

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



ФАКУЛЬТЕТ ПРИРОДНИЧИХ НАУК ТА ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА НАФТОГАЗОВОЇ ІНЖЕНЕРІЇ ТА БУРІННЯ

Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни
«ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН»

освітньо-кваліфікаційний рівень – магістр

для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

Дніпро
НТУ «ДП»
2023

Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Оптимізація процесів спорудження свердловин» для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології / Є.А. Коровяка, О.М. Давиденко, А.О. Ігнатів; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : НТУ «ДП», 2023. – 42 с.

Автори:

Є.А. Коровяка, канд. техн. наук, доц.,
О.М. Давиденко, д-р. техн. наук, проф.,
А.О. Ігнатів, канд. техн. наук, доц.

Рекомендовано до видання науково-методичною комісією спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» (протокол № 5 від 04.07.2023).

Методичні матеріали призначені для практичних занять для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології з дисципліни «Оптимізація процесів спорудження свердловин».

Рекомендації орієнтовані на активізацію виконавчого етапу навчальної діяльності здобувачів вищої освіти.

Відповідальний за випуск д-р техн. наук, професор кафедри нафтогазової інженерії та буріння Судаков А.К.

ЗМІСТ

1. Особливості оптимізації технологічних параметрів при різних способах буріння.....	4
2. Направленість оптимізаційних задач та основи оптимізації режимів буріння.....	13
3. Оптимізація технології похило-спрямованого буріння для розробки родовищ.....	24
4. Елементи математичної статистики і планування експерименту при пошуку оптимальних умов реалізації процесу буріння свердловин.....	31
5. Теми рефератів з дисципліни «Оптимізація процесів спорудження свердловин».....	39
6. Питання до заліку з дисципліни «Оптимізація процесів спорудження свердловин».....	41

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1

ОСОБЛИВОСТІ ОПТИМІЗАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПРИ РІЗНИХ СПОСОБАХ БУРІННЯ

Мета: набути практичні знання про особливості оптимізації технологічних параметрів при різних способах буріння.

Загальні відомості про способи обертального буріння

Нині глибокі нафтогазові свердловини бурять обертальним способом з передачею обертання долоту з гирла свердловини від ротора (верхнього приводу) через колону бурильних труб або з передачею обертання долоту безпосередньо від валу (чи через низ бурильної колони) гідравлічного або електричного вибійного двигуна – турбобура, гвинтового бура або електробура.

Основні вимоги до вибору способу обертання долота визначаються необхідністю забезпечення успішної проводки стовбура свердловини при можливих ускладненнях з високими техніко-економічними показниками.

Доцільність застосування тих або інших способів буріння і їх різновидів (ударно-обертальне, турбінно-роторне реактивно-турбінне, з промиванням різними буровими розчинами, різними діаметрами) визначається з урахуванням геологічних, технічних і економічних чинників. Ці рішення переглядаються у міру вдосконалення технології і техніки буріння (доліт, труб, розчинів) і уточнення умов проводки свердловин. Можливе поєднання декількох способів при проводці різних інтервалів однієї і тієї ж свердловини.

Роторний спосіб буріння (система верхнього приводу)

При роторному бурінні обертання долоту передається через колону бурильних труб (порожнистий вал) від ротора, що встановлений на гирло свердловини. При бурінні неглибоких, малого діаметру свердловин (структурно-пошукових, розвідувальних на тверді корисні копалини, вентиляційних стовбурів) частіше застосовують обертачі шпindelьного типу.

Ротор використовується і для утримання на вазі колони бурильних і обсадних труб при їх спуску, підвісці, відгвинчуванні. Тому ротор потрібний і при бурінні вибійними двигунами. У останньому випадку на застопорений стіл ротора через колону бурильних труб і ведучу трубу передається і реактивний крутний момент від вибійних двигунів.

Привід ротора здійснюється від лебідки через карданний вал або ланцюгову передачу або від індивідуального приводу, що дозволяє в широких межах регулювати частоту обертання (від 20 до 200 хв⁻¹ і більш), а також знижувати навантаження на привід лебідки при підйомі колони з обертанням, зменшувати зношування лебідки і її приводу. При обертанні бурильної колони менше небезпека її прилипання, зависання, прихоплення.

Верхній привід з'єднаний із верхньою частиною бурильної колони та забезпечує передачу крутного моменту на колону і одночасно є каналом подавання промивальної рідини, а також підтримки необхідної ваги бурильної колони (вертлюг із приводом).

Практика буріння показує великий негативний вплив частоти обертання, діаметру труб, довжини колони на коефіцієнт передачі потужності на вибій і на потужність на долоті. Так, при встановленій на поверхні потужності приводу ротора близько 300 кВт на вибій передається лише 60 кВт при глибині буріння 3000 м (і менше 30 кВт при глибині буріння 5000 м), частоті обертання 60 хв⁻¹ і діаметрах бурильних труб 127 і 114 мм і долота 216 мм. При вищих частотах (120 хв⁻¹) передається ще менша потужність (40 і 25 кВт при тих же глибинах), істотно меншими будуть крутні моменти і осьові навантаження на долото. Гірські породи руйнуватимуться неефективно, стиранням.

Із зростанням глибини підвищується тиск усебічного стискування, більше проявляється пластичність гірських порід, що вимагає більшої тривалості контакту зубів долота із вибоєм. Усе це призводить до необхідності зниження частоти обертання з 200 - 100 хв⁻¹ при бурінні на глибинах 500 - 2000 м до 60 - 20 хв⁻¹ при бурінні на великих глибинах.

Для створення різальної дії доліт PDC потрібне осьове навантаження на породоруйнівний інструмент значно менше, ніж для шарошкових доліт при тій, або навіть більшій швидкості буріння.

Необхідне зниження частоти обертання при бурінні неглибоко розташованих порід невисокої пластичності і абразивності призводить до кратного зниження механічної швидкості проходки (в порівнянні з високооборотним бурінням вибійними двигунами і турбобурами).

Роторне буріння з низькими частотами обертання (20 - 80 хв⁻¹) і великими крутними моментами (150 - 500 кН·м) забезпечує можливість ефективного руйнування майже усіх типів гірських порід осадової товщі при використанні різних лопатевих, алмазних доліт та доліт типу PDC. Ці переваги, а також створення низькооборотних доліт з герметизованими опорами, що дають велику проходку (сотні метрів), а також доліт з озброєнням у вигляді спеціальних алмазно-твердосплавних пластин (долота типу PDC), високоміцних обважених бурильних труб з новими типом різьб, міцних і довговічних вертлюгов – визначають широке застосування роторного буріння.

Основний об'єм проходки стовбурів глибоких свердловин у світі доводиться саме на роторний спосіб (систему верхнього приводу), особливо при бурінні вертикальних інтервалів похилих свердловин, що не вимагають використання відхилювачів.

Особливістю роторного буріння (системи верхнього приводу) є можливість індивідуальної зміни будь-якого параметра режиму (осьове навантаження, частота обертання долота, витрата бурового розчину та ін.) - безпосередньо з пульта бурильника; при цьому інші параметри не змінюються. Оптимальне їх поєднання може бути знайдене тільки емпірично, шляхом зміни кожного з параметрів режиму. Це дозволяє підбирати кращі поєднання параметрів для конкретних умов буріння, оскільки при зміні одного або декількох режимних параметрів - технологічно доцільніше змінювати і інші залежно від обраного критерію оптимізації процесу поглиблення стовбура свердловини.

Нині частота обертання долота при роторному способі буріння знизилася з 100 - 500 хв⁻¹ до 60 - 120 хв⁻¹ (за кордоном практикуються частота 25 - 40 хв⁻¹).

Це пов'язано з тим, що із зменшенням частоти обертання знижуються витрати енергії на обертання колони і її знос, збільшується довговічність бурильних труб і долота, зменшуються вібрації і вірогідність злому труб. Зниження частоти обертання (n), проте, повинне супроводжуватися підвищенням передаваного на долото крутного моменту (M_d).

Саме бажання підводити до долота як можна велику потужність вимагає підтримувати високі частоти обертання, оскільки низька міцність вживаних раніше бурильних труб ще більше обмежувала можливість передачі на вибій крутного моменту. Зниження частоти повинне супроводжуватися набагато більшим підвищенням моменту, щоб підводити до долота ще більшу і усе зростаючу потужність. За цієї умови буріння вестиметься в найбільш вигідному низькооборотному режимі з одночасними збільшеними значеннями осьових навантажень на долото.

Із збільшенням відношення M_d/n істотно знижується енергоємність руйнування порід. Низькообортне буріння доцільне і тому, що достатньо стійкі долота з герметизованою опорою створені саме для цього режиму. Усе це забезпечує отримання більшої цхоходки на долото, а ніж при бурінні вибійними двигунами, що особливо помітно при проходці високоабразивних або ж пластичних порід.

Завдяки можливості передачі відносно великих крутних моментів, при бурінні на 4000 - 6000 м роторний спосіб перспективний і при проводці надглибоких свердловин в абразивних, пластичних породах. Обертання бурильної колони сприяє закручуванню потоку і кращому винесенню шламу. При роторному способі застосовуються ті ж високонапірні насоси, що і при турбінному бурінні, тому є істотний резерв для підвищення тиску, який може бути використаний в насадках гідромоніторних доліт.

Менша потреба у витраті бурового розчину дозволяє створювати набагато більший перепад тиску і вищу швидкість витікання його з насадок. При зниженні частоти обертання долота зменшується обертально-вихровий ефект потоку розчину, ослабляється зважування шламу в порівнянні з високооборотним бурінням. Тому промивання вибою повинно бути досконалішим.

Роторне буріння можливе при усіх видах бурового розчину, проте вимоги до його змащуючої і протизносної здатності вищі. Аварійність при роторному способі вище – внаслідок більшого вигину і закручування бурильної колони, більшої динамічності і дії знакозмінної напруги.

При роторному бурінні менш вірогідне зависання бурильною колони, тому осьове навантаження більшою мірою передається на долото. Цілком відомі конкретні значення частоти обертання, осьового навантаження і крутного моменту, допомагає надійніше оцінювати рівень зносу долота, особливо при частій зміні порід за твердістю. У міру зношування опор при бурінні в твердих породах крутний момент зростає, це дозволяє більш обґрунтовано контролювати і змінювати режим буріння, відпрацьовувати і міняти долото.

Буріння електробуром

Електробур складається з трифазного асинхронного двигуна з коротко-

замкнутим ротором і шпинделя. Щоб попередити надмірне підвищення пускового струму і заклинювання нового долота, електробур включають, поки він ще не дійшов до вибою (до звуження). При небезпеці зависання бурильна колона повільно обертається ротором ($5 - 30 \text{ хв}^{-1}$).

Буровий розчин проходить через електробур до долота по центральному каналу у валах двигуна і шпинделя. Для попередження попадання розчину в електродвигун - він заповнюється ізоляційним маслом, а шпиндель мастильним маслом.

При бурінні електробуром можливе застосування будь-якого бурового розчину і повітря. Проте при промиванні аерованими розчинами часто трапляються пробої електрики. При продуванні повітрям електродвигун охолоджується гірше, тому рекомендується бурити зі зниженою приблизно на 15% напругою.

Як і при роторному бурінні, тут є два канали передачі енергії на вибій: на вибій можна подати велику гідравлічну енергію або можна використовувати гідромоніторні долота. Проте гідравлічні опори тут в трубах істотно вище, ніж в звичайних трубах - через кабель і пристрої для його підвіски. Тому за однакових умов і насадок долота електробур менш ефективний.

В той же час, двигун електробура має ряд переваг перед турбобуром: вищий к. к. д. може забезпечити передачу на долото більшої потужності і крутного моменту. Електробур легше управляється з поверхні, дозволяє застосовувати систем дистанційного контролю при спрямованому бурінні, бурінні горизонтальних і багатовибійних свердловин, тобто спрощується автоматизація і оптимізація процесу буріння.

Основні утруднення при проходці свердловин електробуром пов'язані з ускладненнями наземного і вибійного устаткування, бурильної колони, недостатньо високою надійністю струмопроводу, необхідністю створення ремонтних служб, а також вищими вимогами до кваліфікації обслуговуючого персоналу.

Частота обертання електробура встановлюється ще на стадії проектування режиму буріння – підбором типу електробура і числа редукторів. Досвід буріння підтвердив доцільність використання однієї або двох вставок редукторів, що знижують частоту обертання в 2 - 4 рази.

За наявності на буровій перетворювача частоти струму, що допускає її зміну з 50 до 35 Гц, частота обертання може регулюватися пропорційно зміні частоти струму. Зниження частоти дозволяє знизити потужність двигуна, а крутний момент на валу при цьому залишається майже незмінним, адже не можна істотно змінити осьове навантаження на долото.

