

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



ФАКУЛЬТЕТ ПРИРОДНИЧИХ НАУК ТА ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА НАФТОГАЗОВОЇ ІНЖЕНЕРІЇ ТА БУРІННЯ

КОРОТКИЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

З ДИСЦИПЛІНИ

«Інноваційні технології буріння свердловин на нафту і газ»

освітньо-кваліфікаційний рівень – магістр

для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

Дніпро
НТУ «ДП»
2023

Короткий конспект лекцій з дисципліни «Інноваційні технології буріння свердловин на нафту і газ» для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : НТУ «ДП», 2023. – 35 с.

Автори:

Є.А. Коровяка, канд. техн. наук, доц.,

А.О. Ігнатов, 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 самостійного вивчення дисципліни «Інноваційні технології буріння свердловин на нафту і газ» освітньо-професійної програми «Нафтогазова інженерія та технології».

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

Відповідальний за випуск канд. техн. наук, доц., доцент кафедри нафтової інженерії та буріння Расцветаєв В.О.

ЗМІСТ

	Вступ	4
1	Типи нафтових і газових свердловин та основні етапи їх будівництва	6
2	Технологічні принципи застосування ефективного породоруйнівного інструменту та регламент його відпрацювання на вибої свердловини	9
3	Особливості пересувних та колтюбінгових установок в технологічних схемах буріння та обслуговування глибоких нафтових і газових свердловин	13
4	Технології багатостовбурного та горизонтально-направленого буріння нафтових і газових свердловин	21
5	Системи контролю просторового положення траси свердловини та основних технологічних показників процесів буріння	30
6	Методи ефективного розкриття та освоєння продуктивних горизонтів різного генезису	32
	Список літературних джерел	35

Вступ

Корисні копалини мають вирішальне значення для існування і розвитку промислового сектору кожної окремої держави, саме вони, багато в чому, визначають економічну та політичну безпеку. Серед значного різноманіття корисних копалин, провідну позицію займають вуглеводні, які є основою сучасної енергетики.

Родовища вуглеводнів формуються у різноманітних геологічних умовах: на платформах і у геосинкліналях, на суші і у морських акваторіях, у поверхневих товщах та на великих глибинах, в осадових та кристалічних породах. Зазначені особливості генезу вуглеводнів, насамперед нафти і газу, робить пошук, розвідку і експлуатацію їх родовищ складним, трудомістким та дорогим процесом з високим ступенем економічного ризику.

Практика доводить, що подальший прогресивний розвиток нафтогазодобування вимагає неодмінного збільшення обсягів фінансування на поглиблення фундаментальних і прикладних наукових досліджень, на підставі яких можна проводити обґрунтовані пошуково-розвідувальні роботи, геологічна ефективність останніх залежить від достовірності прогнозування нафтогазоносних зон, структур та окремих пасток, у яких зосереджуються скупчення нафти і газу.

Аналіз широкого колу джерел світового досвіду розробки покладів вуглеводнів показує, що типи пошукових об'єктів постійно змінюються, а методика їх геологічних досліджень швидко удосконалюється. Майже донедавна вуглеводні шукали, в переважній кількості випадків, у межах антиклінальних структур, що вивчалися бурінням до 2 - 4 км. Наразі геологорозвідувальні роботи на нафту і газ проводять на великих (понад 6 км) глибинах і не лише в осадових басейнах, а й у кристалічних докембрійських породах, як на суші, так і у морських акваторіях. Провідним геофізичним методом пошуків і розвідування скупчень вуглеводнів є сейсморозвідка.

Необхідно зазначити і те, що останнім часом у світі успішно розробляють принципово нові родовища газу – газу «щільних колекторів», який знаходиться у сланцях, алевролітах, дрібнозернистих пісковиках («сланцевий» та «центрально-басейновий» газ).

Сланцевий газ, як і газ щільних порід та метан вугільних пластів, є видом природнього газу, який переважно складається з метану і залягає в

сланцевих пластах на значних глибинах. Його специфічною характеристикою є особливості видобутку. Сланець – це осадова гірська порода, сформована внаслідок ущільнення глини та інших дрібнозернистих порід. Таке походження ускладнює добування, оскільки сланцева порода ламка і не пропускає воду. Тому використовується технологія гідравлічного розриву пластів, відома як крекінг – глибинне буріння (зазвичай 1500 - 1600 м) у вертикальному та горизонтальному напрямках і закачування в утворену свердловину суміші води з гранульованою речовиною під високим тиском, що спричиняє утворення тріщин у сланцевій породі, через які газ надходить у бурову свердловину.

