу кірки можна використати співвідношення

$$\bar{\tau}_{cm} = \frac{\tau_c}{\tau_m},$$

де величини τ_c та τ_m взяті для конкретної пари «диск—кірка» та бурового розчину.

Формування фільтраційної кірки та природа тертя визначаються багатьма факторами, а це впливає на стабільність замірів навіть для однієї пари «диск—кірка» та одного типу бурового розчину. Рекомендується мити диск миючим засобом після кожного заміру, фільтрувати буровий розчин, тричі виконувати заміри і знаходити середнє значення τ_c та τ_m .

За дослідженнями А.К. Самоєва, буровий розчин на водній основі з позицій профілактики прихватів має відповідати такому комплексу технологічних вимог:

- мінімальна густина;
- низький вміст твердої фази (якісне очищення від вибуреної породи);
- застосування високоякісного глинопорошку для приготування розчину з високим коефіцієнтом колоїдності;
- вміст колоїдних частинок у межах 6—8%;
- хімічна обробка реагентами з ряду КМЦ, гідролізованого поліакрилонітрилу, метилакрилатів;
- нормований вміст мастильних добавок;
- обваження високоякісними обважнювачами.

Для підсилення мастильних властивостей нафти у буровий розчин вводять кремнійорганічні рідини (торгова марка ГКЖ-10, ГКЖ-11).

За даними А.К. Самотоя, для бурового розчину густиною 1100—1200 кг/м³ рекомендований вміст нафти у межах 8—10% може бути замінений на суміш 6—8% нафти і 1% ГКЖ-10. При цьому сила опору у свердловині додатково зменшиться на 25—30%.

Проблема використання органічних антифрикційних добавок ускладнюється підвищеними з погляду екології вимогами до технологічних процесів проходження свердловин. У практиці буріння широко використовують неорганічні тверді добавки у вигляді скляних кульок діаметром 0,4—1,2 мм. Вони інертні щодо бурового розчину, навколишнього середовища та гірської породи, мають закупорювальний ефект, а головне — створюють кулькопідшипниковий та роздільний ефект між стінкою свердловини і бурильним інструментом, що не тільки зменшує тертя, а й попереджує можливість виникнення прихвату. ВНДІБТ запропонував застосовувати еліпсоїдні склогранули, які виготовляють шляхом розпилення вапняково-кварцової скломаси за високої температури. Такі гранули мають дещо підвищену міцність порівняно з кулькоподібними.

Введення склогранул здійснюють закачуванням у свердловину певного об'єму концентрованої їх суміші із буровим розчином (склокулькової ванни) таким чином, щоб ця ванна повністю розмістилася на всій довжині ускладненого інтервалу буріння чи необсадженої частини стовбура свердловини. Потім суміш на деякий період залишають у свердловині без циркуляції, але із прокручуванням бурильного інструменту. Під дією обертання бурильної колони склогранули проникають у глинисту кірку та породу, забезпечуючи антифрикційно-антиадгезійний ефект.

Наступним фактором, діючи на який можна попередити прихват від перепаду тиску, є проникність гірської породи, яку істотно знижують за допомогою процесу кольматації. Знижуючи проникність порід, добиваються зменшення перепаду тиску у системі «свердловина—пласт» за формулою (8.164), завдяки чому усувають ще один фактор виникнення прихвату цієї категорії.

Суть способу кольматації (див. розділ 8.2.6) полягає у видаленні боковим гідравлічним струменем рихлої частини глинистої кірки із стінок свердловини, ущільненні глинистої кірки і зменшенні її проникності. При цьому важливо правильно підібрати рецептуру кольматуючого реагенту. На початку застосування цієї технології кольматуючим агентом був власне буровий розчин, але це не давало змоги за один прийом сформувати малопроникну кірку. Так, для зменшення проникності від $2 \cdot 10^{-12}$ до $3 \cdot 10^{-14}$ м² потрібно не менше трьох циклів кольматації, що є досить трудомістким і спричинює чималі витрати. Тому на практиці відомі випадки застосування спеціальних хімреагентів та їх композицій, внаслідок чого за один цикл кольматації можна досягнути проникності глинистої кірки до $(2...5)10^{-15}$ м².

Склад цих кольматуючих агентів такий:

10%-й розчин гіпану;

55—65% глинистого розчину, 10—15% формаліну, 20—30% смоли ТС-10 (склад ТС-10: 76% сланцюватих водорозчинних фенолів; 8% етиленгліколю; 16—20%-й водний розчин їдкого натру);

12—15% фенолу, 12—14% формаліну, решта — наповнювач (наприклад, бентонітовий порошок або шлак) і вода.

На відміну від кольматуючої суміші 2, інші починають тверднути тільки при 95—100°C, а тому їх можна готувати у бурових чанах та інших наземних резервуарах бурової установки.

Технологію кольматації стінок свердловини детальніше розглянуто у розділі 8.2.6.

Останнім із формули (8.164) фактором, що впливає на силу прихвату, є площа контакту бурильного інструменту із глинистою кіркою.

Зменшити цю площу можна шляхом конструктивної зміни елементів бурильної колони та її компоновки.

До технічних засобів спеціальної конструкції належать центратори, які використовують у КНБК та ОБТ із профільним поперечним перерізом (квадратні, шестигранні, із спіральними

канавками). Відомі конструкції ОБТ із приварними протиприхватними сталевими втулками (рис. 8.71), а також ОБТ квадратного перерізу зі зміщеними гранями (рис. 8.72), центратори квадратного перерізу (рис. 8.73), перехідники-центратори (рис. 8.74), у тому числі пружні (рис. 8.75).

У табл. 8.44—8.47 наведено основні характеристики цих технічних засобів.

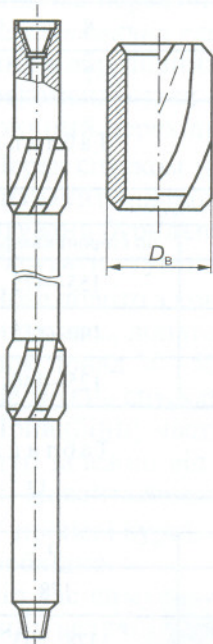


Рис. 8.71. Схема ОБТ із приварними протиприхватними сталевими втулками

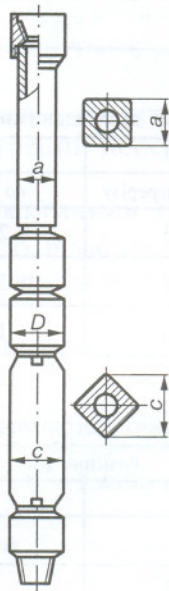


Рис. 8.72. Схема ОБТ квадратного перерізу зі зміщеними гранями

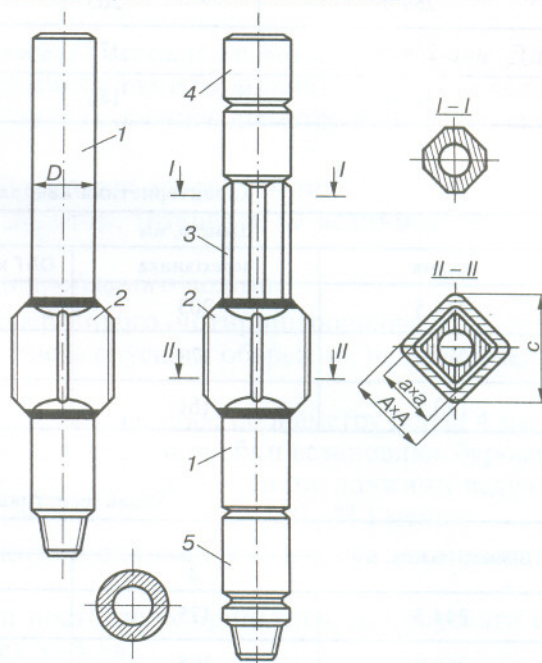


Рис. 8.73. Схема центратора квадратного перерізу: 1 — круглі ОБТ; 2 — квадратні втулки; 3 — квадратні ОБТ; 4 — верхній перехідник; 5 — нижній перехідник