Буріння гвинтовими двигунами

Основні особливості режиму буріння гвинтовими двигунами пов'язані з їх робочими характеристиками, які різко відрізняються від характеристик турбобурів і електробурів. Відносно значний крутний момент, низька частота обертання і менша довжина роблять гвинтовий двигун більш прийнятним при бурінні високоабразивних порід різної твердості, при наборі зенітного кута похи-

ло-спрямованих свердловин. Перспективний такий двигун і для буріння пластичних порід, що залягають на великій глибині, внаслідок меншого перепаду тиску, а ніж в турбобурі.

Турбінне буріння

Цей метод буріння використовує гідравлічні вибійні двигуни – турбобури, коли бурильна колона не обертається і на це не витрачається потужність бурової установки, а сприймає реактивний крутний момент від вибійного двигуна і служить каналом для подачі гідравлічної енергії на вибій, тому знижуються аварійність і знос бурильних труб, проміжних обсадних колон. Обертання долота передається від валу турбіни, що приводиться в рух потоком бурового розчину, тобто при турбінному способі відбувається пряма передачі потужності на вибій.

Турбобур розташовується безпосередньо над долотом і є машиною, що перетворює гідравлічну енергію потоку бурового розчину в механічну енергію, необхідну для обертання долота.

Турбобур показав особливі переваги при проводці похилих свердловин завдяки зручності орієнтування відхилювачів при нерухомій, необертальній бурильній колоні. Турбобур простий, дешевий, надійний і зручний в експлуатації, може успішно працювати спільно з більшістю видів бурових розчинів (вода, аеровані розчини, глинисті і емульсійні). Дещо нижче потужність турбобура при бурінні з промиванням в'язкими обваженими розчинами при великому вмісті шламу, піску і при малих витратах вживаного розчину.

Нині відома неефективність високооборотного ($600 - 800 \text{ хв}^{-1}$) турбінного буріння, зате дуже ефективно підвищення крутного моменту і потужності на долоті за рахунок застосування редукторів, секціонування (з'єднання двох, трьох і більше турбобурів), переходу на кульову опору, в якій втрати потужності на тертя менше, ніж в осьовій опорі ковзання.

Для збільшення потужності, спрощення виготовлення, транспортування і ремонту турбобури виконують двух- і трисекційними. Інший шлях поліпшення моментної характеристики турбобура - застосування механічних редукторів, що знижують частоту обертання долота в 2 - 3 рази і відповідно підвищують крутний момент. Це розширює область ефективного використання турбобурів при бурінні глибоких свердловин в пластичних породах з долотами, що вимагають великого крутного моменту.

Особливості турбінного буріння полягають в наступному.

1. Покращуються (на відміну від роторного способу) умови роботи бурильної колони, що дозволяє полегшити і здешевити її, застосувати легкосплавні і тонкостінні сталеві бурильні труби. Щоб уникнути зависання і прилипання колони доцільно лише періодично її провертати ротором, тому тут термін служби бурильної колони зазвичай в 2 рази більше, ніж при роторному способі. Проте підвищені тиски в циркуляційній системі викликають частіший промив різьб, що вимагає їх ретельного контролю, хорошого кріплення, використання з'єднань підвищеної герметичності.

2. Зростає механічна швидкість проходки внаслідок високої частоти обертання долота, що веде до значного зростання комерційної швидкості, особливо свердловин невеликої і середньої глибини. Проте при цьому знижується проходка на долото через підвищений знос опор і озброєння доліт, відсутність доліт з герметизованою опорою для високообертового буріння, через обмеження перепаду тиску в насадках долота.
3. Можуть використовуватися усі види бурових розчинів (за винятком лише продування повітрям). При бурінні з промиванням аерованими розчинами вдається частково використовувати потужність приводу компресорів (енергію стислого повітря). Проте турбіна має відносно низькі показники при використанні дуже в'язких обважених розчинів, а також турбіни і опори швидко зношуються при високому вмісті в розчині твердої фази, шламу і піску.
4. Полегшується відхилення стовбура свердловини в необхідному напрямі. Покращуються умови роботи обслуговуючого персоналу, оскільки відсутній шум ротора і вібрація на буровій.

Для турбінного буріння характерна взаємозалежність режимних параметрів і зміна одного параметра режиму викликає автоматичну зміну інших, тому не можна задавати одночасно усі параметри режиму буріння. Зазвичай прийнято вказувати тип турбобура, число секцій, тип долота, витрату бурового розчину і осьове навантаження.

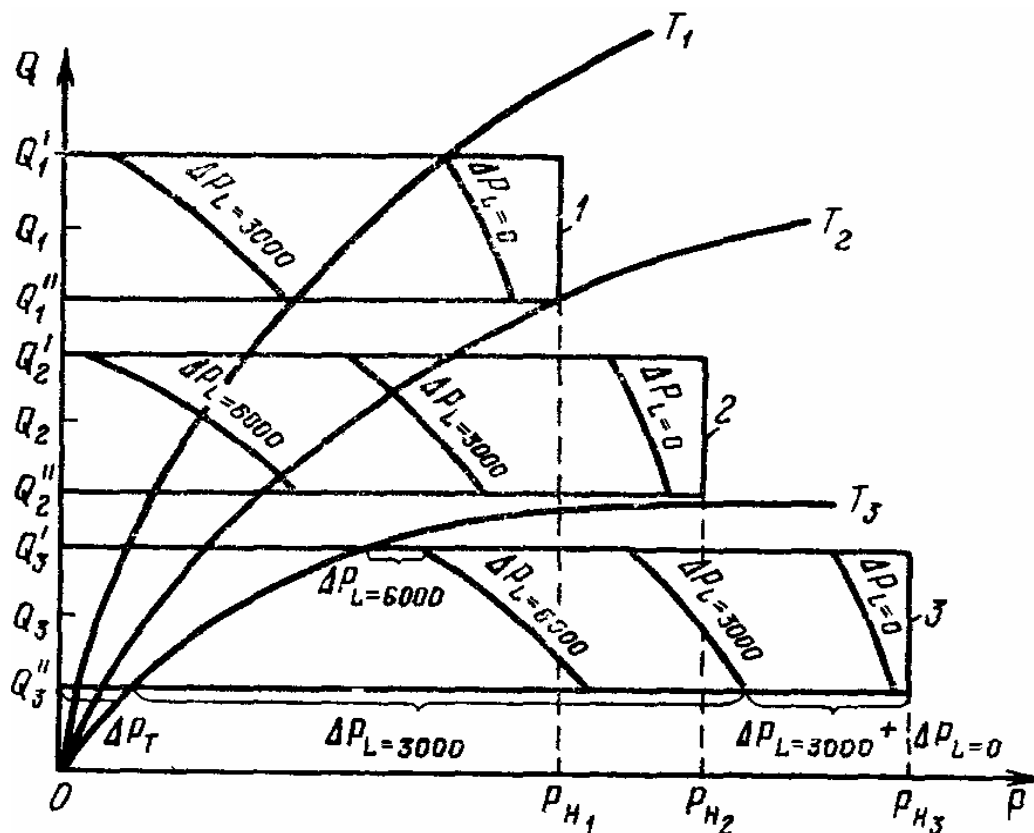


Рис. 1.1. Діаграма насос-турбобур-свердловина (НТС):

Q - витрата рідини; P - її тиск на вибій (натиск); 1, 2 і 3 - гідравлічна характеристика бурових насосів при діаметрах циліндрових втулок відповідно d_1, d_2 і d_3 ; ΔP - втрати тиску в трубах і кільцевому просторі, залежні від глибини свердловини; T_1, T_2 і T_3 - гідравлічна характеристика різних турбобурів

Якщо збільшити витрату промивальної рідини, відповідно зростає швидкість обертання. При постійній витраті і осьовому навантаженні - швидкість обертання зростає при підвищенні твердості і крихкості розбурюваної породи і зменшується із зростанням пластичних властивостей.

Приємність підвищується при секціонуванні турбобурів і застосуванні редукторів. Тому при бурінні м'яких і пластичних порід, використанні доліт з великим ковзанням (а також алмазних доліт), збільшенні глибини буріння - потрібні і секціонування і редукування.

При застосуванні редукторів спостерігається зазвичай деяке зниження механічної швидкості, проте збільшується рейсова швидкість, особливо при проходці абразивних порід. Конкретні рішення слід приймати лише на основі аналізу досвіду буріння в аналогічних умовах.

Для вибору типу турбобура по інтервалах буріння, оцінки доцільності використання гідромоніторних доліт і розрахунку діаметрів встановлюваних в них насадок - зазвичай по інтервалах буріння будують діаграму насос-турбобур-свердловина (НТС). При її побудові (рис. 1.1) в координатах тиск-витрата ($P - Q$) у вибраному масштабі наносять послідовно гідравлічні характеристики бурового насоса, свердловини і турбобура.

Інженер-технолог з досвіду буріння в конкретних умовах повинен правильно вибрати, яку частину гідравлічної потужності насосів слід перетворити в механічну в турбобурі і яку передати насадкам доліт. Оскільки звичайна механічна дія зубів на породу ефективніша, енергоємність механічного руйнування породи нижча за енергоємність гідродинамічного і навіть гідроерозійного руйнування, то прагнуть спочатку передати на долото через турбобур таку потужність, яка б забезпечувала створення достатнього осьового навантаження на долото і об'ємне руйнування породи.

Проте чим успішніше руйнується порода механічно, тим більше досконале має бути очищення вибою. Наприклад, при бурінні м'яких порід (до 500 МПа) при потужності на валу турбобура 100 кВт, моменті $M = 200$ кН·м і гідравлічній потужності в насадках долота 100 кВт (швидкість витікання 80 - 100 м/с) досягнута швидкість буріння $v_m = 100$ м/год. В цих же умовах при підвищенні потужності на валу турбобура і зниженні швидкості витікання в насадках знизилася б істотно механічна швидкість буріння і значно зменшилися б стійкість опор і проходка на долото. Тому в окремих випадках може бути встановлений і мінімально необхідний перепад тиску в насадках долота (ΔP), тоді на діаграмі НТС безпосередньо, зліва від лінії $\Delta P = 0$ і відкладають цю величину.

Гідравлічні характеристики різних турбобурів будують за довідковими даними. За відсутності даних саме для тих витрат, які забезпечуються насосом, або для тієї густини розчинів, які проектуються, роблять перерахунок по формулах подібності.

Як видно з рис. 1.1, турбобур T_3 можна використовувати лише при витраті Q_3 , причому з гідромоніторними долотами при бурінні на досить великих глибинах. Так, при забої 3000 м і витраті Q_3 в насадках долота може бути використаний перепад ΔP . Ця величина декілька перевищує навіть перепад в турбобурі T_3 .

При збільшенні глибин буріння до 6000 м, а також витрата до Q_3 перепад в насадках має бути понижений. Якщо витрата підвищиться до Q_2 або Q_1 , застосовувати турбобур вже не можна. Можна використовувати турбобур без гідромоніторних доліт при глибині буріння $L = 7500$ м і витраті Q_2 . Гідромоніторними долотами можна бурити при цій витраті лише на малих глибинах з насадками великих діаметрів.

На цій же діаграмі будують і графіки гідравлічних потужностей насоса ($N = PQ$), турбобурів або передаваної на вибій гідравлічної потужності і суми гідравлічних потужностей турбобура і гідромоніторних доліт.

Таким чином, користуючись діаграмою НТС, можна визначити, на яких глибинах, якими турбобурами, с яким числом секцій і якого діаметру гідромоніторними долотами можна бурити, передаючи на вибій максимальну потужність.

Зазвичай із збільшенням глибини підвищують число секцій (до двох, трьох), використовують тихохідні (300 - 450 хв⁻¹) турбобури з турбінами точного литва і невеликим перепадом тиску. Деякі тихохідні турбобури стійко працюють навіть при зниженні частоти обертання до 200 - 250 хв⁻¹, що особливо важливо при бурінні в м'яких пластичних породах.

Діаметр турбобурів підбирають максимально близьким діаметру долота, приймають проміжок 10 мм і більш, виходячи з умови передачі на вибій найбільших потужності і крутного моменту, враховуючи вірогідність обвалоутворення, прихватів, затягувань, заклинювання. Турбобури з кульовою опорою мають менші втрати на тертя, і ніж з гумо-металічною опорою, проте менша стійкість обмежує їх використання при бурінні.

Низька динамічність роботи бурильної колони при турбінному бурінні дає можливість застосовувати легкосплавні бурильні труби, а доцільність зниження гідравлічних опорів призводить до використання тонкостінних труб.

Зміст звіту

1. Загальні відомості про способи обертального буріння.
2. Характеристика роторного способу буріння (систем верхнього приводу).
3. Особливості буріння електробуром.
4. Характеристика способу буріння гвинтовими двигунами та основні поняття про турбінне буріння.