Залучаються до видобутку також так звані «нетрадиційні» джерела вуглеводнів.

Для ефективної розробки нафтових, газових та газоконденсатних родовищ необхідно володіти не тільки загальними відомостями про геометричні розміри (площа та потужність) продуктивних пластів в умовах залягання, але й детальними даними про їх структуру, колекторські властивості та ступінь нафтогазонасичення та нафтогазовилучення.

Не викликає жодного сумніву, що всі теоретичні й прикладні роботи в області нафтогазовидобування повинні базуватися на методичних прийомах різних геологічних та технічних наук – історичної та структурної геології, геотектоніки, геофізики, геохімії, гідрогеології, техніки й технології спорудження свердловин, похило-спрямованому бурінні та багатьох інших.

1. Типи нафтових і газових свердловин та основні етапи їх будівництва

Бутова свердловина – це гірська виробка циліндрової (або циліндрово-ступінчастої) форми, що має велику глибину при порівняно невеликому поперечному перетині. Елементами свердловини є: гирло – початок свердловини, який може виходити на земну поверхню; забій свердловини – кінець виробки, що переміщується в процесі проходки; стінки – бічна циліндрова поверхня свердловини. Глибина свердловини – відстань від гирла до забою по осі свердловини. Діаметри свердловини: початковий, проміжні і кінцевий. Початковий – це діаметр, яким свердловина забурена; кінцевий – яким свердловина закінчується.

Під конструкцією свердловини розуміють схему її будови, яка включає сукупність даних про: кількість обсадних колон, інтервали їх спуску, діаметри обсадних колон і доліт для буріння стовбура свердловини під кожною колоною, інтервали цементування обсадних колон. Конструкція свердловини складається з декількох концентрично розміщених одна в іншій обсадних колон, кожна з яких має своє призначення залежно від гірничо-геологічних умов розбурюваного розрізу.

При глибокому нафтогазовому бурінні прийнято застосовувати наступні типи обсадних колон. Направляюча колона (шахтний напрямок) – слугує для завдання свердловини проектного напрямку або попередження відхилення від вертикального, закріплення устя свердловини та охорони його від розмивання. Кондукторна колона – встановлюється для закріплення нестійких, вивітрених, водоносних порід, що залягають у верхній частині розрізу. Колони труб, що встановлюються між кондуктором і експлуатаційною колоною, призначені для перекриття нестійких порід, які залягають на значній глибині, ізоляції продуктивних горизонтів, розміщених набагато вище від проектною глибини, ізоляції зон можливих ускладнень та для інших цілей називають проміжними.

Проміжна колона може бути відсутня чи може бути одна і більше. Колона труб, яка призначена не лише для закріплення стінок свердловини та ізоляції нафтогазоводонесних горизонтів, а також є каналом для транспортування з продуктивного пласта рідини, газу або закачування в пласт рідини або газу, називається експлуатаційною.

Під час проектування конструкції свердловини додержуються такої послідовності: встановлюють кількість обсадних колон та глибини їх спуску; обирають типи обсадних колон; призначають діаметри обсадних колон та доліт для буріння під кожен колону; обирають інтервали тампонування кожної обсадної колони.

Для встановлення кількості обсадних колон та глибини їх спуску спершу будують суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску та тиску гідророзриву за глибиною свердловини. На його основі проектується перший орієнтовний варіант конструкції свердловини. Кінцевий варіант рішення про кількість обсадних колон і глибину їх спуску приймається після аналізу геолого-технічних умов буріння з урахуванням можливих ускладнень, досвіду спорудження свердловин на даному родовищі.

Число обсадних колон і можливі глибини їх спуску залежать від кількості інтервалів, несумісних за умовами буріння, визначуваних по графіку поєднаних тисків (графіку зміни коефіцієнтів аномальності пластових тисків і індексів тисків початку поглинання).

При виборі числа обсадних колон необхідно враховувати стійкість гірських порід і необхідність перекриття порід. Важливо пам'ятати про наявність флюїдів, агресивних по відношенню до промивальних рідин, обсадних труб і тампонажних матеріалів.

Інтервали цементування обсадних колон визначаються у відповідності правилами безпеки в нафтовій і газовій промисловості.

Цикл споруджування свердловини починається з підготовки майданчика під бурову і закінчується демонтажем бурового устаткування, перевезенням

його на нову точку і рекультивацією земельної ділянки.