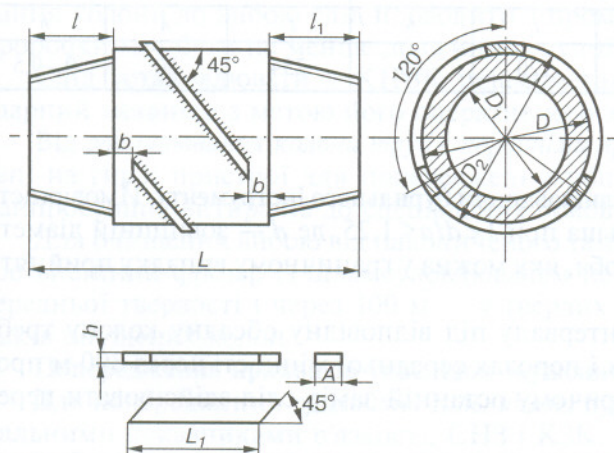


Рис. 8.74. Схема перехідника з приварними ребрами для з'єднання секційних турбобурів

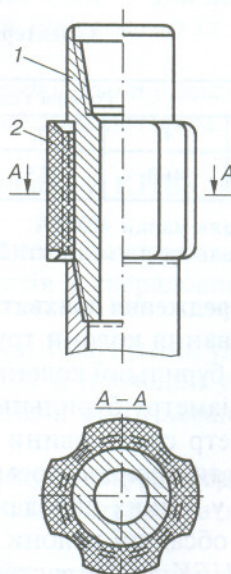


Рис. 8.75. Схема пружного центратора: 1 — перехідник; 2 — гумова втулка

Характеристика ОБТ із центральними втулками

Діаметр, мм			Глибина канавки, мм
долота	ОБТ	втулки	
269,9	203	235	9
244,5	178	210	8
215,9	146	175	7

Таблиця 8.45

Характеристика квадратних ОБТ зі зміщеними гранями

Діаметр, мм			Розмір, мм	
долота	перехідника	ОБТ круглого перерізу	по діагоналі c	по стороні квадрата a
244,5	203	178—203	203—230	155—175
215,9	178	160—178	178—203	140—155
190,5	161	146—160	160—178	125—140

Таблиця 8.46

Характеристика квадратних центраторів

Діаметр долота, мм	Розміри, мм			
	A	a	c	D
244,5	175	140	234	178
269,9	195	140; 155	259	178; 203
295,3	215	140; 155	284	178; 203
349,2	250	155	333	203

Таблиця 8.47

Характеристика перехідників із приварними ребрами для з'єднання секційних турбобурів (ТС5Б-240, ЗТСШ-240)

Розміри з'єднувального перехідника*, мм							Розміри сталевих ребер**, мм		
D	L	D_1	D_2	l	l_1	b	L_1	A	h
240	460	165	258	120	120	20	254	50	9—9,5

* Сталь марки 40ХФА.

** Сталь групи міцності Д.

Попередження прихватів, спричинених заклинюванням бурильного інструменту. Ймовірність заклинювання колони труб у жолобі найбільша при $1 < d/a < 1,25$, де d — зовнішній діаметр елемента бурильної колони; a — ширина жолоба, яку можна у граничному випадку прийняти рівною діаметру бурильних замків.

Діаметр свердловини під час буріння інтервалу під відповідну обсадну колону треба вимірювати профілеміром у твердих породах і породах середньої міцності через 300 м проходки, а у м'яких породах — через 500 м, причому останній замір слід здійснювати перед спуском обсадної колони.

У КНБК треба застосовувати ОБТ, діаметр яких відповідає діаметру замків бурильних труб або перевищує його не менш ніж на 30%. Інші розміри ОБТ використовують лише для встановлення лопатевих спіральних центраторів із довжиною корпусу 1,2—2,0 м над долотом, між свічками ОБТ і над ОБТ, діаметр яких на 5—10 мм менший за діаметр

долота. Для попередження самодовільного розкручування колони бурильних труб і попадання її в жолобні виробки напрямком витків лопатей зазначених центраторів має бути лівим.

Зі збільшенням жорсткості КНБК стовбур свердловини слід проробити цією компоновкою нижче башмака попередньої колони.

Місця затягувань і посадок треба реєструвати в бурових журналах та повідомляти про них під час передачі вахт.

Заклинювання елементів бурильної колони у звуженій частині стовбура свердловини. Для буріння в абразивних, твердих і міцних породах до компоновки бурильної колони над долотом рекомендується включати калібратор, діаметр якого дорівнює діаметру долота, або ексцентричний перехідник.

Перед спуском нового долота у свердловину бурильник зобов'язаний:

визначити інтервал, пробурений попереднім долотом, інтервали та величини посадок і затягувань бурильної колони;

з'ясувати ступінь зносу і фактичний діаметр відробленого долота.

Нове долото з конфігурацією, відмінною від попереднього (чотиришарошкове після тришарошкового, лопатеве після шарошкового тощо), треба спускати обережно, не допускаючи посадок понад 30—50 кН.

Не можна спускати у свердловину алмазне долото, яке має знос по діаметру понад 4 мм.

Привибійну частину стовбура слід проробляти. Інтервал проробки встановлює буровий майстер залежно від втрати діаметра попереднього долота, але не менше довжини ведучої труби. Навантаження на долото під час проробки має становити 20—30 кН і менше.

У процесі буріння свердловин алмазними долотами для попередження їх заклинювання необхідно:

під час вимушених зупинок бурильної колони постійно їх припіднімати і опускати на довжину ведучої труби і провертати ротором через 3—5 хв;

під час зупинок з передбаченою тривалістю понад 30 хв треба піднімати долото в башмак проміжної колони;

останні дві труби слід опускати з суцільною проробкою привибійної зони.

Не можна використовувати опорно-центрувальні елементи (ОЦЕ) з величиною зносу їх по діаметру більше ніж на 3 мм для розмірів доліт до 215,9 мм і на 4 мм — для доліт більших розмірів. Якщо зі спусканням нового долота виявлені місця посадок, то їх потрібно проробити і тільки тоді спускати долото.

Для попередження заклинювання бурильної колони внаслідок посадки доліт у шлам доспускання колони до вибою слід проводити з промивкою і прокручуванням ротором. Інтервал проробки має бути не менше довжини ведучої труби.

Слід установлювати у КНБК шламометалоуловлювач. Доцільно у КНБК включати ударний механізм з метою його оперативного застосування.

Від заклинювання колони труб сторонніми предметами ефективно допомагають установлені на гирлі пристрої для попередження попадання цих предметів у свердловину — від найпростіших витирачів до спеціальних гумових манжет.

Для очищення вибою від накопиченого там металу треба опускати магнітний уловлювач або вибійний фрезер із шлагоуловлювачем не рідше ніж через 300 м проходки у породах середньої твердості і через 100 м — у твердих породах, а також після розбурювання башмаків опущених колон.

Попередження прихватів унаслідок звуження поперечного перерізу стовбура свердловини.

Для попередження прихватів сальниками бурові розчини мають характеризуватися мінімальними показниками в'язкості, СНЗ і КЗК.

У разі підозріння на промивання труби бурильну колону треба негайно підняти.