Контрольні запитання

1. *Коротко охарактеризуйте застосовувані нині способи обертального буріння свердловин.*
2. *Назвіть особливості роторного способу буріння у порівнянні з турбінним.*
3. *Перерахуйте основні суттєві переваги та недоліки турбінного буріння.*
4. *Назвіть основні чинники, що визначають особливості буріння електробуром.*

Рекомендована література

1. Буріння свердловин. Навчальний посібник. Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. - 294 с.
2. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
3. Основи нафтогазової справи : підручник / Судаков А.К., Коровяка Є.А., Максимович О.В., Расцветаєв В.О., Дзюбик А.Р., Калюжна Т.М., Войтович А.А., Яворська В.В. ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». - Львів : Сполом, 2023. - 596 с.
4. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія. / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. - 164 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2 НАПРАВЛЕНІСТЬ ОПТИМІЗАЦІЙНИХ ЗАДАЧ ТА ОСНОВИ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ БУРІННЯ

Мета: отримати навички про принципи оптимізації режимів буріння.

Загальні відомості

Ефективність руйнування гірських порід при проводці свердловини залежить від комплексу чинників: осьового навантаження на долото (G), частоти обертання долота (ω), витрати Q і параметрів бурового розчину (ρ , T), типу долота, геологічних умов, механічних властивостей гірських порід. Виділяють керувані параметри режиму буріння (G , ω , Q , ρ , T), які можна змінювати з пульта бурильника в процесі роботи долота на забої, і чинники, які неможливо оперативно змінювати. Певне поєднання їх, при якому здійснюється механічне буріння свердловини, і називається режимом буріння. При бурінні гідромоніторними долотами на показники роботи великий вплив чинить енергія струменів з насадок долота, яка є функцією швидкості витікання і діаметру струменя.

Режим буріння, що забезпечує отримання найкращих техніко-економічних показників (за даних умов буріння), називається оптимальним. Іноді в процесі буріння доводиться вирішувати і спеціальні завдання, наприклад - проводка свердловини через поглинаючі пласти, забезпечення мінімального викривлення свердловини, максимального виходу керна, якісного розтину продуктивних пластів. Режими буріння, при яких вирішуються такі завдання, називаються спеціальними.

Кожен параметр режиму буріння впливає на ефективність руйнування гірських порід, причому вплив одного параметра залежить від рівня іншого.

Поєднання параметрів яке забезпечує досягнення найкращих показників роботи цього долота, за допомогою цієї бурової установки називають оптимальним режимом буріння. Режим буріння називають швидкісним, якщо на цьому етапі досягнуті найвищі показники роботи доліт і використані потужніша бурова установка і досконаліші технічні засоби в порівнянні з тими, які застосовуються для масового буріння свердловин на цій площі.

Якщо поєднання параметрів вибирають не для отримання високих показників роботи долота, а з метою запобігання викривленню свердловини, примусового викривлення її із заданою інтенсивністю в потрібному напрямі, поліпшення ефективності відбору керна і т.і., - то режим буріння називають спеціальним.

Осьове навантаження

Руйнування гірської породи на забої механічним способом неможливе без створення осьового навантаження на долото (рис. 2.1). Чим вище осьове навантаження (G) - тим вище і механічна швидкість буріння (v_m), причому темп її зростання для м'яких порід швидший, оскільки тут більше глибина занурення зубів в породу. Відомо, що використання поверхнево-активних речовин ПАР (понижувачів твердості) збільшує швидкість буріння.

Із збільшенням усебічного стискування і, отже, глибини залягання породи, - підвищується пластичність її і зменшується об'єм лунки, що утворюється при втискуванні зуба долота. Тому, для розбурювання породи, що залягає на великій глибині, вимагається долото з меншим кроком, чим для розбурювання породи на значно меншій глибині, але зменшення кроку веде до зниження контактного питомого тиску на породу і, отже, до менш ефективного буріння.

В той же час, збільшення глибини занурення зуба внаслідок пластичної деформації породи створює сприятливі умови для її сколювання і для застосування доліт з підвищеним коефіцієнтом ковзання. Таким чином, збільшення сколюючої дії в деякій мірі компенсує погіршення ефективності руйнування шляхом втискування.

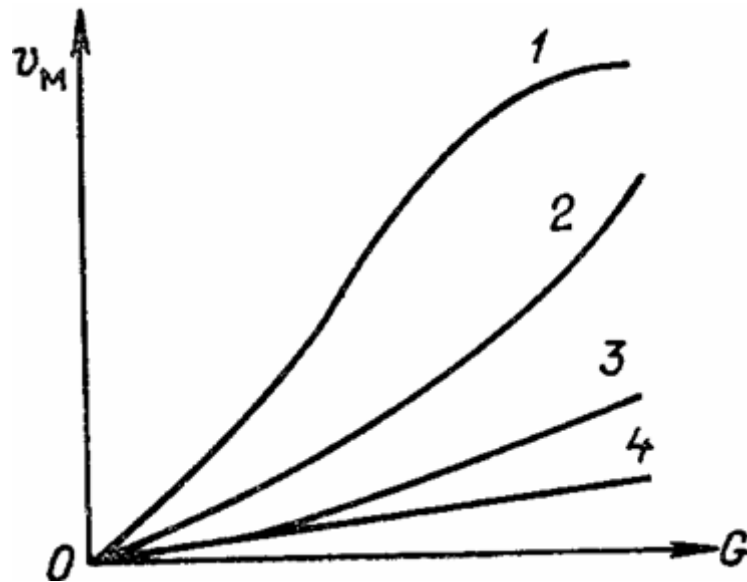


Рис. 2.1. Залежність швидкості буріння (v_M) від осьового навантаження (G) для різних порід: 1 - м'які; 2 - середньої твердості; 3 - тверді; 4 - міцні породи

Проходка на долото залежить від швидкості руйнування породи і тривалості роботи його на забої, тобто від довговічності.

Зазвичай, швидкість буріння, навіть при високошвидкісному бурінні, складає не більше 1 - 3 м/год.

Механічна швидкість проходки при збільшенні осьового навантаження і незмінній швидкості обертання долота росте швидше, ніж при збільшенні швидкості обертання і постійному осьовому навантаженні. Потужність на долоті лінійно залежить від швидкості обертання і осьового навантаження. Звідси витікає, що форсувати режим буріння шарошковими долотами вигідніше шляхом підвищення осьового навантаження на долото і зниження швидкості обертання, оскільки при цьому сповільнюється знос озброєння і опор.

Із збільшенням глибини зростає час на заміну зношеного долота новим, тому збільшення проходки за рейс, що досягається шляхом підвищення осьового навантаження і зниження швидкості обертання долота, веде до зростання рейсової швидкості.

Великий вплив параметри режиму роблять на довговічність опор шарошкових доліт. Основними причинами виходу з ладу опор є поява великого люфту в пі-

дшипниках через стирання тіл кочення і бігових доріжок і втомне руйнування їх під впливом великих змінних контактної напруги. Із зростанням осьового навантаження зменшується термін служби опор при незмінній швидкості обертання долота.

Під швидкістю зносу розуміють об'єм зношеного металу озброєння долота в одиницю часу. Найінтенсивніше зуби зношуються на початку роботи долота, поки площа контакту їх з породою мала, а контактний тиск великий. У міру їх зносу і збільшення площі контакту зменшуються контактний тиск і швидкість зносу. Тому механічна швидкість проходки найінтенсивніше знижується також в початковий період роботи долота на забої.

Але для отримання високих механічних швидкостей буріння при достатньому очищенні вибою необхідно створювати на долото високе навантаження, що обмежується лише міцністю бурильної колони і передаваним (від ротора або від вибійного двигуна) крутним моментом.

Проте доцільність такого режиму буріння з граничним осьовим навантаженням вимагає складнішого техніко-економічного аналізу з урахуванням прискореного зношування опор і озброєння доліт, можливості отримання максимальної проходки на долото, зниження частоти обертання і фактичної потреби в більшій витраті розчину.

При бурінні руйнується не лише порода вибою, але і озброєння самого долота, а в шарошкових долотах ще і підшипники. Будь-яка зміна параметрів режиму позначається на інтенсивності зносу долота, а у міру його зносу знижується і механічна швидкість проходки. Найінтенсивніше зуби зношуються на початку роботи долота, поки площа контакту їх з породою мала, а контактний тиск великий. У міру їх зносу і збільшенні площі контакту - зменшуються контактний тиск і швидкість зносу.

Швидкість зносу зростає пропорційно осьовому навантаженню, поки контактний тиск не досягне деякого значення, залежного від межі плинності матеріалу зубів, а при високих швидкостях обертання - від межі їх витривалості. При подальшому підвищенні осьового навантаження темп приросту швидкості зносу істотно збільшується. Швидкість зносу росте пропорційно швидкості обертання долота (навіть швидше - при бурінні в твердих породах).

Відомо, що проходка на долото залежить від механічної швидкості проходки і довговічності долота, які у свою чергу залежать від параметрів режиму буріння, тому проходка на долото також залежить від тих же параметрів. Приклад цієї функціональної залежності при бурінні в переважно твердих породах наведений на рис. 2.2 і 2.3. При цій швидкості обертання долота, як видно з рисунків, існує тільки одне оптимальне значення осьового навантаження, при якому забезпечується отримання найвищої проходки конкретним долотом в певній породі, а при цьому осьовому навантаженні існує одне оптимальне значення швидкості обертання, при якому досягається найбільша проходка за рейс вибраним долотом в цій породі. Будь-яке відхилення від цих оптимальних значень осьового навантаження і швидкості обертання - веде до зниження проходки за рейс, навіть у тому випадку, якщо механічна швидкість проходки при цьому зростає.

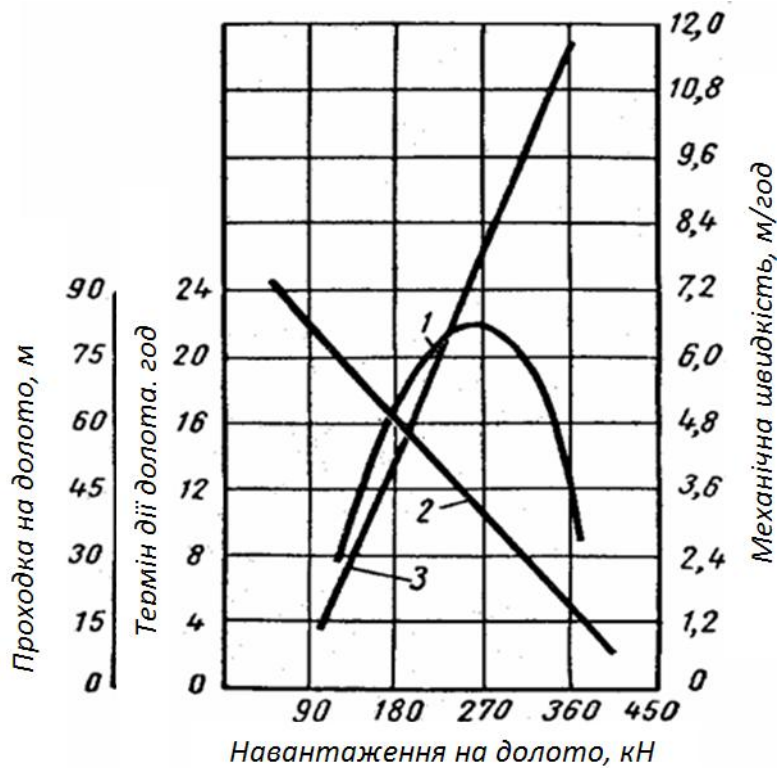


Рис. 2.2. Залежність проходки за рейс (1), довговічності долота (2) і механічної швидкості проходки (3) від осьового навантаження при постійній швидкості обертання

Частота обертання

За умов зміни частоти обертання долота (ω) змінюється число поразок вибою зубами шарошкового долота. Критична частота обертання знаходиться в межах $100-200 \text{ хв}^{-1}$, при подальшому підвищенні частоти обертання темп зростання механічної швидкості буріння вже знижується.

При певних частотах обертання можливий збіг (резонанс) частот власних і вимушених коливань низу бурильної колони, що призводить до підвищення ефективності руйнування, збільшення механічної швидкості.

Механічну швидкість проходки розраховується як твір величини поглиблення вибою за один оборот долота на загальне число оборотів в одиницю часу.

Величина поглиблення за один оборот долота не залежить від швидкості обертання тільки в області поверхневого руйнування породи, а вже при вищих контактних тисках - вона зменшується із збільшенням швидкості обертання з кількох причин:

- із зростанням швидкості обертання скорочується тривалість контакту зуба з породою і при великій швидкості тривалість контакту може виявитися недостатньою для руйнування; темп зниження величини поглиблення за один оборот долота тим вище, чим більше осьове навантаження на вибій.

- для видалення роздробленої або сколеної породи при високій швидкості обертання долота часу, з моменту дії зуба однієї шарошки до моменту дії зуба іншої шарошки, може виявитися недостатньо для видалення породи, зруйнованої попереднім зубом, і наступний зуб вимушений повторно подрібнювати шлам, що залишився;

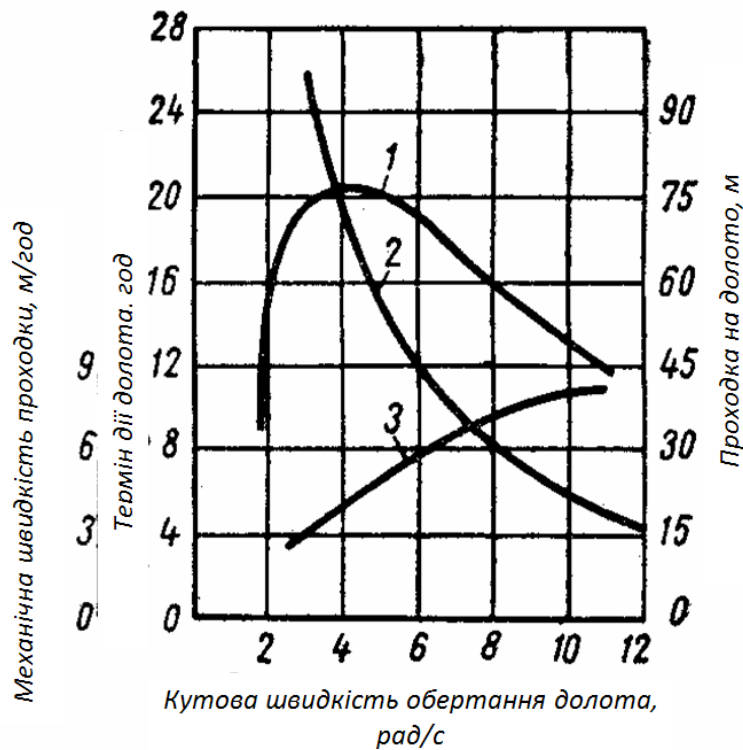


Рис. 2.3. Залежність механічної швидкості проходки (3), довговічності долота (2) і проходки за рейс (1) від швидкості обертання при постійному навантаженні

- швидкість обертання посилює знос зубів шарошок, збільшується їх площа контакту з породою і, отже, зменшується контактний тиск зубів на породу;
- через пружинячий ефект раніше вибурених, але не видалених із вибою часток породи зменшується сила удару зубів долота об породу (також пружинячий ефект виникає при високому тиску промивальної рідини, яку витісняють зуби долота при перекочуванні по вибою).

Практика буріння показує, що якщо механічна швидкість проходки не перевищує 15 м/год, то збільшувати витрату промивальної рідини при роторному бурінні і бурінні електробурами доцільно лише до тих пір, поки швидкість висхідного потоку не досягне 0,5 - 0,75 м/с. При подальшому збільшенні витрати в більшості випадків потрібна гідравлічна потужність зростає так значно, що додаткові витрати засобів на підвищення потужності не виправдовуються невеликим приростом механічної швидкості проходки.

Витрата бурового розчину

Безперервна циркуляція бурового розчину при бурінні повинна забезпечувати чистоту стовбура свердловини і вибою, охолодження долота, сприяти ефективному руйнуванню породи, попереджати ускладнення. Вплив витрати розчину на механічну швидкість буріння показаний на рис. 2.4. Як видно з рисунка: доки забезпечується своєчасне і повне видалення шламу, механічна швидкість продовжує підвищуватися із збільшенням витрати розчину майже лінійно, до деякої величини, потім дещо знижується.

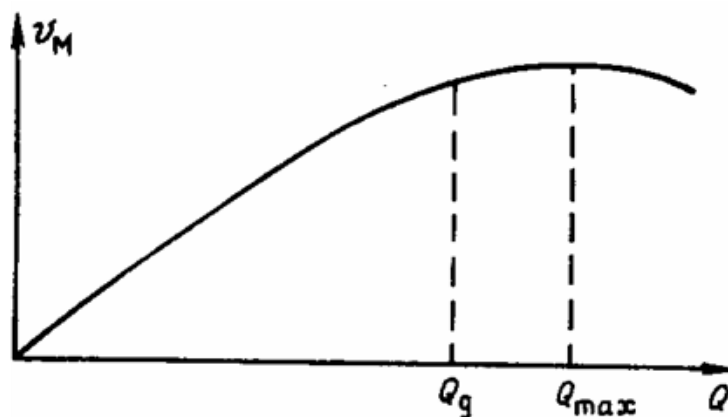


Рис. 2.4. Залежність швидкості буріння (v_M) від витрати промивального розчину (Q)

У разі підвищення частоти обертання збільшується швидкість подачі розчину на вибій і полегшується зважування шлама.

На довговічності опор позитивно впливає і поліпшення очищення вибою від вибурених часток (зниження концентрації їх в промивальній рідині в привибійній зоні) за рахунок збільшення витрати рідини і, особливо, за рахунок гідравлічної потужності в насадках гідромоніторного долота. У підшипники шарошок поступає менш забруднена рідина, і термін їх служби до зносу помітно зростає. Поліпшення очищення вибою веде також до зниження витрати енергії на повторне подрібнення вибурених уламків і до підвищення механічної швидкості проходки. Наприклад, при заміні звичайних доліт на гідромоніторні і при підтримці швидкості струменя на рівні 60 - 75 м/с при роторному бурінні проходка за рейс зростає на 30 - 50% і більш.

Довгий час, особливо з розвитком турбінного буріння, загальною тенденцією було буріння при підвищених витратах розчину, що досягали 25 - 35 л/с - для доліт діаметром 191 мм і 50 - 65 л/с - для доліт діаметром 269 - 295 мм. Але досвід буріння і дослідження показують, що цілком достатні витрати 15 - 25 і 40 - 45 л/с відповідно. Для поліпшення очищення вибою важливо не збільшувати витрату понад цих величин, а удосконалювати напрям потоків на забої і підвищувати (оптимізувати) швидкості витікання розчину з насадок.

На механічну швидкість буріння істотно впливає густина бурового розчину. При підвищенні густини від $\rho = 1$ до $1,3 < \rho < 2,4$ механічна швидкість за інших рівних умов знижується від 10 до 100%. Найбільша механічна швидкість виходить при продуванні свердловини повітрям, дещо нижче при промиванні аерованою рідиною.

Вплив густини розчину на механічну швидкість буріння пояснюється підвищенням гідростатичного тиску на вибій і зростанням перепаду тиску між свердловиною і розбурюваним пластом, внаслідок чого погіршуються умови утворення тріщин, оскільки виколювані частки притискаються до масиву.

З пониженням густини більшою мірою проявляється ефект нерівномірного усебічного стискування, що полегшує руйнування порід. З підвищенням густини бурового розчину для досягнення об'ємного руйнування порід вимагається підвищення осьового навантаження, а при бурінні з промиванням аерованою

рідиною і продуванням повітрям відносно високі механічні швидкості можуть бути досягнуті і при меншому осьовому навантаженні. Чим вище проникність порід і більше водовіддача (фільтрація), менше в'язкість фільтрату, нижче частота обертання, більше тривалість контакту – тим слабкіше вплив густини розчину, оскільки тиск на забої і на глибині зколу устигає зрівнятися.

Розчини з в'язкопружними властивостями відносно краще виносять шлам із вибою при невеликих витратах і низьких частотах обертання. Поверхнево-активні властивості фільтрату, добавки ПАР в розчині полегшують розвиток тріщин, перешкоджають їх стулюванню, і через це прискорюється проходка. Змащуючі добавки зменшують втрати на тертя і дають можливість відпрацювати долота при підвищених осьових навантаженнях. При збільшенні концентрації твердих часток знижується швидкість буріння.

Значне зростання механічної швидкості проходки досягається у тому випадку, коли швидкість струменів, витікаючих з гідромоніторних доліт перевищує критичне значення 60 - 75 м/с, чим вище твердість порід - тим вище має бути і швидкість.

Поліпшення очищення вибою від вибурених часток і зниження концентрації їх в промивальній рідині в привибійній зоні, що досягається збільшенням витрати рідини і, особливо, гідравлічної потужності, яка реалізовується в насадках гідромоніторного долота, позитивно позначаються на довговічності опор.

Поліпшення очищення вибою веде також до зниження витрати енергії на повторне подрібнення вибурених уламків і відповідного збільшення енергії, що витрачається безпосередньо на руйнування породи, а отже, до підвищення механічної швидкості проходки.

Однією з причин зниження механічної швидкості проходки із збільшенням глибини свердловини є збільшення твердості гірських порід. З досвіду буріння відомо, що із збільшенням тиску стовпа промивальної рідини у свердловині механічна швидкість проходки різних порід змінюється не однаково (рис. 2.5): при розбурюванні одних порід вона може зменшитися кратно, а при розбурюванні інших - знижується трохи або навіть залишається незмінною.

На характер зміни швидкості проходки із зростанням гідростатичного тиску впливають і інші чинники. Наприклад, різниця між тиском стовпа промивальної рідини у свердловині і поровим тиском в розбурюваній породі (диференційний тиск): чим більше ця різниця, тим більше сила, що притискає вибурені частки до материнської породи, тим важче видалити їх із вибою і, отже, доводиться витрачати більше енергії на їх подрібнення. Для відділення від вибою вибуреної частки породи необхідно щоб тиск в мікрощілині між часткою і материнською породою став рівним тиску стовпа промивальної рідини і тоді мікрощілина заповниться рідиною (пластова рідина, промивальна рідина або фільтрат). Швидкість заповнення мікрощілини залежить від проникності породи, в'язкості пластової рідини, а також реологічних властивостей промивальної рідини, від її водовіддачі і від в'язкості фільтрату. Чим вище проникність породи і менше в'язкість рідини, що насичує вибійний породний масив, тим швидше мікрощілина заповнюється рідиною і тим менше вплив тиску стовпа промива-

льної рідини на механічну швидкість проходки. Наприклад, при розбурюванні високопроникного вапняку, поровий тиск в якому дорівнює тиску стовпа води (промивальна рідина), тиск останньої практично не впливає на швидкість проходки (рис. 2.5, крива 1). При розбурюванні малопроникного мармуру з промиванням чистою водою механічна швидкість проходки знижується, хоча і повільно (рис. 2.5, крива 2). У практично непроникний глинистий сланець вода проникає украй повільно, тому підвищення порового тиску до тиску, що створюється промивальною рідиною, ускладнене, а отже механічна швидкість проходки із зростанням тиску стовпа промивальної рідини тут знижується значно (рис. 2.5, крива 3).

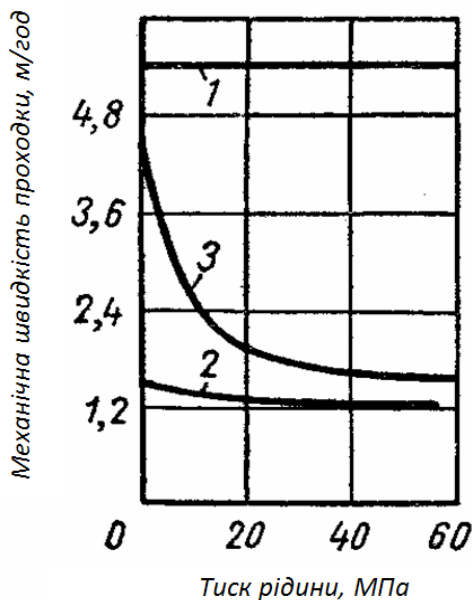


Рис. 2.5. Вплив тиску стовпа промивальної рідини на механічну швидкість проходки залежно від проникності порід: 1 - високопроникний вапняк; 2 - малопроникний мармур; 3 - непроникний глинистий сланець

Особливо різко падає механічна швидкість проходки при збільшенні різниці між тиском промивальної рідини і поровим тиском до 7 - 10 МПа. Звідси витікає, що при бурінні необхідно прагнути до підтримки рівноваги між поровим тиском в розбурюваній породі і тиском стовпа промивальної рідини шляхом регулювання її густини, наприклад, використовуючи продування повітрям. Так, при бурінні свердловин завглибшки 2000-3000 м з продуванням повітрям механічна швидкість проходки зростає в 2-3 рази, а проходка за рейс в 5-10 разів.

При бурінні з промиванням ньютонівськими рідинами (вода, нафта) механічна швидкість проходки зменшується із зростанням в'язкості. Чим вище в'язкість рідини, тим товще шар з ламінарним (а не турбулентним) режимом течії - тим менше швидкість течії в ньому, а зниження швидкості течії утрудняє видалення із вибою вибурених часток навіть після заповнення рідиною мікрощілин і вирівнювання тисків.

При використанні для промивання рідин, що містять тверду фазу, механічна швидкість проходки зменшується із збільшенням вмісту твердих часток, причому темп зниження швидкості проходки особливо значний в області малих концентрацій твердої фази. Зниження механічної швидкості проходки виклика-

не утворенням на поверхні вибою фільтраційної кірки (чи шару) з часток твердої фази. Така кірка різко зменшує швидкість фільтрації рідкої фази з промивального розчину в мікрощілині в породі.