У породах, схильних до утворення сальників, рекомендується застосовувати рівнопрохідну конструкцію низу бурильної колони, яка забезпечує високу швидкість бурового розчину. Треба виключати ступінчасті діаметри відкритого стовбура свердловини.

У свердловину, пробурену роторним способом з використанням доліт різального типу, забороняється опускати турбобур без попередньої проробки стовбура шарошковим долотом також роторним способом.

Не можна допускати зашлямування приймальних чанів вище нижнього рівня приймальних труб насосів.

У разі підвищення тиску на нагнітальній лінії насосів треба припинити буріння і привести до нормального стану стовбур свердловини інтенсивним промиванням із розходженням і обертанням колони ротором з частотою не менше 80 об/хв, не допускаючи натягу колони понад власну вагу.

З метою попередження *прихвату внаслідок порушення стійкості свердловини* треба спочатку створити умови для буріння нестійких інтервалів з максимально можливими швидкостями, не допускаючи зупинок через відсутність труб, матеріалів і т. ін.

Під час буріння свердловин у нестійких породах, особливо в ускладнених умовах, ефективним є застосування бурових розчинів, нейтральних до прохідних порід (вапняково-бітумних, гідрофобних, а також високомінералізованих розчинів на водній основі).

Для попередження вібраційної дії колони бурильних труб на стінки свердловини до компоновки її низу рекомендується включати наддолотні амортизатори.

В умовах безперервного звуження стовбура і випинання порід буровий розчин слід дообважити на 10—15% щодо вимог геолого-технічного наряду (ГТН) або переглянути відповідність типу бурового розчину геолого-технологічним умовам буріння.

При турбінному способі буріння у разі появи ознак обвалів треба перейти на роторний спосіб буріння.

Для недопущення прихватів, спричинених обвалами нестійких порід, важливе значення має прогнозування зон порушення стійкості стінок свердловини.

Як показує практика буріння у різних районах світу, більшість ускладнень у нестійких породах виникає в умовах розбурювання пластів з АВПТ.

Особливо це стосується меж переходів від зон з нормальним поровим тиском до зон з АВПТ, і навпаки. Як правило, інтервали з АВПТ (особливо перехідні зони) характеризуються сильним порушенням профілю стінок свердловини, що добре реєструється геофізичними методами дослідження свердловин. Важливими технологічними ознаками зони зменшення ущільненості порід є поява затягувань інструменту та підвищення механічної швидкості буріння. Добрі результати прогнозування зон АВПТ дає метод визначення порового тиску на основі аналізу узагальненого параметра буримості d -експоненти. Для збільшення достовірності слід порівнювати результати прогнозування за всіма доступними методами (див. розділ 8.3.3).

Одним із ефективних методів попередження ускладнень, пов'язаних з порушенням стійкості глинистих порід, є цілеспрямоване регулювання дифузно-осмотичного переносу. У табл. 8.48 наведено перелік можливих ускладнень, зв'язаних з проявами осмотичних процесів.

Таблиця 8.48

Основні фактори, які впливають на ускладнення осмотичного характеру

Співвідношення між тисками	Спрямованість осмотичних перетоків у системі «свердловина—пласт»	Тип глинистих порід	Найімовірніші наслідки
$p_p = p_n$ $p_p^0 = p_n^0$	Осмотична рівновага	Будь-які	Порушення цілісності стінок свердловини через осмотичні процеси не передбачається
$p_p = p_n$ $p_p^0 > p_n^0$	Із пласта у свердловину	—	Порушень не передбачається
$p_p = p_n$ $p_p^0 < p_n^0$	Зі свердловини у пласт	Монтморилонітові, гідрослюдисті, каолінітові	Звуження, утворення каверн, можливі затягування, посадки, прихвати, недоспускання обсадних колон

Співвідношення між тисками	Спрямованість осмотичних перетоків у системі «свердловина—пласт»	Тип глинистих порід	Найімовірніші наслідки
$p_p > p_n$ $p_p^0 = p_n^0$	Осмотична рівновага	Будь-які	Порушень не передбачається
$p_p > p_n$ $p_p^0 > p_n^0$	Можлива рівновага при $\Delta p = \Delta p^0$; при $\Delta p > \Delta p^0$ виникає зворотний осмос	Будь-які, монтморилонітові, гідрослюдисті, каолінітові	Порушень не передбачається, можливе ущільнення стінок свердловини, звуження, утворення каверн, можливі затягування, посадки, прихвати інструменту, недоспускання обсадних колон
$p_p > p_n$ $p_p^0 < p_n^0$	Із свердловини у пласт	Те саме	Те саме
$p_p < p_n$ $p_p^0 = p_n^0$	Осмотична рівновага	Будь-які	Порушень не передбачається
$p_p < p_n$ $p_p^0 > p_n^0$	Із пласта у свердловину	Те саме	Утворення каверн, прихвати
$p_p < p_n$ $p_p^0 < p_n^0$	Можлива рівновага при $\Delta p = \Delta p^0$	Монтморилонітові, гідрослюдисті, каолінітові	Звуження, утворення каверн, можливі затягування, посадки, прихвати, сальникоутворення, недоспускання обсадних колон

Примітка. p_p , p_n — відповідно гідростатичний тиск стовпа бурового розчину та поровий тиск; p_p^0 , p_n^0 — відповідно осмотичні тиски водної фази бурового розчину та пластової води; $\Delta p = p_p - p_n$; $\Delta p^0 = p_p^0 - p_n^0$.

Основні фактори, що визначають процес дифузно-осмотичного переносу — це густина бурового розчину (визначає гідростатичний тиск у свердловині), пластовий тиск, мінералізація і тип пластових вод, тип бурового розчину, його хімічна обробка, загальна мінералізація водної фази бурового розчину, його температура, вологість глинистих порід в умовах їх залягання.

Процес осмотичного масообміну регулюють зміною густини бурового розчину, показника його фільтрації, а також мінералізації водної фази.

Рекомендують густину бурового розчину ρ встановлювати рівній сумі густини ρ_n із умови зрівноваження пластового (порового) тиску та компенсації Δp зниження тиску бурового розчину за час відсутності циркуляції, тобто

$$\rho = \rho_n + \Delta \rho.$$

Фільтрація бурового розчину для зменшення інтенсивності масообмінних процесів має бути мінімально можливою. Мінералізацію водної фази розчину регулюють добавкою солей NaCl, KCl, MgCl₂, Na₂SO₄, KCl·MgCl₂·6H₂O та ін.

Як правило, найбільшого ефекту досягають комплексним застосуванням усіх зазначених заходів. При цьому густина бурового розчину має вибиратися за умови зрівноваження пластового тиску. Мінералізація водної фази розчину має відповідати мінералізації пластових вод, показник фільтрації розчину має забезпечувати мінімальний осмотичний масообмін.

Основні заходи для попередження порушення стійкості стінок свердловин детально розглянуті у розділі 8.4.5.

Профілактика прихватів унаслідок накопичення твердої фази і шлам також зводиться до контролю технологічних властивостей бурового розчину і забезпечення очищення стовбура свердловини від шламу.

Заходи для підвищення ефективності очищення стовбурів сильновикривлених і горизонтальних свердловин можуть бути розроблені на основі так званих емпіричних правил (див. розділ 4.3, том 2), які відображують ступінь впливу різних факторів на якість очищення.

Досвід з попередження прихватів на площах Полтавського ВБР бурового управління «Укрбургаз» наведено у табл. 8.49.

Таблиця 8.49

Заходи для попередження прихватів

Захід	Відповідальна особа
КНБК підтримувати відповідно до режимно-технологічної карти. Перший спуск і підйом зі зміненою компоновкою проводити на зниженій швидкості, не допускаючи посадок і затягувань. Перед спуском скласти ескіз компоновки. З появою ускладнень при погодженні з технологічною службою спростувати КНБК	Начальник бурової
У процесі буріння постійно слідкувати за якістю бурового розчину, його очисткою, станом циркуляції розчину, рівнем розчину в приймальних резервуарах, моментом на роторі, тиском на насосах, температурою розчину. Липкість глинистої кірки підтримувати не вище 0,20 (за КЗК). Не допускати підвищення густини бурового розчину понад передбаченої ГТН	Бурильник
За наявності посадок або затягувань понад 100 кН стовбур свердловини старанно проробити. Забороняється поглиблення свердловини за наявності ускладнень	—"
Не залишати бурильну колону без руху понад 5—8 хв. У продуктивних горизонтах бурильна колона повинна постійно перебувати в русі	—"
Алмазні долота і долота ГАУ відривати через кожну годину, а високообертові шарошкові — через 30 хв механічного буріння. За наявності затягувань або підвищення тиску час буріння без відриву скоротити до 15 хв. У разі відриву інструмент припіднімати на довжину заходу квадрата, але не менше 6 м. Під час буріння з відбором керна відривати долото через 1 год. Найнебезпечнішою є привибійна зона	—"
В умовах різкого збільшення механічної швидкості, що може бути зв'язано з бурінням у високопроникних пісковиках, час між відривами долота від вибою скоротити до 15—30 хв	—"
При турбінному бурінні періодично (через 10—15 хв) провертати бурильну колону ротором. В особливо прихватонебезпечних інтервалах буріння вести з постійним обертанням бурильної колони ротором на першій швидкості	—"
Під час зупинок понад 3 год бурильну колону підіймати в башмак обсадної колони або в прихватобезпечний інтервал. Тільки у разі неможливості розходжування колони її слід прокручувати ротором. Якщо і прокручувати неможливо, то при перебуванні долота на вибої бурильну колону розвантажити на вибій на величину, більшу за вагу турбобура і ОБТ на 150—200 кН	—"
Під час буріння не допускати, щоб квадрат повністю захопив у свердловину, слід мати можливість розвантажити інструмент на вибій у разі прихвату	—"
Після довготривалих простоїв (понад 3 доби) спускати інструмент на понижений швидкості з проміжними промивками і проробкою місць посадок згідно з додатковим планом робіт	—"
Перед спуском долота в прихватонебезпечну зону перевірити аварійний привід, роторний ланцюг, бурові насоси, механізми очистки і дегазації. Виявлені недоліки усунути. На електроприводних бурових один раз у зміну і перед входом у прихватонебезпечну зону перевіряти роботу електростанції	—"
Під час буріння в прихватонебезпечній зоні перед нарошуванням проробити стовбур свердловини на довжину квадрата, а в процесі нарошування провертати інструмент ротором	—"
Постійно контролювати діаметр піднятих із свердловини доліт, для чого на буровій треба мати два шаблони максимального і номінального діаметра. Слід перевіряти також діаметр нового долота перед його спуском у свердловину для попередження його заклинювання	—"

Захід	Відповідальна особа
Під час спуску нового шарошкового долота потрібно проробити інтервал, пройдений попереднім долотом: при проходці на долото до 10 м — весь інтервал; при проходці на долото понад 10 м — на довжину квадрата. Низькообертові долота опускати до вибою з промивкою і обертанням інструменту на найменшій швидкості. Не допускати посадок і затягувань більше ніж на 100 кН	Бурильник
Для запобігання затягування інструменту у жолобні виробки підйом після зміни елементів компоновки здійснювати на першій швидкості, не допускаючи затягувань. Забороняється робити спробу звільнення інструменту шляхом збільшення навантаження вгору. У цьому випадку слід збивати інструмент униз	—"
З появою жолобів за погодженням з технологічним відділом включати в компоновку додатково центратори над ОБТ і в місцях зміни діаметра ОБТ. По можливості не включати в КНБК елементи, зовнішній діаметр яких близький до діаметра замків бурильної колони. Елементи бурильної колони за зовнішнім діаметром мають дорівнювати діаметру замків або відрізнятись від них у 1,4—1,5 рази	Начальник бурової, бурильник
Швидкість проробки у разі осипань і обвалів має не перевищувати 20 м/год. За наявності затягувань припіднімати інструмент через 3—5 м поглиблення	Бурильник
У разі осипань стінок свердловини для попередження ущільнення шламу знаходити положення, в якому бурильний інструмент вільний, і з проворотом здійснювати промивку в цьому положенні. Промивку слід проводити постійну, не вимикаючи насосів. Нарощування проводити тільки за умов вільного руху інструменту без промивки. Якщо промивати неможливо, то потрібно припідняти інструмент в безпечну зону	—"
Обробляти розчин згідно із затвердженими рецептурами лабораторії бурових розчинів. Не допускати зміни параметрів бурового розчину. Для попередження осипань стінок свердловини підтримувати передбачений в ГТН вміст інгібуючих добавок (калій, кальцій і т.п.).	Начальник бурової
Квадрат піднімати при бурінні всіх інтервалів на першій швидкості лебідки	Бурильник
Під час зупинок залишати бурильний інструмент так, щоб муфта бурильної труби була над ротором, а долото не менше ніж за 5 м від вибою	—"
У процесі буріння в крейдяних, тріасових і юрських відкладах вживати таких заходів: з кожним нарощуванням проробляти стовбур свердловини на довжину квадрата; під час нарощування припіднімати інструмент на довжину свічки; через кожні 100 м проходки, але не більше 8 год механічного буріння, піднімати інструмент в башмак кондуктора; за наявності затягувань та ознак утворення сальника буріння зупинити і шляхом розходжування ліквідувати сальник; перші дві свічки піднімати на першій швидкості	—"
Після буріння протягом 72—80 год прошаблонуванати стовбур, для чого підняти 3—4 свічі	Начальник бурової
Після заміни бурового розчину на воду або у разі різкого зниження структурних властивостей розчину промивати свердловину не менше двох циклів, а при виключенні циркуляції припіднімати інструмент на 30—50 м вище місця заміни	Бурильник
У разі буріння меншим за номінальний діаметр долотом та з відбором керна через кожні 4 доби шаблонуванати стовбур свердловини долотами, якими пробурено основну частину стовбура	Начальник бурової
Під час буріння ПСС установити більш суворі вимоги щодо якості бурового розчину. Липкість глинистої кірки не має перевищувати 0,19	—"

Захід	Відповідальна особа
У процесі буріння алмазними долотами дотримуватися таких правил: перед спуском алмазного долота зробити 3—4 рейси шарошковими долотами, очистити вибій від металу шламометалоуловлювачем; буріння починати долотом максимального діаметра, а в подальшому працювати з наступним долотом максимального діаметра; кожним новим долотом робити не більше двох рейсів із загальною проходкою 150—200 м і зносом по діаметру не більше 2 мм; найбільш абразивні пропластки розбурювати повномірними долотами; подальше буріння вести долотами, які вже були в роботі, беручи наступне долото максимального діаметра; долота зі зносом по діаметру більше ніж на 4 мм використовувати не рекомендується; на кожний спуск долота буровій вахті видавати завдання, вказуючи режим спуску і обов'язкові інтервали проробки; для визначення режиму спуску використовувати дані кавернограм і профілемірів по одній свердловині або по сусідній;	Начальник бурової
долото у відкритому стовбурі спускати на зниженій швидкості, не допускаючи посадок більше ніж на 50—60 кН; під час спуску алмазного долота обов'язково проробляти інтервал попередніх рейсів, після яких діаметри піднятих доліт менші за діаметр опущеного. В кожному разі проробляти не менше 20 м зони над вибоєм; у разі осипань стінок свердловини, затягувань інструменту або потреби проробки понад 100 м для внормування стану стовбура спускати шарошкове долото для роторного способу буріння; алмазними долотами бурити з періодичним або постійним повертанням інструменту ротором на першій швидкості; не розходжувати турбобур на вибої понад 1 год	Бурильник
Установити постійний контроль за якістю поставлених на бурову хімічних реагентів. Обробку розчину виконувати тільки після лабораторної перевірки вибраної рецептури на буровій	Завідувач глиногосподарства, начальник бурової
Якість бурового розчину інженер-хімік має перевіряти регулярно, два рази на тиждень	Завідувач глиногосподарства
На бурових із дизельним приводом припиняти роботу за наявності дизельного палива менше ніж на добу роботи	Начальник бурової

Методика прогнозування прихватів ґрунтується на вивченні розрахункових залежностей відношення навантаження на гак бурової установки до ваги колони в процесі її підйому у викривленій свердловині.