Механічна швидкість проходки знижується із зменшенням водовіддачі. Це пояснюється як утворенням міцнішої кірки, що утрудняє видалення уламків, так і зниженням швидкості проникнення фільтрату в мікрощілині породи і уповільненням темпу вирівнювання тисків.

У промивальній рідині майже завжди знаходяться поверхнево-активні речовини (ПАР), здатні при адсорбції на поверхні гірської породи зменшувати її міцність і тим полегшувати руйнування її долотом. Найпомітніше цей ефект (ефект Ребіндера) проявляється при розбурюванні твердих порід в режимі поверхневого або втомного руйнування. Так, у ряді випадків, при бурінні з промиванням водними розчинами ПАР механічна швидкість проходки збільшувалася в 1,3 - 2,5 рази. Як ПАР можуть використовуватися мінеральні ($NaOH$, Na_2CO_3 , силікати натрію та ін.) і органічні (сульфонол та ін.), електроліти, неіоногенні ПАР (марки ОП-10 та ін.), а також колоїди і деякі високомолекулярні з'єднання в незначних концентраціях (від 0,05 до 0,5 - 1%). Але деякі ПАР, полегшуючи руйнування гірських порід, одночасно значно збільшують знос озброєння або підшипників доліт, що може привести до зниження проходки за рейс.

Із збільшенням в'язкості, граничної динамічної напруги зрушення або густини промивальної рідини при незмінній швидкості промивання зростають гідравлічні опори в циркуляційній системі і тиск, який повинні створювати бурові насоси, а отже, гідравлічна потужність на промивання свердловини. Тому при заміні однієї промивальної рідини, наприклад води, іншою з більшою в'язкістю і значною граничною динамічною напругою зрушення або більшою густиною (наприклад, глинистим розчином) - доводиться зменшувати витрату рідини, особливо якщо до заміни при бурінні вже підтримувався тиск, гранично допустимий для насосів або міцності елементів нагнітальної лінії. Зниження ж витрати часто веде до зменшення механічної швидкості проходки.

Майже усі чинники, які сприяють зниженню механічної швидкості проходки, несприятливо впливають також на величину проходки за рейс. Виняток становлять лише добавки до водних промивальних розчинів таких ПАР, високомолекулярних речовин і нафти, які роблять змащуючу дію на підшипники шарошкових доліт і інші поверхні, що труться, і тим сприяють збільшенню довговічності долота, зниженню сили тертя бурильних труб по стінках свердловини, зменшенню сальнікоутворення на долоті і підвищенню фактичного осьового навантаження на вибій. З цих же причин зростає проходка на долото при заміні водної промивальної рідини розчином на нафтовій основі. Добавка змащуючих речовин позитивно позначається і на механічній швидкості проходки. Так, при збільшенні концентрації нафти в розчині на водній основі до 10% майже пропорційно росте швидкість, а при концентрації нафти понад 15% збільшення швидкості проходки зазвичай припиняється, навіть досить часто спостерігається її зниження. Зростанню механічної швидкості проходки сприяє і те, що при додаванні до водного розчину невеликої кількості нафти ефективний

турбулентний режим течії потоку виникає при значно меншій швидкості течії. Але при заміні водної промивальної рідини розчином на нафтовій основі у свердловинах завглибшки до 2000 - 2500 м механічна швидкість проходки часто дещо зменшується. Це пояснюється тим, що з розчинів на нафтовій основі дисперсійне середовище майже не фільтрується, і тому вирівнювання порового тиску в привибійній зоні і тиску стовпа промивального розчину дуже ускладнене. При бурінні ж на великих глибинах, особливо в глинистих породах, часто спостерігається значне збільшення механічної швидкості проходки за рахунок підвищення фактичного осьового навантаження на вибій.

Збільшення осьового навантаження і частоти обертання, підвищення густини, в'язкості і концентрації твердих часток, зниження витрати розчину, а також теплоємності, теплопровідності і змащуючих властивостей бурових розчинів, нерівномірна (ривками) подача долота, подовжні і поперечні коливання низу бурильної колони, висока температура на забої - усе це скорочує довговічність і час перебування долота на забої. Проте кінцева мета - не збільшення тривалості перебування долота на забої, а отримання більшої проходки на долото за можливо короткий час. Тому, якщо зміна якогось параметра призводить до скорочення тривалості роботи долота на забої, але одночасно збільшується механічна швидкість і підвищується проходка на долото, то ця зміна доцільна.

Долота вибирають з урахуванням твердості, пористості, пластичності і абразивності гірських порід; властивостей бурового розчину, характеристики вибійних двигунів, ротора і його приводу.

Зміна якого-небудь одного параметра режиму не завжди веде до підвищення ефективності буріння, якщо інші параметри залишаються незмінними. Наприклад, збільшення навантаження на долото може не супроводжуватися зростанням механічної швидкості проходки, якщо при цьому не покращується промивання вибою, оскільки уламки вибуреної породи, які потік не в змозі видалити з поверхні вибою, часто запресовуються між зубами долота, налипають на нього і утворюють сальник, в результаті швидкість проходки знижується. Наприклад при збільшенні швидкості обертання механічна швидкість проходки може не зрости, а проходка за рейс навіть знизиться через зростання зносу (якщо осьове навантаження на долото і промивання вибою залишаться незмінними).

Параметри режиму взаємозв'язані, і найбільша ефективність буріння досягається лише при оптимальних поєднаннях цих параметрів, залежних передусім від властивостей розбурюваної гірської породи і конструкції долота. При цьому осьовому навантаженні збільшення швидкості обертання долота для підвищення механічної швидкості проходки доцільно лише до тих пір, поки зростає рейсова швидкість і знижується собівартість 1 м проходки. Оптимальним є лише той режим буріння, при якому забезпечується зростання рейсової швидкості або зниження собівартості 1 м проходки – в порівнянні з усіма іншими режимами. Будь-яке форсування режиму шляхом зміни параметрів, прискорюючих знос долота і зменшуючих рейсову швидкість (при збільшенні собівартість 1 м проходки) слід вважати нераціональним.

Зміст звіту

1. Загальні відомості про критерії ефективності руйнування гірських порід при проводці свердловини.
2. Характеристика основних режимних параметрів процесу буріння свердловин з позиції їх оптимізації.
3. Відомості про чинники, які сприяють зниженню механічної швидкості проходки.

Контрольні запитання

1. *Що розуміється під терміном "режим буріння, що забезпечує отримання найкращих техніко-економічних показників"?*
2. *Фактори, що визначають принципи оптимізації основних режимних параметрів процесу буріння свердловин.*
3. *Охарактеризуйте вплив тиску стовпа промивальної рідини на механічну швидкість проходки свердловини.*
3. *Надати загальні відомості про чинники, які сприяють зниженню механічної швидкості проходки.*

Рекомендована література

1. Буріння свердловин. Навчальний посібник. Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. - 294 с.
2. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
3. Основи нафтогазової справи : підручник / Судаков А.К., Коровяка Є.А., Максимович О.В., Расцветаєв В.О., Дзюбик А.Р., Калюжна Т.М., Войтович А.А., Яворська В.В. ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». - Львів : Сполом, 2023. - 596 с.
4. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія. / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. - 164 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3

ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПОХИЛО-СПРЯМОВАНОГО БУРІННЯ ДЛЯ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ

Мета: отримати відомості з основ оптимізації технології похило-спрямованого буріння для розробки родовищ.

Призначення похило-спрямованого буріння для розробки родовищ

Очевидно, чим більше поверхня фільтрації в стовбурі свердловини, тим більша кількість рідини поступатиме в неї за інших рівних умов. Тому на нафтових родовищах з аномально низьким пластовим тиском і дуже поганими колекторними властивостями або високою в'язкістю нафти іноді поверхню фільтрації багаторазово збільшують за рахунок створення декількох бічних горизонтальних або майже горизонтальних стовбурів, що розходяться від основного стовбура свердловини по продуктивному пласту на декілька десятків (іноді сотень) метрів.

Застосування, техніка і технології похило-спрямованого буріння для недопущення або виправлення викривлень свердловин засноване на створенні сил, що відхиляють, на долоті в потрібному напрямі і із заданою величиною. Це досягається за допомогою спеціальних компоновань низу бурильної колони, що включають відхилювачі, центратори і інше. Збільшення жорсткості і ваги нижньої частини бурильної колони сприяє скороченню довжини стислої її частини.

Розтягуючі зусилля в нижній частині бурильної колони можна створити шляхом застосування наддолотних обважнювачів (трубчастих, дискових, стрижневих), а також бурінням з послідовним розширенням стовбура, використанням компоновань, в яких навантаження на долото-розширювач створюється за рахунок ваги бурильної колони.

Похилі свердловини бурять в основному за допомогою турбобурів, рідше – із застосуванням електробурів.

Види буріння похилих свердловин: кущове і багатовибійне буріння.

Кущове (віялове) буріння використовується на важкодоступних ділянках для скорочення витрат на будівництво бурової.

Багатовибійне буріння свердловин застосовується для збільшення поверхні фільтрації нафти. Найбільш доцільний цей вид буріння на родовищах, видобуток нафти з яких економічно малоефективний через низьку проникності пластів і малу потужність їх продуктивної частини.

Вибір типу свердловини (з декількома забоями або з горизонтальним входженням в пласт) залежить від геологічних умов родовища. Якщо продуктивна частина пласта складена стійкими породами і можливий видобуток нафти через відкритий вибій, то слід закінчувати свердловину декількома стовбурами. В цьому випадку свердловину до продуктивного пласта бурять вертикально, а далі розгалужують – шляхом проходки декількох різко викривлених стовбурів, що розходяться в різні боки на сотні метрів один від одного.

У деяких нафтогазових регіонах для попередження обвалів і жолобоутворення зенітний кут починають набирати вже при бурінні під кондуктор. Верти-

кальна ділянка завдовжки близько 50 м в цьому випадку служить для надання стовбуру початкового вертикального напрямку, а кріплення викривленої ділянки кондуктором повністю виключає відмічені ускладнення.

Профілі похило-спрямованих свердловин та пристрої для керування трасою свердловини

Типові профілі похило-спрямованих свердловин приведені на рис. 3.1.

При зміні осьового навантаження на долото в стовбурах з різними zenітними кутами – величина сили, що відхиляє, значно міняється (рис. 3.2).

При роторному бурінні за допомогою одного центратора, що встановлюється в різних місцях нижньої частини бурильної колони, можна управляти величиною і знаком сили, що відхиляє, на долоті: якщо центратор розташований близько до долота, то можна набирати zenітний кут при турбінному бурінні; а віддаляючи центратор від долота, можна зменшувати силу, що відхиляє, до нуля і навіть змінити її знак.

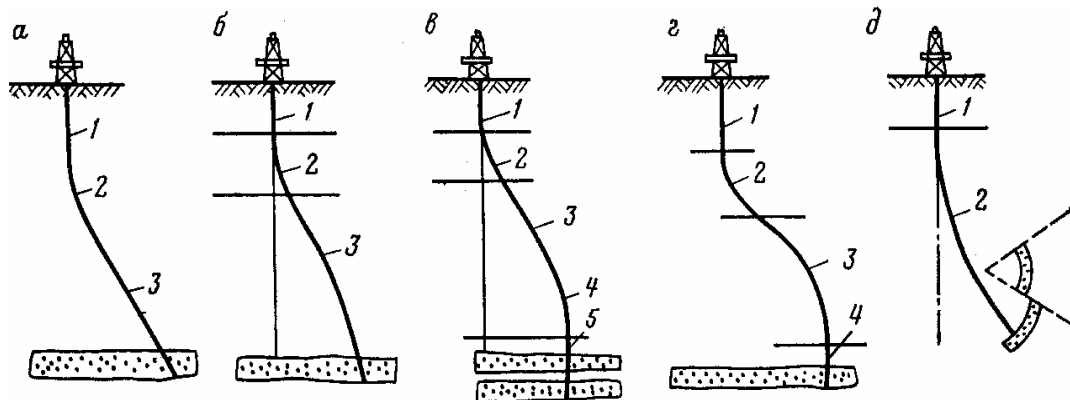


Рис. 3.1. Типи профілів: 1 і 5 - вертикальна ділянка; 2 - набір zenітного кута; 3 - похило-прямолінійна ділянка; 4 - ділянка зниження zenітного кута

Наприклад, для зниження викривлення свердловини необхідно встановити центратор над вибійним двигуном (чи над бурильною колоною), але не далі 10-15 м від долота і так, щоб місце установки відповідало точці дотику інструменту із стінкою свердловини. Такі системи дістали назву "системи схилу".

Наприклад, для зниження викривлення свердловини необхідно встановити центратор над вибійним двигуном (чи над бурильною колоною), але не далі 10 - 15 м від долота і так, щоб місце установки відповідало точці дотику інструменту із стінкою свердловини. Такі системи дістали назву "системи нахилу".

Для буріння похило-прямолінійної ділянки свердловини (ділянка стабілізації кривизни) необхідно, щоб сума сил, діючих на долото в горизонтальній площині, була рівна або близька нулю. Оскільки в процесі буріння осьове навантаження на долото постійно змінюється (при цьому постійно переміщається і точка дотику бурильної колони із стінкою свердловини), з одним центратором неможливо набути нульових значень сили, що відхиляє, на долоті. Тому на практиці для буріння похило-прямолінійних ділянок застосовують два близько розташованих центратора, місця установки яких розраховують.

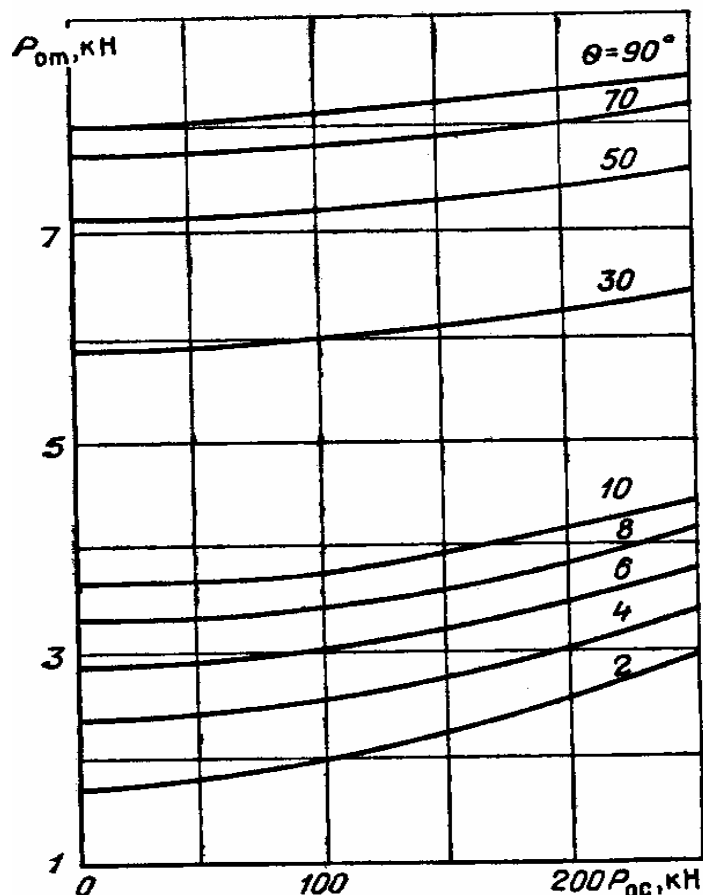


Рис. 3.2. Залежність сили, що відхиляє, від осевого навантаження і зенітного кута

Проте зазвичай рекомендації по установці центраторів можуть бути дані на основі вже наявного практичного матеріалу: перший центратор знаходиться або на валу вибійного двигуна, або на ніпелі (шпинделі) турбобура, другий - на відстані 1,5 - 2 м від першого. Діаметри їх мають бути близькі до діаметру долота. Допустимий знос – не більше 2 - 3 мм по діаметру.

Застосування центраторів для управління викривленням ефективно через те, що можна безорієнтовно і плавно змінювати величину зенітного кута. При цьому бурильна колона має хорошу прохідність по стовбуру свердловини, оскільки не має заздалегідь викривлених деталей (рис. 3.3).

У тих випадках, коли виникає необхідність в зміні азимута, зарізання другого стовбура свердловини, різкої зміни параметрів кривизни або набору кривизни у вертикальному стовбурі - застосовують спеціальні відхилювачі, що примусово створюють вигин низу бурильної колони і що притискають долото до стінки свердловини в заданому азимуті. Застосування таких відхилювачів вимагає орієнтування усієї бурильної колони за азимутом (рис. 3.4).

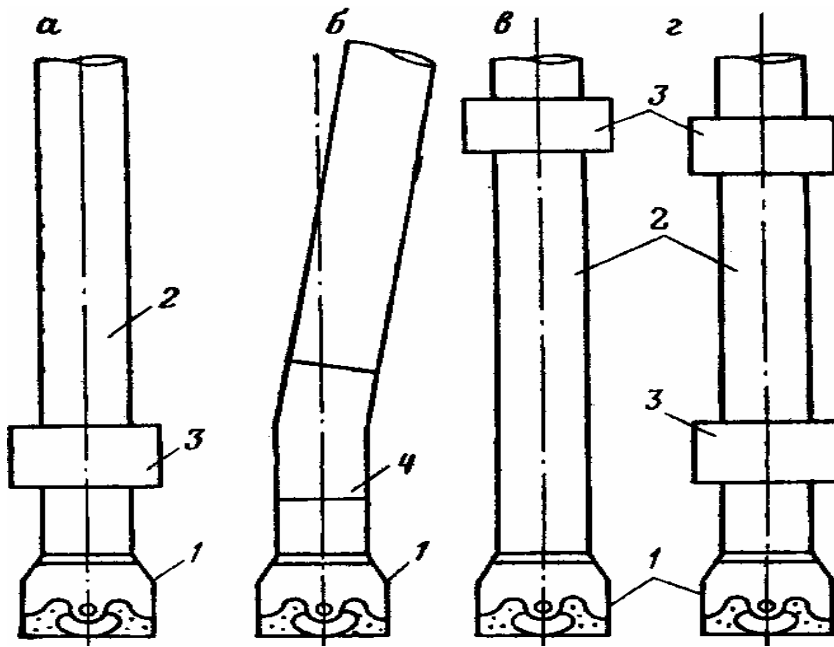


Рис. 3.3. Компонування низу бурильної колони: *а* - для безорієнтовного набору зенітного кута; *б* - для зміни зенітного кута; *в* - для безорієнтовного зниження зенітного кута; *г* - для стабілізації зенітного кута; 1 - долото; 2 - вибійний двигун; 3 - центратор; 4 - вибійний двигун з викривленим шпинделем

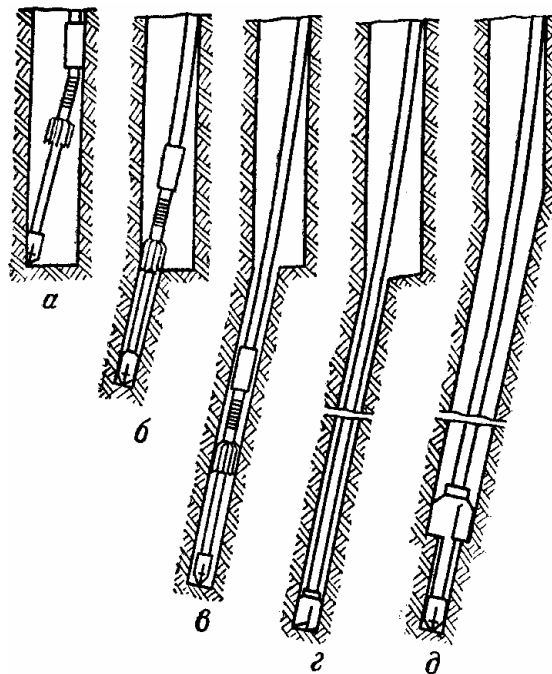


Рис. 3.4. Буріння з шарнірним відхилювачем *а, б, в, г* і *д* - стадії буріння Свердловини, що закінчуються декількома забоями, або з горизонтальним входженням в пласт бурять для збільшення поверхні фільтрації. Особливо ефективні ці види похилого буріння на родовищах, видобуток нафти з яких неможливий через низьку проникність пластів.

Схеми буріння похило-спрямованих свердловин

Вибір типу свердловини (з декількома забоями або з горизонтальним входженням в пласт) залежить від геологічних умов родовища. Якщо продуктивний пласт складний стійкими породами і можливий видобуток нафти зі свердловини, що має відкритий вибій, тоді слід закінчувати свердловину декількома забоями.

В цьому випадку свердловину до продуктивного пласта бурять вертикально, а далі розгалужують шляхом проходки декількох різко викривлених стовбурів, що розходяться в різні боки на сотні метрів один від одного. Можливі випадки, коли деякі стовбури переходять в горизонтальні, що дозволяє отримати велику площу фільтрації (рис. 3.5).

У практиці похилого буріння найбільш поширені турбінно-секційні відхилювачі (ВТС). Конструкція ВТС дозволяє здійснювати викривлення свердловини в основному за рахунок асиметричного руйнування вибою. ВТС виконується у вигляді шпинделя, що сполучається за допомогою кривого перевідника з верхньою (замість, нижньої) секцією турбобура, що дозволяє застосовувати його в одно- і багатосекційному виконанні. Одна з особливостей відхилювача - спеціальний центруючий пристрій, який встановлюють безпосередньо над долотом. Досвід буріння з ВТС показав, що навіть при порівняно невеликому куту перекосу валів ($1^{\circ}30'$) досягається висока (до 3° і більш на 10 м проходки) інтенсивність набору кривизни без збільшення зносу доліт.

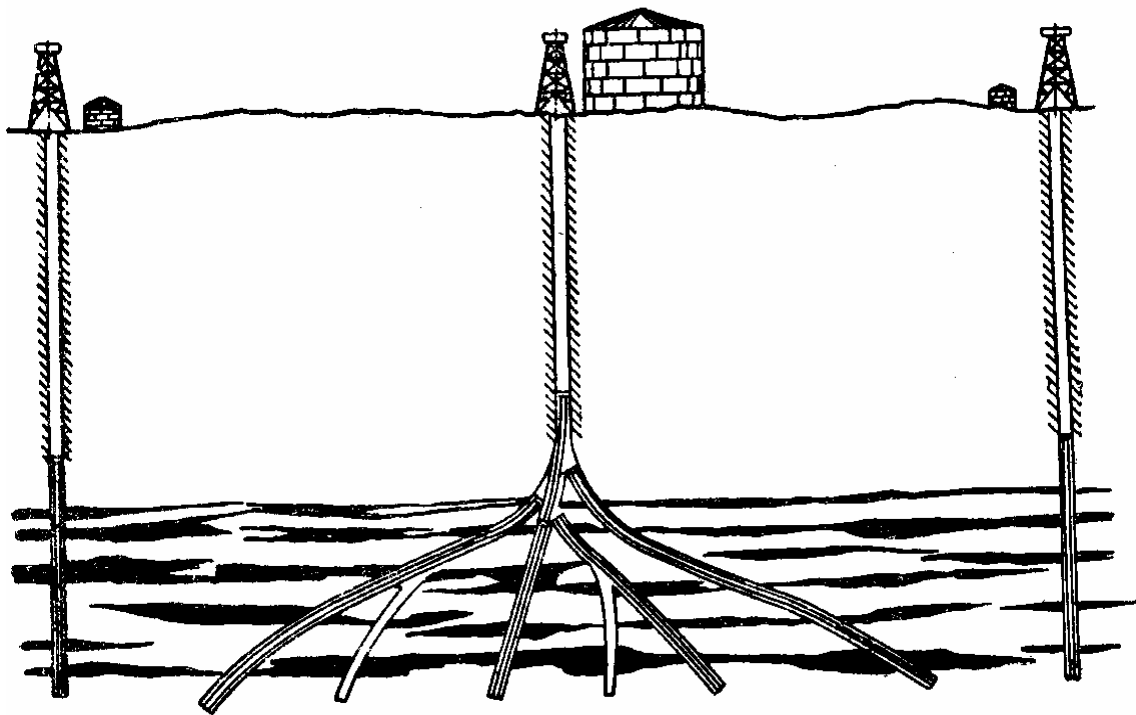


Рис. 3.5. Схема буріння свердловини, що закінчується декількома вибоями

Основна умова ефективного управління траєкторією долота - це забезпечення мінімального проміжку (або повне виключення його) між зовнішнім діаметром центратора і стінкою свердловини. Необхідно виключити або значно зменшити знос робочих елементів під час спуско-підймальних операцій. Цим вимогам відповідають центратори із змінюваною геометрією центруючих еле-

ментів, такий центратор має два положення центруючих деталей: робоче і транспортне.

Для збільшення довжини кожного розгалуження в межах продуктивного горизонту необхідно інтенсивно викривляти стовбури свердловини. Для цього застосовують тільки жорсткі відхилювачі і укорочені турбобури. Позитивним чинником при проходці свердловини з різким викривленням є мимовільне орієнтування відхилювачей на вибої. При кутах викривлення відхилювачей більше $2^{\circ}30'$ і кутах нахилу свердловини понад $15 - 20^{\circ}$ площини викривлення свердловини і відхилювача співпадають з достатньою для практичних цілей точністю. Тому при бурінні свердловин, що закінчуються декількома забоями, відпадає необхідність орієнтування відхилювача на забої після набору згаданого вище зенітного кута.