Відомі моделі прихвату компоновки бурильної колони як основної передумови потребують існування притискувальної сили, що забезпечує контакт колони зі стінками свердловини. Відповідно до існуючих методик розрахунку притискувальні сили залежать від нахилу і викривлення свердловини в розбурюваному інтервалі, ваги бурильної колони в цьому інтервалі і нижче, а також густини бурового розчину. Вважається, що в процесі піднімання з викривленого стовбура колона ковзає уздовж стінки свердловини, притискаючись до його опуклої або увігнутої частини. Під час оцінювання потрібних тягових зусиль згинальна жорсткість складових елементів колони, як правило, не враховується. Проте наявні дані спостережень і промисловий досвід дають змогу стверджувати, що найголовнішими факторами, які впливають на прохідність колон, є конфігурація стовбура свердловини і жорсткість колони.

Нижче оцінено складове навантаження на гак у процесі відривання колони від вибою свердловини, яке зумовлене згинальною жорсткістю колони в цілому і геометрією стовбура свердловини.

Основні загальноприйняті припущення такі.

Припущення 1. Колона являє собою важкий пружний трубчастий стрижень змінного (ступінчастого) перерізу.

Припущення 2. Колона, яка опущена в ПСС, набуває форми її осі. Інакше кажучи, деформований стан пружного стрижня (колони) визначається просторовою геометрією стовбура свердловини.

Для спрощення спочатку вважатимемо, що траєкторія стовбура свердловини є плоскою кривою (рис. 8.76). Розіб'ємо вигнутий в одній площині стрижень (колону) на складові елементи однакової довжини. Відповідно до припущення 2 дотичні до пружної лінії в граничних точках таких елементів збігаються з дотичними до траєкторії стовбура свердловини.

Рівновага елемента на інтервалі $[s_{i-1}, s_i]$ у системі координат, зв'язаній з елементом, описується рівнянням

$$\frac{d^3\varphi}{ds^3} - \frac{T_i}{EI} \frac{d\varphi}{ds} = \frac{q_i \sin \alpha_i}{EI}, \quad (8.165)$$

де φ — кут повороту перерізу елемента, який відраховують від його недеформованого стану;

s — координата поточного перерізу, яку відраховують від лівого краю елемента;

T_i — осьова сила;

EI — жорсткість елемента на згин;

q_i — вага одиниці довжини елемента колони труб у буровому розчині;

α_i — зенітний кут у i -му вузлі колони.

На кінцях інтервалу $[s_{i-1}, s_i]$ задано кути повороту перерізів елемента. Крім того, на правому кінці інтервалу задано згинальний момент. Відповідно до цього граничні умови мають вигляд

$$\begin{aligned} \varphi &= 0 \quad \text{при} \quad s = 0; \\ \varphi &= \Delta\alpha_i = \alpha_i - \alpha_{i-1} \quad \text{при} \quad s = \Delta s_i = s_i - s_{i-1}; \end{aligned} \quad (8.166)$$

$$EI \frac{d\varphi}{ds} \Big|_{s=0} = M_i.$$

Вважаємо, що під час піднімання колони, у момент відривання долота від вибою, нижній її кінець вільний від додаткових навантажень, тобто в нижньому перерізі стрижня осьова сила T_n і згинальний момент M_n дорівнюють нулю.

Осьову силу в наступному інтервалі розраховуємо за формулою

$$T_{i-1} = T_i + q_i \Delta s_i \cos \alpha_i + \gamma |Q_i|, \quad (8.167)$$

де γ — коефіцієнт опору рухові;

Q_i — зосереджена сила (сила взаємодії колони зі стінкою свердловини), прикладена в i -му вузлі,

$$Q_i = \frac{dM}{ds} \Big|_i^+ - \frac{dM}{ds} \Big|_i^-. \quad (8.168)$$

Похідні у формулі (8.168) обчислюють на елементі $[s_{i-1}, s_i]$ — верхній індекс «плюс», а на елементі $[s_i, s_{i+1}]$ — верхній індекс «мінус».

Осьову силу T за формулою (8.167) розраховують послідовно знизу вверх шляхом інтегрування на кожному інтервалі рівняння (8.165) за граничних умов (8.166).

Проілюструємо застосування викладеної методики до розрахунку осьових навантажень на гак з використанням даних проходження двох ПСС (св. 106-Новоукраїнка і св. 60-Чутово, 1998 р.) в умовах бурового управління «Укрбургаз».

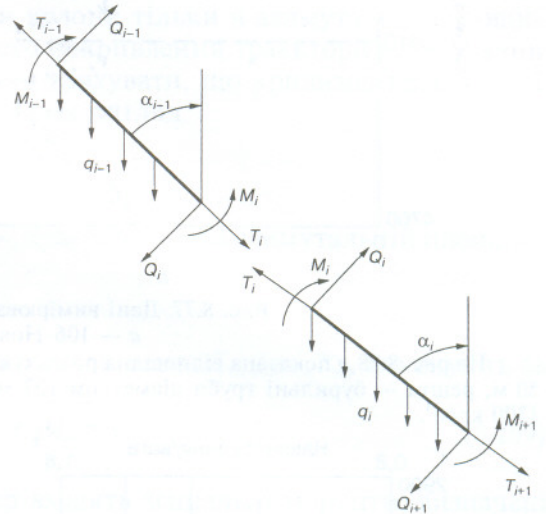


Рис. 8.76. Розрахункова схема суміжних елементів колони

Приклад 8.21. На рис. 8.77,*а* наведено дані вимірювання зенітного кута уздовж стовбура св. 106-Новоукраїнка. Прихват інструменту на глибині 3910 м.

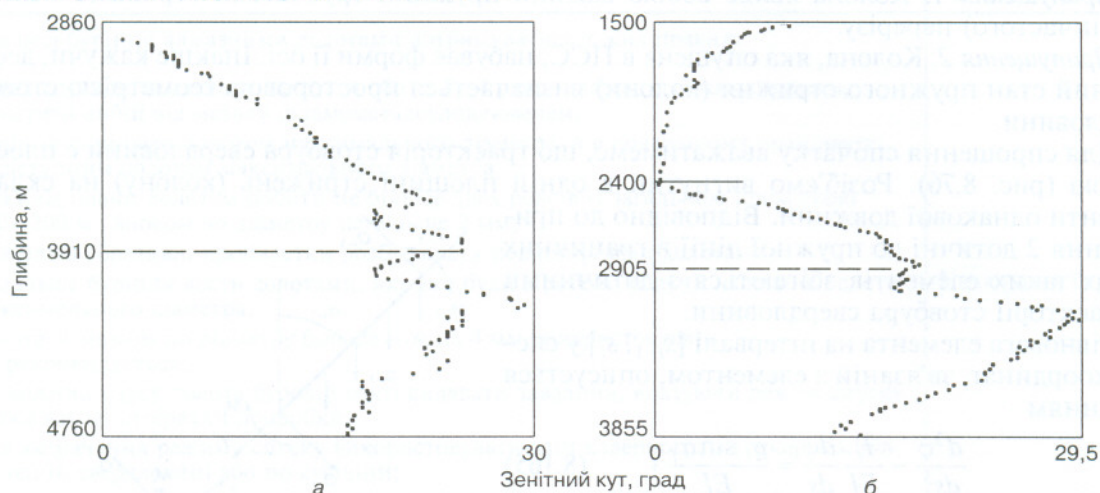


Рис. 8.77. Дані вимірювання зенітного кута по свердловинах:
а — 106-Новоукраїнка; *б* — 60-Чутово

На рис. 8.78,*а* показана відповідна розрахункова залежність. Прийнято, що колона складена з ОБТ-203 — 50 м, решта — бурильні труби діаметром 127 мм. Коефіцієнт опору руху $\gamma=0,14$; густина бурового розчину 1300 кг/м³.

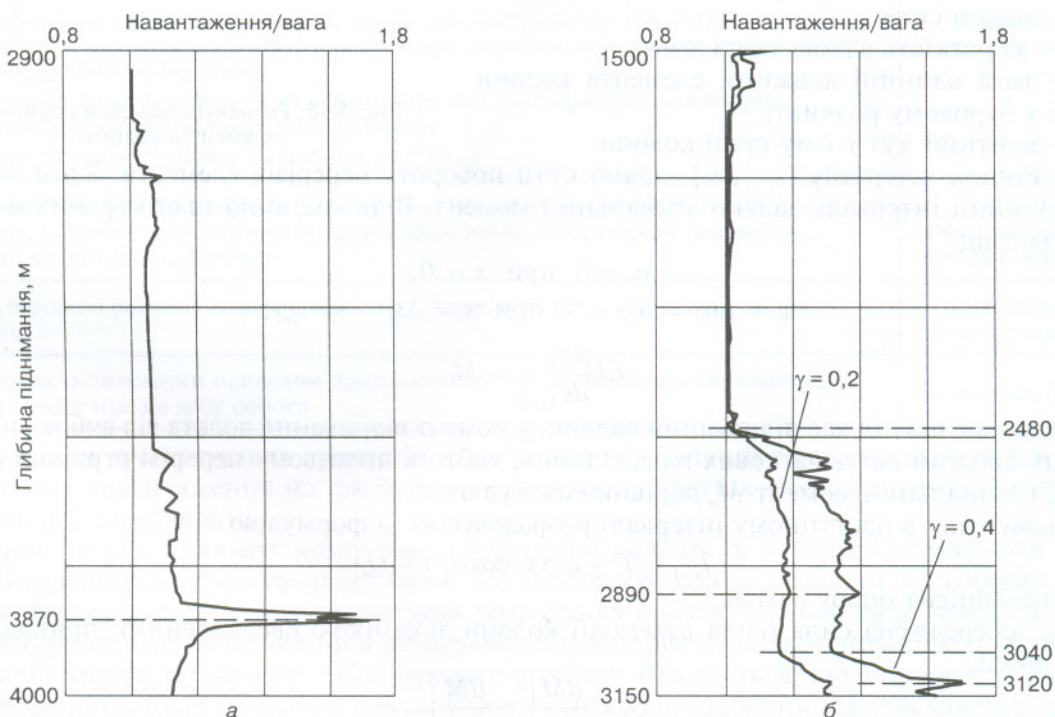


Рис. 8.78. Розрахункова залежність відношення навантаження на гак до ваги колони від глибини підйому колони по свердловинах:

а — 106-Новоукраїнка; *б* — 60-Чутово

За результатами розрахунку (рис. 8.78,*а*) випливає, що піка відношення навантаження на гак до ваги колони досягнуто у разі піднімання колони з глибини 3870 м. Це більш ніж задовільно збігається зі значенням 3910 м (див. рис. 8.77,*а*) — глибиною, на якій стався прихват інструменту. Слід зазначити, що зміна довжини ОБТ від 50 до 200 м практично не впливає на максимальне відношення навантаження/вага, яке в усіх випадках відзначається на глибині 3870 м. Зміна коефіцієнта γ від 0,1 до 0,4 зумовлює майже пропорційну зміну відношення навантаження/вага.

Приклад 8.22. На рис. 8.77,б представлені дані вимірювання зенітного кута уздовж стовбура св. 60-Чутово, на рис. 8.78,б — відповідні розрахункові залежності. Колона складена з ОБТ-203 — 100 м, решта — бурильні труби діаметром 127 мм. Коефіцієнт опору руху γ дорівнює 0,2 (лівий графік) і 0,4 (правий графік); густина бурового розчину 1500 кг/м³.

На відміну від попереднього прикладу, розрахункове відношення навантаження на гак до ваги колони (рис. 8.78,б) зростає ступінчасто: перший раз — під час піднімання колони починаючи з глибини 2480 м, другий — з глибини 3040 м. Максимального відношення навантаження/вага на першому ступені досягають під час піднімання з глибини 2890 м. Другого максимуму отримано за глибини піднімання 3120 м. Прихват інструменту відзначено на глибині 2905 м (див. рис. 8.77,б). Слід також зауважити, що коефіцієнт опору γ не впливає на якісну картину розрахункових залежностей.

Обидва приклади розраховані з огляду на згин колони тільки в азимутальній площині (площині сталого азимута). Випадок просторового викривлення траєкторії свердловини розглядається аналогічно попередньому. Слід тільки врахувати, що кривизна просторової кривої в координатах s, α, β (β — азимутальний кут) має вигляд

$$k = \sqrt{\left(\frac{d\alpha}{ds}\right)^2 + \left(\frac{d\beta}{ds} \sin \alpha\right)^2},$$

тобто кут повороту перерізу колони ψ навкруг нормалі, яка лежить в азимутальній площині, дорівнює

$$\psi = \frac{d\beta}{ds} \sin \alpha.$$

У разі просторового випадку викривлення розрахунок осьової сили T_{i-1} виконують за формулою

$$T_{i-1} = T_i + q_i \Delta s_i \cos \alpha_i + \gamma \sqrt{Q_\alpha^2 + Q_\beta^2}, \quad (8.169)$$

де Q_α обчислюють за просторовою схемою;

Q_β обчислюють за формулою (8.168), в яку тепер входять згинальні моменти, визначені на основі розв'язку задачі (8.165)—(8.166) із заміною ϕ на $\psi = (d\beta/ds) \sin \alpha_i$ та $q_i = 0$.

Приклад 8.23. На рис. 8.79 представлені дані виміру азимутального кута вздовж стовбура св. 60-Чутово, на рис. 8.80 — розрахункові залежності відношення навантаження на гак до ваги колони з урахуванням просторового викривлення траєкторії свердловини. Колона складена із тих самих труб, що і в прикладі 8.22. Коефіцієнт опору руху $\gamma = 0,4$; густина бурового розчину 1500 кг/м³.