За кордоном для проводки похило-спрямованих свердловин зазвичай використовується турбобур у поєднанні з кривим перевідником, причому турбінним способом проводяться лише роботи з набору зенітного кута. На площах Мексиканської затоки, складених м'якими породами, використовуються струминні долота, за допомогою яких здійснюється викривлення стовбурів свердловин. Промивальні пристрої в долоті розташовані таким чином, що в стінці свердловини вимивається жолоб, який визначає шлях долота і положення бурильної колони.

Зміст звіту

1. Призначення похило-спрямованого буріння для розробки родовищ.
2. Характеристика профілів похило-спрямованих свердловин та пристроїв для керування трасою свердловини.
3. Схеми буріння похило-спрямованих свердловин.

Контрольні запитання

1. *Визначити завдання похило-спрямованого буріння для розробки родовищ.*
2. *Дати характеристику профілів похило-спрямованих свердловин та пристроїв для керування трасою свердловини.*
3. *Схеми буріння похило-спрямованих свердловин.*
4. *Приведіть основні відомості про пристрої та інструмент, що застосовується при бурінні похило-спрямованих свердловин.*

Рекомендована література

1. Буріння свердловин. Навчальний посібник. Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. - 294 с.
2. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.

3. Основи нафтогазової справи : підручник / Судаков А.К., Коровяка Є.А., Максимович О.В., Расцветаєв В.О., Дзюбик А.Р., Калюжна Т.М., Войтович А.А., Яворська В.В. ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». - Львів : Сполом, 2023. - 596 с.

4. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія. / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. - 164 с.

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4
ЕЛЕМЕНТИ МАТЕМАТИЧНОЇ СТАТИСТИКИ І ПЛАНУВАННЯ ЕКСПЕ-
РИМЕНТУ ПРИ ПОШУКУ ОПТИМАЛЬНИХ УМОВ РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЦЕСУ
БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

Мета: отримати відомості з основ застосування методів математичної статистики і планування експерименту при пошуку оптимальних умов в технологічних дослідженнях буріння свердловин.

Загальні положення теорії

Експериментальні дослідження є основним джерелом отримання достовірних відомостей про об'єкти реального світу. Такі дослідження проводяться з метою вибору раціональних технологічних режимів функціонування або оптимізації параметрів систем, оцінки міри виконання технічних вимог до створюваних виробів, з'ясування закономірностей функціонування, аналізу впливу чинників на показники якості систем тощо. Натурні дослідження властивостей технічних засобів або складних моделей вимагають значних витрат ресурсів, що примушує приділяти серйозну увагу раціональній організації експериментального вивчення об'єктів.

Не є виключенням і буровий процес, що відрізняється складним впливом безлічі чинників на кінцевий результат, наприклад, механічну швидкість буріння або витрати потужності на буріння.

Планування експерименту - процедура вибору числа і умов проведення досліджень, необхідних і достатніх для вирішення поставленого завдання з необхідною точністю.

При реалізації методів планування експерименту істотні наступні обставини

- прагнення до мінімізації загального числа досліджень;
- одночасне варіювання усіма змінними, що визначають процес, за спеціальними правилами - алгоритмами;
- використання математичного апарату, що формалізує багато дій експериментатора;
- вибір чіткої стратегії, що дозволяє приймати обгрунтовані рішення після кожної серії експериментів.

Планування експерименту починають з вибору об'єкту дослідження, який вивчається з певною метою. Для проведення експерименту необхідно мати можливості для дії на поведінку об'єкту управління, з метою отримання результату або відгуку об'єкту управління на обставини дії. Усі обставини такої дії прийнято називати чинниками. Параметри оптимізації - чисельні характеристики цілей дослідження.

Чинники експерименту можуть бути якісними і кількісними. Якісні чинники, як правило, квантифікують - надають їм числові позначення, тим самим переводячи їх в кількісні значення.

Експериментальні дані формуються шляхом або пасивного спостереження, або за допомогою активного експерименту - цілеспрямованої дії на об'єкт

дослідження з метою отримання достовірної інформації. При пасивному спостереженні інформація виходить шляхом реєстрації необхідних відомостей в умовах звичайного функціонування об'єкту.

Активний експеримент дозволяє розширити область дослідження, точніше розкрити закономірності функціонування, скоротити потреби в ресурсах на проведення дослідження. Але організація і постановка активного експерименту складніше пасивного. Крім того, слід враховувати і принципові обмеження в проведенні активних експериментів на діючих об'єктах, неможливість їх здійснення для недоступних об'єктів.

Нині теорія планування експерименту є самостійним науковим напрямом і знаходить практичне застосування там, де проводяться складні наукові і технічні експериментальні дослідження. Теорія використовує апарат математичної статистики, лінійної алгебри, комбінаторики і інших розділів математики.

Методи планування експериментів, оптимізації і прогнозування набувають усього більшого значення при постановці досліджень, спрямованих на вивчення складних бурових процесів. Планування експериментів передбачає включення в практику інженерних досліджень способів, що дозволяють збільшувати ефективність робіт. Багато методів, розроблених стосовно планування експериментів, сприяють ухваленню оптимальних рішень на різних стадіях дослідницької роботи. Вони виявляються ефективними і при прогнозуванні показників, що характеризують ефективність розвідувального буріння.

Пошук оптимальних умов є одним з найбільш поширених науково-технічних завдань. Вони виникають у той момент, коли встановлена можливість проведення процесу і необхідно знайти найкращі (оптимальні) умови його реалізації.

Вивчення властивостей гірських порід, прогнозування, проектування майбутніх зразків нової бурової техніки, розробка нових пристроїв управління, порівняльні випробування породоруйнівного інструменту і рішення різноманітних технологічних завдань буріння вимагають широкого проведення експериментальних досліджень. Математичні методи планування експериментів - засоби раціональної організації дослідницьких робіт, скорочення витрат і засобів їх проведення. При цьому дослідник активно втручається в експеримент, не чекаючи його закінчення, може в ході експерименту змінити його напрям або переформулювати завдання.

Експерименти, як правило, є багатофакторними і пов'язані з оптимізацією якості матеріалів, відшукуванням оптимальних умов проведення технологічних процесів, розробкою найбільш раціональних конструкцій устаткування тощо. Системи, які служать об'єктом таких досліджень, дуже часто є такими складними, що не піддаються теоретичному вивченню в певні терміни. Тому, незважаючи на значний об'єм виконаних науково-дослідних робіт, через відсутність реальної можливості досить повно вивчити значне число об'єктів дослідження, як наслідок, багато рішень приймаються на підставі інформації, що має випадковий характер, і тому далекі від оптимальних.

Застосування планування експерименту робить поведінку експериментатора більш цілеспрямованою і організованою, істотно сприяє підвищенню про-

дуктивності праці і надійності отриманих результатів. Важливою перевагою є його універсальність, придатність у величезній більшості областей досліджень.

Побудова плану експерименту

Повний факторний експеримент враховує усі можливі комбінації на двох (або трьох) рівнях.

У випадку повного факторного експерименту загальне число досліджень

$$N = 2^k, \quad (4.1)$$

де k – число чинників, що розглядаються.

Наприклад, при $k = 3$ ставлять вісім досліджень, в кожному з яких необхідно мати різне поєднання значень незалежних змінних, що розглядаються (табл. 4.1).

Таблиця 4.1
План повного факторного експерименту при $k = 3$

Номер дослідження	Чинники			Параметр оптимізації
	x_1	x_2	x_3	
1	+1	+1	+1	y_1
2	-1	+1	+1	y_2
3	+1	-1	+1	y_3
4	-1	-1	+1	y_4
5	+1	+1	-1	y_5
6	-1	+1	-1	y_6
7	+1	-1	-1	y_7
8	-1	-1	-1	y_8

Модель для повного факторного експерименту при $k = 3$

$$y_{iT} = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3. \quad (4.2)$$

Визначення коефіцієнтів b_i у рівнянні (4.2)

$$b_i = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_{ij} y_i, \quad (4.3)$$

де i – номер дослідження; j – номер фактора; n – число досліджень.

Користуючись формулою (4.3) та даними табл. 1, можна підрахувати коефіцієнти b_i у рівнянні (4.2), наприклад

$$b_1 = \frac{(+1)y_1 + (-1)y_2 + (+1)y_3 + (-1)y_4 + (+1)y_5 + (-1)y_6 + (+1)y_7 + (-1)y_8}{8}. \quad (4.4)$$

Коефіцієнт b_0 у рівнянні (4.2) розраховується за формулою (4.3), але у всіх випадках необхідно брати знак «+».

Адекватність моделі

$$\sigma_y^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}{(n-1)}, \quad (4.5)$$

де \bar{y} - середнє значення параметра оптимізації.

Перевірка гіпотези адекватності за F -критерієм Фішера

$$F = \frac{\sigma_{3Д}^2}{\sigma_y^2}, \quad (4.6)$$

де $\sigma_{3Д}^2$ - залишкова дисперсія

$$\sigma_{3Д}^2 = \sum_{i=1}^n \frac{(y_i - y_{iГ})^2}{f}, \quad (4.7)$$

де f – різниця між числом різних досліджень та числом параметрів рівняння регресії.

Отримане значення F -критерія Фішера порівнюють із табличним F^* (табл. 4.2) та, якщо, $F < F^*$ модель вважається адекватною.

Таблиця 4.2
 F^* -критерій Фішера

k_2/k_1	1	2	3	4	5	6	7	8
1	161	200	216	225	230	234	237	239
2	18,51	19,00	19,16	19,25	19,30	19,33	19,36	19,37
3	10,13	9,55	9,28	9,12	9,01	8,94	8,88	8,84
4	7,71	6,94	6,59	6,39	6,26	6,16	6,09	6,04
5	6,61	5,79	5,41	5,19	5,05	4,95	4,88	4,82
6	5,99	5,14	4,76	4,53	4,39	4,28	4,21	4,15

Вихідні дані для розрахунку

Скласти план експерименту, знайти рівняння регресії та перевірити його адекватність, якщо: зміна механічної швидкості породоруйнівного інструменту v при зміні трьох факторів – частоти обертання n , осьового навантаження P та витрати промивальної рідини Q , складала (табл. 4.3).

Таблиця 4.3

Вихідні дані для побудови плану повного факторного експерименту при $k = 3$

Номер варіанту	Чинники			Параметр оптимізації v
	$n, \text{хв}^{-1} (x_1)$	$P, \text{кН} (x_2)$	$Q, \text{л/хв} (x_3)$	
1	600-800	8-14	25-45	0,55; 0,57; 0,61; 0,52; 0,49; 0,45; 0,51; 0,47
2	450-700	6-15	35-55	0,45; 0,47; 0,71; 0,42; 0,59; 0,55; 0,51; 0,57
3	300-600	9-13	45-65	0,85; 0,7; 0,61; 0,82; 0,69; 0,55; 0,5; 0,4
4	700-900	10-14	55-65	0,85; 0,7; 0,61; 0,82; 0,69; 0,55; 0,5; 0,4
5	250-400	4-5	25-35	0,45; 0,47; 0,31; 0,42; 0,59; 0,44; 0,51; 0,57
6	270-490	6-8	45-50	0,35; 0,37; 0,36; 0,38; 0,42; 0,45; 0,5; 0,4
7	850-900	10-16	55-65	0,75; 0,77; 0,71; 0,72; 0,69; 0,65; 0,61; 0,67
8	200-300	2-6	15-35	0,15; 0,27; 0,26; 0,28; 0,29; 0,25; 0,25; 0,24
9	650-850	5-8	45-50	0,35; 0,47; 0,51; 0,52; 0,59; 0,64; 0,51; 0,5

Номер варіанту	Чинники			Параметр оптимізації v
	$n, \text{хв}^{-1} (x_1)$	$P, \text{кН} (x_2)$	$Q, \text{л/хв} (x_3)$	
10	550-700	4-5	25-55	0,65; 0,67; 0,5; 0,44; 0,59; 0,5; 0,59; 0,56
11	200-600	9-10	45-55	0,75; 0,8; 0,61; 0,82; 0,69; 0,5; 0,5; 0,6
12	700-800	10-12	75-85	0,6; 0,7; 0,5; 0,72; 0,69; 0,45; 0,5; 0,4
13	350-550	10-12	25-30	0,44; 0,47; 0,41; 0,42; 0,56; 0,44; 0,5; 0,53
14	290-420	14-17	35-55	0,25; 0,27; 0,36; 0,28; 0,22; 0,45; 0,5; 0,4
15	250-400	11-13	60-65	0,65; 0,67; 0,71; 0,72; 0,61; 0,69; 0,61; 0,64
16	420-680	8-10	35-50	0,85; 0,75; 0,61; 0,8; 0,59; 0,41; 0,44; 0,6
17	320-520	11-12	55-65	0,45; 0,49; 0,71; 0,42; 0,59; 0,55; 0,52; 0,57
18	600-800	10-13	65-70	0,6; 0,78; 0,51; 0,72; 0,69; 0,45; 0,54; 0,4
19	400-600	6-8	25-35	0,15; 0,22; 0,26; 0,28; 0,29; 0,23; 0,25; 0,24
20	600-800	8-9	45-50	0,76; 0,8; 0,61; 0,82; 0,69; 0,64; 0,57; 0,6

У разі повнофакторного експерименту загальне число дослідів дорівнює: $N = 2^k$, де k - число розглянутих факторів.