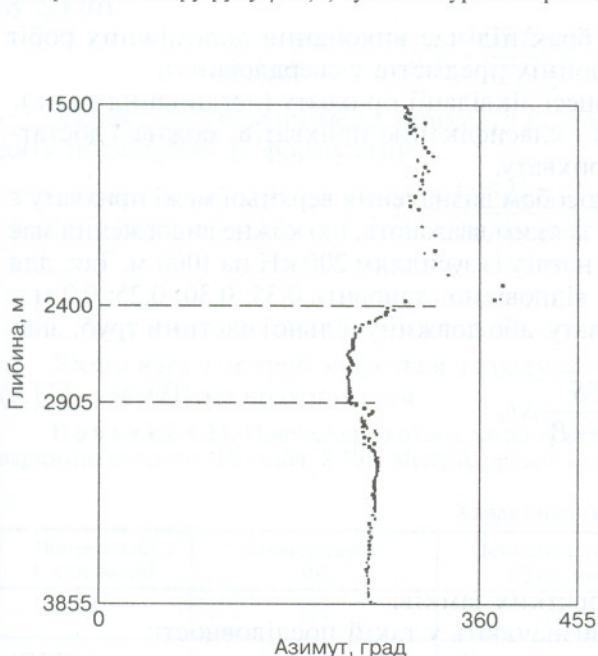


Рис. 8.79. Дані вимірювання азимута по св. 60-Чутово

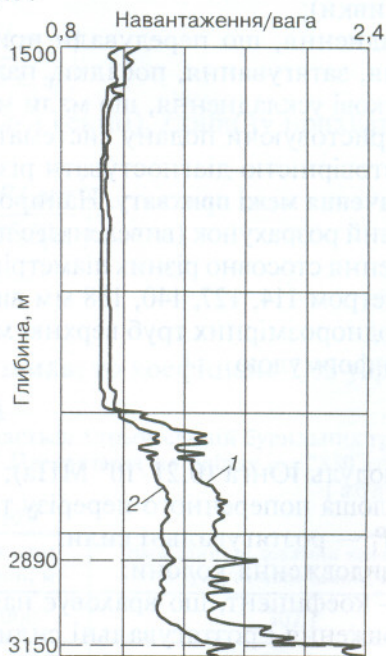


Рис. 8.80. Залежності розрахункового відношення навантаження на гак до ваги колони для св. 60-Чутово, обчислені за просторовою (1) та плоскою (2) схемами

У цьому випадку врахування просторового викривлення траєкторії призводить до істотного збільшення відношення навантаження/ваги — з 1,4 до 1,8 на глибині 2890 м і з 1,7 до 2,4 на глибині 3120 м. Слід зазначити, що розташування характерних точок обох залежностей тут залишилося без змін.

Наведені приклади розрахунку зусиль під час піднімання бурильної колони зі стовбура свердловини дають змогу стверджувати, що, ґрунтуючись тільки на даних інклінометрії, згинальній жорсткості колони і коефіцієнті опору руху колони у свердловині (багато в чому невизначеному), вдалося встановити ділянки різкого підвищення навантаження на гак. Це свідчить про різке зростання сил, які притискають колону до стінки свердловини, що саме по собі може призвести до прихвату. Оскільки прихват під дією перепаду тиску виникає у процесі втиснення труб у стінку свердловини силами взаємодії, то збільшення останніх призводить до підвищення ймовірності виникнення прихвату також за цією причиною.

Слід також зауважити, що запропоновану методику можна використовувати для оцінювання коефіцієнта опору руху колони у свердловині у разі відповідного опрацювання даних щодо навантажень на гак під час СПО, а також для оперативного оцінювання якості профілю на стадії проходження ПСС.

8.5.3. ДІАГНОСТИКА ПРИХВАТІВ

Діагностика прихватів розглядає такий перелік ознак і факторів:

місце прихвату (розташування меж прихвату);

глибина свердловини та розташування в ній інструменту, а також властивості породи і пласта (літологія, тектоніка, проникність, пластовий тиск, температура, флюїдонасиченість), особливості стовбура свердловини (діаметри, наявність каверн, жолобів, перегинів), характер траєкторії свердловини (зенітний та азимутальний кути), характеристика інструменту у зоні прихвату;

технологічні властивості бурового розчину (густина, фільтрація, реологічні параметри, мастильна здатність і т.ін.), реагенти, якими оброблено буровий розчин;

технологічна операція, що передувала прихвату (нарощування, підйом, спуск, промивання і т.ін.);

характер циркуляції бурового розчину після прихвату (витрата та перепад тиску під час промивки);

ускладнення, що передували прихвату, та брак під час виконання допоміжних робіт (осипання, затягування, посадки, падіння сторонніх предметів у свердловину);

додаткові ускладнення, що мали місце в процесі ліквідації прихвату (поглинання та ін.).

Використовуючи подану систематику ознак і класифікацію прихватів, можна з достатньою достовірністю діагностувати різновиди прихвату.

Визначення межі прихвату. Найпростішим способом визначення верхньої межі прихвату є наближений розрахунок (виведений з практики), за яким вважають, що кожне видовження має свої значення стосовно різних діаметрів труб при натягу із зусиллям 200 кН на 1000 м. Так, для труб діаметром 114, 127, 140, 168 мм видовження відповідно становить 0,35; 0,30; 0,25; 0,2 м.

Для однорозмірних труб верхню межу прихвату, або довжину вільної частини труб, знаходять за формулою

$$L = 1,05 \frac{ES}{P_2 - P_1} \Delta l,$$

де E — модуль Юнга ($0,21 \cdot 10^6$ МПа);

S — площа поперечного перерізу труби;

P_2 та P_1 — розтягувальні сили;

Δl — видовження колони;

1,05 — коефіцієнт, що враховує наявність жорстких замків.

Видовження і розтягувальні сили P_1 та P_2 визначають у такій послідовності:

прикладають до колони силу P_1 , яка на п'ять поділок гідравлічного індикатора ваги (ГІВ) перевищує вагу бурильної колони до прихвату, і роблять відмітку на ведучій трубі навпроти нерухомої площини стовбура ротора;

повторно натягують колону із силою, що на п'ять поділок перевищує початкову силу P_1 і швидко знижують її до значення P_1 . Різниця між першою і другою відмітками пояснюється тертям;

ділять відстань між першими двома відмітками навпіл і приймають середню поділку верхньої відмітки для відліку;

прикладають до колони бурильних труб силу P_2 , яка на індикаторі ваги буде на 10–20 поділок перевищувати силу P_1 , і роблять нову відмітку на ведучій трубі. При цьому величина P_2 має бути такою, щоб деформації, спричинені цією силою, знаходились у зоні пружної деформації матеріалу;

повторно натягують колону з силою, не більшою ніж на п'ять поділок щодо сили P_2 , потім швидко знижують навантаження до P_2 і роблять другу відмітку на ведучій трубі;

ділять відстань між двома останніми відмітками навпіл і отриману поділку вважають нижньою відміткою відліку.

Отже, у цьому разі відстань між верхньою і нижньою відмітками є шуканим видовженням Δl .

Часто спроби визначити місце прихвату натягом колони з силою, меншою за її власну вагу, і напруженням, що перебільшує межу текучості, призводять до великих похибок.

Для багатоступінчастої бурильної колони знайдені прості формули, за якими можна вираховувати верхню межу прихвату:

$$\Delta l = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta P l_i \rho_i g}{1,05 E_i q_i}, \quad (8.170)$$

де l_i — довжина i -ї неприхваченої секції труб;

q_i , E_i , ρ_i — відповідно вага 1 м секції колони труб, модуль пружності і густина їх матеріалу;

g — прискорення вільного падіння;

$\Delta P = P_2 - P_1$;

n — кількість однорозмірних секцій колон труб.

При користуванні формулою (8.170) через те, що верхня межа прихвату може бути в довільній секції, розрахунки виконують послідовно, починаючи, наприклад, з першої знизу секції

$$l_1 = \frac{1,05 E_1 q_1}{\Delta P \rho_1 g} \left(\Delta l - \sum_{i=2}^n \frac{\Delta P l_i \rho_i g}{1,05 E_i q_i} \right).$$

Якщо $l_1 < 0$ (верхня межа прихвату розташована у k -й секції), глибину прихвату знаходять послідовно за формулами

$$l_k = \frac{1,05 E_k q_k}{\Delta P \rho_k g} \left(\Delta l - \sum_{i=k+1}^n \frac{\Delta P l_i \rho_i g}{1,05 E_i q_i} \right), \quad (8.171)$$

$$L = l_k + \sum_{i=k+1}^n l_i.$$

Якщо вага 1 м труб задається з урахуванням ваги замка, то коефіцієнт 1,05 у формулах (8.170)—(8.171) не враховується.

Приклад 8.24. Прихвачена колона довжиною 4000 м складається з трьох секцій бурильних труб із приварними замками ПВ (табл. 8.50). Модуль пружності $E_i = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па; густина матеріалу $\rho_i = 7850$ кг/м³.

Таблиця 8.50

Характеристика колони труб

Номер секції (знизу вгору)	Діаметр труби, мм	Товщина стінки труби, мм	Довжина секції, м	Вага одиниці довжини колони труб з урахуванням замків, Н/м
1	114	10	1000	307,1
2	127	10	1000	338,4
3	146	11	2000	433,6

Для визначення верхньої межі прихвату доклали зусилля $P_2 - P_1 = \Delta P = 250$ кН. При цьому видовження дорівнювало 50 см.

Знаходимо за першою формулою (8.171)

$$l_1 = \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 307,1}{25 \cdot 10^4 \cdot 7850 \cdot 9,81} \left(0,5 - \frac{25 \cdot 10^4 \cdot 1000 \cdot 7850 \cdot 9,81}{21 \cdot 10^{11} \cdot 338,4} - \frac{25 \cdot 10^4 \cdot 2000 \cdot 7850 \cdot 9,81}{21 \cdot 10^{11} \cdot 433,6} \right) = -648,9 \text{ м.}$$

Оскільки величина l_1 виявилася від'ємною, це означає, що верхня межа прихвату труб розташовується вище.

Аналогічно для другої секції

$$l_2 = \frac{2,2 \cdot 10^{11} \cdot 338,4}{25 \cdot 10^4 \cdot 7850 \cdot 9,81} \left(0,5 - \frac{25 \cdot 10^4 \cdot 2000 \cdot 7850 \cdot 9,81}{21 \cdot 10^{11} \cdot 433,6} \right) = 284,8 \text{ м.}$$

У цьому випадку $l_2 > 0$, і за другою формулою (8.171) визначимо глибину прихвату

$$L = 284,2 + 2000 = 2284,2 \text{ м.}$$

Похибка цього розрахунку великою мірою залежить від точності визначення вхідних величин, а саме: сили натягу, фактичної площі поперечного перерізу труб, а отже, і ваги 1-го погонного метра труби.

Менш достовірними величинами для колони, що була в експлуатації, є площа поперечного перерізу труби по металу та вага одиниці довжини. Труби III класу, які допускають до експлуатації, можуть мати фактичну площу перерізу на 35% меншу за номінальну. Врахувати фактичний знос труб кожної секції досить важко, а тому для зношених труб величини q_i будуть завищені і верхня межа прихвату буде визначена нижче фактичного місцезнаходження.

За допомогою *акустичних цементомірів* визначають інтервал прихвату алюмінієвих і обважнених бурильних труб, чого не можна зробити прихватовизначником.

Виявлення інтервалу прихвату і порівняння його з літологічним складом порід дає змогу з великою точністю встановити категорію (прилипання, заклинювання та ін.) і місце прихвату, а отже — вибрати найбільш дієвий спосіб його ліквідації. Інтервал прихвату виявляють за допомогою довільної акустичної апаратури відповідного діаметра. При цьому використовують не пряму хвилю по металевій трубі, а імпульси, відбиті від з'єднувальних замків. За такого способу реєстрації акустичного сигналу значно підвищується чутливість методу, оскільки довжина зонда дорівнюватиме подвоєній довжині свічки. За амплітудою відбитих імпульсів можна визначити інтервал прихвату колони, а також оцінити розподіл утримувальної сили в інтервалі прихвату.

Перешкодою для масового застосування акустичних цементомірів для визначення інтервалу прихвату є їх обмежений випуск. Причому для труб з висадженими всередину кінцями діаметром 140 мм потрібні цементоміри із зовнішнім діаметром 80 мм і гумою, добре привулканізованою до корпусу. У табл. 8.51 наведено технічні характеристики апаратури акустичного контролю цементування (АКЦ) свердловин.

Таблиця 8.51

Технічні характеристики АКЦ

Параметр	Тип	
	АКЦ-36	АКЦ-89
Довжина зонда (відстань між випромінювачем та приймачем), мм	1700	1500
Довжина, мм	2500	3280
Діаметр, мм	36,5	89
Маса, кг	22,5	65
Дозволена швидкість каротажу свердловин, м/год	1200	1200
Область застосування	Бурильні, обсадні і насосно-компресорні труби	
Робоче середовище	Буровий розчин	
Робоча температура, °С	10—120	10—170
Граничний робочий гідростатичний тиск, МПа	60	100

Прихватовизначник — це електромагніт циліндричної форми, який дає змогу ставити мітки на сталевій бурильній колоні після подачі струму, а потім фіксувати їх на стрічці са-
мописного пристрою у каротажній станції.

У табл. 8.52 наведено технічні характеристики прихватовизначників.

Таблиця 8.52

Технічні характеристики прихватовизначників

Параметр	Тип			
	ПО-90	ПО-70	ПО-50	ПО-25
Граничний діаметр бурильних труб та їх з'єднань, у яких рекомендується застосовувати прихватовизначник, мм	115—165	76—115	62—76	30—50
Розміри пристрою, мм: довжина зовнішній діаметр	452 90	422 70	412 50	435 25
Маса, кг	15—20	9—14	5—10	2—5
Максимально допустимі: температура, °С тиск, МПа	100 100	100 100	100 100	135 50

Робота прихватовизначника ґрунтується на властивості феромагнетиків розмагнічуватися з деформацією попередньо намагнічених ділянок.

Порядок роботи такий.

Спочатку в передбачуваному місці прихвату, що охоплює верхню межу прихвату, фіксують магнітний стан колони (перший замір). Потім ставлять магнітні мітки (мітка — це намагнічена ділянка труби завдовжки 0,2 м). Фіксують ці мітки, які індукуються ділянками підвищеної магнітної індукції, що перевищує замки труб (другий замір).

Висота магнітних міток має бути в 2—5 разів вищою за відповідні аномалії від перешкод та в 2—3 вищою за аномалії від замків бурильних труб.

Стирання магнітних міток над зоною прихвату виконують, розходжуючи колону бурильних труб та прокручуючи її ротором у межах безпечних навантажень. Потім знаходять зону переходу, де магнітні мітки збереглися (третій замір). Цю зону і приймають за верхню межу прихвату. Часткове збереження магнітних міток свідчить про деяку податливість інструменту у верхній частині зони прихвату.

Використання *індикатора місця прихвату (ИМП)* конструкції колишньої «АзНИИбурнефть» дає змогу підвищити точність і прискорити виконання замірів.

Принцип вимірювання за допомогою приладу ИМП полягає у реєстрації деформації прихваченої колони після утримання індикатора магнітною силою на внутрішній стінці труби. Отже, нижче верхньої межі прихвату, де відсутня деформація труб, сигнали на поверхню не надходять.

Характеристика свердловинного приладу ИМП

Максимальна температура, °С	120
Тиск, МПа	100
Габаритні розміри, мм:	
довжина	1100
діаметр	52
Маса, кг, не більше	15

Наземна апаратура

Робоча температура, °С	0—50
Напруга живлення, В	200—250
Частота живлення, Гц	50
Габаритні розміри, мм:	
блок живлення	470×400×315
вимірювальний блок	470×400×315