Наприклад, при $k = 3$ ставлять вісім дослідів, в кожному з яких має бути різне поєднання значень розглянутих незалежних змінних. Її легко побудувати для будь-якого числа факторів з урахуванням наступних правил: число рядків дорівнює числу дослідів N ; ; число стовпців дорівнює кількості факторів; в кожному стовпці число плюсів (+1) дорівнює числу мінусів (-1) ; в першому стовпці знаки чергуються через один (один плюс, один мінус), у другому - через два (два плюса, два мінуси), далі - через 4, 8, 16, і т. д.

Лінійна модель для експерименту має наступний вигляд:

$$y = b_0 + b_1 x_1 + b_2 x_2 + b_3 x_3 .$$

Наступний етап роботи пов'язаний з обчисленнями коефіцієнтів лінійної моделі для експериментів, що характеризують ступінь впливу чинників x_1, x_2 і x_3 на величину y . Завдяки кодування факторів розрахунок невідомих коефіцієнтів моделі за методом найменших квадратів значно спрощується.

Треба відповісти на питання чи можливо за допомогою отриманої моделі описати досліджуваний процес, тобто знайдене рівняння регресії (дана модель) є адекватним (вірним з необхідною точністю) або потрібно шукати рівняння більш складного виду (квадратне).

Для перевірки гіпотези про адекватність, використовуємо критерій Фішера, суть якого полягає в тому, що він порівнює помилку відхилення моделі від експериментальних даних з помилкою експерименту.

Приклад. Треба провести планування експерименту для трьох факторів і

восьми дослідів та знайти рівняння регресії, а також перевірити його адекватність при зміні величини механічної швидкості буріння.

Величина механічної швидкості буріння (v , м/год) полікристалічними долотами типу PDC у наступній компоновці: долото DS-295.3 SD 519-1002 (діаметр 295,3 мм) + вибійний двигун (гвинтовий) ДР-195 + зворотній клапан З(О)К/178 + перевідник П 195 + перевідник П 178 + центратор 11КС295,3СТК + ОБТС2 178 (збалансовані) + ТБПН (труби бурильні із протекторним потовщенням та зовнішнім висадженням) 127 + ТБПВ (труби бурильні із протекторним потовщенням та внутрішнім висадженням) 127+ ТБПВК (труби бурильні із протекторним потовщенням, внутрішнім висадженням та конічним стабілізуючим пояском) 127 по порадах типу доломітів і вапняків (твердість за штампом $\rho_{ш} = 1200 \div 1400$ МПа) змінюється (в інтервалі глибин свердловин 200 - 400 м) під впливом трьох чинників: частоти обертання долота (n в об/хв); осьового навантаження на долото ($P_{ос}$ в кН); витрати промивальної рідини (Q в л/хв).

Проведемо рішення в Microsoft Excel.

1. Відкрити Excel.
2. Побудувати таблицю вихідних даних:
3. Повнофакторний експеримент дозволяє провести лише вісім дослідів.

Створити таблицю 1.

Таблиця 1. План ПФЕ при розгляді трьох факторів				
Номер експерименту	Фактори			Результ. ознака
	x_1	x_2	x_3	
1	1	1	1	y_1
2	-1	1	1	y_2
3	1	-1	1	y_3
4	-1	-1	1	y_4
5	1	1	-1	y_5
6	-1	1	-1	y_6
7	1	-1	-1	y_7
8	-1	-1	-1	y_8

4. Результати експериментів заносимо в таблицю 2.

1	85	100	0,039 (м ³ /с)	50 (м/год)
2	65	100	0,032	39
3	85	80	0,039	46
4	65	80	0,032	37
5	85	100	0,039	44
6	65	100	0,032	38
7	85	80	0,039	49
8	65	80	0,032	36

5. Лінійна модель для експерименту має наступний вигляд:

$$y = b_0 + b_1 x_1 + b_2 x_2 + b_3 x_3 .$$

Визначаємо коефіцієнти b_0, b_1, b_2, b_3 , за формулою

$b_i = 1/n (x_{1.1} y_1 + x_{1.2} y_2 + x_{1.3} y_3 + x_{1.4} y_4 + x_{1.5} y_5 - x_{1.6} y_6 + x_{1.7} y_7 + x_{8.1} y_8)$
та занести їх в таблицю 3. Значення b_0 визначити як середньозважене.

Таблиця 3. Значення коефіцієнтів лінійної моделі				
Назва	b_0	b_1	b_2	b_3
Значення	0,5275	0,0175	0,0275	-0,005

6. Перевіримо адекватність моделі по F -критерію Фішера:

7. Визначимо коефіцієнти дисперсії:

Таблиця 4. Значення коефіцієнтів дисперсії		
Назва	y_{cp}	σ_y^2
Значення	0,5275	0,0028

8. Визначаємо значення параметрів оптимізації за рівнянням регресії:
Отримуємо таблиці 5а, 5б.

Таблиця 5а. Значення коефіцієнтів регресії				
Назва	$y_{1г}$	$y_{2г}$	$y_{3г}$	$y_{4г}$
Значення	0,568	0,533	0,513	0,478

Таблиця 5б. Значення коефіцієнтів регресії				
Назва	$y_{5г}$	$y_{6г}$	$y_{7г}$	$y_{8г}$
Значення	0,5775	0,5425	0,5225	0,4875

9. Отримуємо значення коефіцієнтів регресії і F -критерій Фішера.

Таблиця 6. Значення коэф. регресії і F -критерій Фішера		
Назва	$\sigma_{ад}^2$	F
Значення	0,0006625	0,23

10. Знаходимо F^* - розподілення для рівня значущості $a = 0,05$ із допоміжної таблиці. При $a = 0,05$ $k_1 = f = 4$, $k_2 = n (m - 1) = 8$ ($n = 8$ - число різних дослідів, m - число паралельних дослідів). Паралельних дослідів немає.

11. Визначаємо адекватність рівняння регресії.

Таблиця 7. Виначення адекватності рівняння регресії		
F	<	F^*
0,23		6,04

Висновок. Модель адекватно описує досліджуваний процес в обраних інтервалах варіювання факторів. При неадекватності моделі ($F > F^*$) рекомендується проведення додаткового експерименту.

Рекомендована література

1. Основи нафтогазової справи : підручник / Судаков А.К., Коровяка Є.А., Максимович О.В., Расцветаєв В.О., Дзюбик А.Р., Калюжна Т.М., Войтович А.А., Яворська В.В. ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». - Львів : Сполом, 2023. - 596 с.

2. Основи теорії ймовірностей і математичної статистики : навч. посібник. –Львів : ЛНУ імені Івана Франка, 2020. – 184 с.

3. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія. / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. - 164 с.

4. Теорія ймовірностей та математична статистика: навчальний посібник / О. І. Огірко, Н. В. Галайко. – Львів: ЛьвДУВС, 2017. – 292 с.

ТЕМИ РЕФЕРАТІВ ЗА КУРСОМ «ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ СПОРУ-ДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН»

1. Основні показники і закономірності процесу буріння з точки зору їх оптимізації.
2. Розрахунковий і прогнозуючий методи оптимізації процесу буріння.
3. Оперативний метод оптимізації процесу буріння.
4. Адаптивні методи і система оптимізації процесу буріння за максимумом механічної швидкості.
5. Адаптивні методи і система оптимізації процесу буріння за максимумом рейсової швидкості.
6. Пристрої оперативної оптимізації процесу буріння свердловин.
7. Завдання оптимізації в системі управління процесом буріння і вимоги до системи збору інформації про нього.
8. Критерії оптимальності і методи управління процесом буріння.
9. Інформаційні масиви промислових даних для вирішення завдань оптимізації процесу буріння свердловин.
10. Математико-статистичні методи рішення технологічних завдань оптимізації процесу буріння свердловин.
11. Обґрунтування і постановка технологічних завдань оптимізації процесу буріння свердловин.
12. Моделювання процесу роботи породоруйнівного інструменту і роботи бурильної колони для вирішення завдань оптимізації процесу буріння свердловин.
13. Вплив основних чинників, що визначають оптимальність процесу руйнування порід при бурінні, на динамічні характеристики гірських порід.
14. Вплив конструктивних параметрів долота на оптимальність процесу руйнування вибою свердловини.
15. Інформаційні характеристики системи збору даних для вирішення задач оптимізації процесу буріння свердловин.
16. Параметри і критерії оптимізації бурових робіт та основні шляхи вдосконалення технології буріння свердловин.
17. Методи і засоби дослідження об'єктів, методи планування експерименту та обробки результатів досліджень.
18. Методи і засоби оптимізації, основні напрями розвитку засобів та методів оптимізації.
19. Методи пошуку оптимальних умов і параметрів режиму буріння при управлінні процесом буріння.
20. Характеристика програм інженерного комп'ютерного аналізу для вирішення завдань оптимізації техніки, технології і організації виробничої діяльності.

Рекомендована література

1. Буріння свердловин. Навчальний посібник. Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. - 294 с.

2. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.

3. Основи нафтогазової справи : підручник / Судаков А.К., Коровяка Є.А., Максимович О.В., Расцветаєв В.О., Дзюбик А.Р., Калюжна Т.М., Войтович А.А., Яворська В.В. ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». - Львів : Сполом, 2023. - 596 с.

4. Основи теорії ймовірностей і математичної статистики : навч. посібник. –Львів : ЛНУ імені Івана Франка, 2020. – 184 с.

5. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія. / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. - 164 с.

6. Теорія ймовірностей та математична статистика: навчальний посібник / О. І. Огірко, Н. В. Галайко. – Львів: ЛьвДУВС, 2017. – 292 с.

ПРИКЛАД ПИТАНЬ ДО ЗАЛІКУ ЗА КУРСОМ «ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН»

1. Проектування режимів буріння.
2. Основи математичної статистики: вірогідність.
3. Основи математичної статистики: помилки.
4. Основи математичної статистики: оцінка подій.
5. Основи математичної статистики: облік промахів.
6. Основи математичної статистики: спосіб найменших квадратів.
7. Основи математичної статистики: побудова гістограм.
8. Основи математичної статистики: прямі регресії, регресивний аналіз.
9. Основи математичної статистики: нелінійна кореляція.
10. Основи математичної статистики: відшукування параметрів квадратичної функції.
11. Планування експерименту.
12. Моделювання: принципи підбору матеріалу моделі.
13. Моделювання: правила моделювання, умови подібності.
14. Моделювання: вимірjувальна апаратура.
15. Особливості оптимізації параметрів при різних способах буріння.
16. Основи оптимізації режимів буріння.
17. Оптимізація технології похило-спрямованого буріння для розробки родовищ.
18. Методи математичної статистики і планування експерименту при пошуку оптимальних умов.

Рекомендована література

1. Буріння свердловин. Навчальний посібник. Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаев ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. - 294 с.
2. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г. Технологія розробки нафтових родовищ. [Текст]: навч. посіб. для студ спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик; ХНУМГ ім. О. М. Бекетова; НТУ «ХПІ». - Полтава: ТОВ "Фірма «Техсервіс», 2020. - 243 с.
3. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Бурове і технологічне обладнання. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ - 2000», 2021. - 358 с.
4. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
5. Основи нафтогазової справи : підручник / Судаков А.К., Коровяка Є.А., Максимович О.В., Расцветаев В.О., Дзюбик А.Р., Калюжна Т.М., Войто-

вич А.А., Яворська В.В. ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». - Львів : Сполом, 2023. - 596 с.

6. Основи теорії ймовірностей і математичної статистики : навч. посібник. –Львів : ЛНУ імені Івана Франка, 2020. – 184 с.

7. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія. / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: 2020. - 164 с.

8. Теорія ймовірностей та математична статистика: навчальний посібник / О. І. Огірко, Н. В. Галайко. – Львів: ЛьвДУВС, 2017. – 292 с.

Євгеній Анатолійович Коровяка
Олександр Миколайович Давиденко
Ігнатов Андрій Олександрович

ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Методичні вказівки до практичних занять для студентів спеціальності
185 Нафтогазова інженерія та технології

В редакції авторів

Підписано до друку __. __.2023 Формат 30×42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. Арк. 2,3.
Обл.-вид.арк. 2,3. Тираж 100 пр.. Зам. №__

Підготовлено до публікації
у Національному технічному університеті
«Дніпровська політехніка».
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру
ДК № 1842 від. 11.06.2004.

49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19