Усі види робіт, які входять у цикл споруджування свердловини, поділяються на: підготовчі роботи до монтажу бурового обладнання; монтаж бурового обладнання (встановлення фундаментів і блоків обладнання на них, обв'язка обладнання, захист вишки та обладнання, встановлення ємкостей і побутових приміщень); підготовчі роботи до буріння свердловини (встановлення напрямлення; оснащення талевої системи; буріння під шурф і встановлення в ньому труби; монтаж і випробування засобів малої механізації, що прискорюють і полегшують процес виконання робіт; приєднання бурового шланга до вертлюга і стояка; підвішування машинних ключів; перевірка приладів; центрування вишки, перевірка горизонтальності ротора); буріння свердловини, кріплення її стінок обсадними колонами і розмежування пластів; вторинне розкриття продуктивного пласта (при перекритому колоною пласті), випробування, освоєння і здача свердловини в експлуатацію; демонтаж бурового обладнання; перевезення обладнання на нову точку.

Головний привід бурового верстата використовується для спуско-підйомних операцій (СПО), обертання бурильної колони з долотом за допомогою ротора при поглибленні свердловини, для приводу бурових насосів.

Бурова вежа забезпечує спуск і підйом обладнання для буріння, кріплення і випробування свердловини. Підвежава основа служить опорою для бурової вежі.

Обладнання для СПО складається з лебідки, талевої системи і талевого канату. Це обладнання використовується для піднімання і опускання обладнання в свердловину.

Бурові насоси забезпечують циркуляцію бурового розчину через бурильні труби до вибою свердловини з метою виносу вибуреної породи на поверхню, забезпечення стійкості стінок стовбура свердловини, створення протитиску на напірні горизонти, охолодження долота, руйнування гірських порід, приводу вибійного обладнання.

Противикидне обладнання (превентори) встановлюється на гирлі свердловини і призначене для перекриття устя при нафтоводопроявленнях.

Спорудження свердловини складається з таких основних етапів, а саме: облаштування бурового майданчика; буріння; кріплення стовбура свердловини обсадними колонами і їх цементування; випробування свердловини на наявність промислового припливу нафти.

Випробування свердловин включає в себе перфорацію експлуатаційної колони навпроти продуктивного горизонту, виклик припливу продукції методом зниження протитиску на пласт і операції з освоєння.

Вказаний комплекс обладнання та привезених споруд компактно розміщується на майданчику бурової, покриття якого передбачається здійснити залізобетонними плитами. На покритій залізобетонними плитами частині майданчика окрім основного та допоміжного бурового обладнання розташовуються службові і побутові приміщення. Інша частина майданчика, яка не покривається залізобетонними плитами, використовується для спорудження гідроізольованих шламових амбарів, для розміщення кагатів родючого та мінерального ґрунтів, водної свердловини з зоною санітарної охорони (ЗСО) та інших потреб.

2. Технологічні принципи застосування ефективного породоруйнівного інструменту та регламент його відпрацювання на вибої свердловини

Той інструмент, що використовують при бурінні свердловин, називають буровим. За призначенням він поділяється на технологічний, допоміжний, аварійний і спеціальний.

До технологічного відносять інструмент, за допомогою якого безпосередньо відбувається поглиблення свердловини. Набір технологічного інструменту, з'єданого у визначеній послідовності, що дає можливість виконувати зазначені операції, називається буровим снарядом. Склад снаряда залежить від способу буріння, однак у будь-

якому випадку він містить породоруйнівний інструмент, що передає на вибій зовнішні механічні навантаження.

Основна частина породоруйнівного інструменту – його робочі елементи, що безпосередньо контактують з вибієм і руйнують породу. В якості робочих елементів зазначеного інструменту використовуються матеріали, що мають високу твердість: алмазні зерна, пластинки твердого сплаву, синтетичні надтверді матеріали тощо. Інші елементи бурового снаряда в сукупності являють собою проміжну ланку, через яку від бурової установки передаються зовнішні навантаження на породоруйнівний інструмент.

Допоміжний інструмент призначений для проведення спуско-підіймальних операцій (ключі, елеватори, труботримачі, обсадні колони), а також для підвищення ефективності буріння шляхом гасіння вібрацій і ударів (демпфери, амортизатори, віброгасники).

Аварійний інструмент слугує для запобігання (шламоуловлювачі, протиприхоплювальні перехідники та ін.) і ліквідації аварій (ловильний інструмент, фрезери та ін.).

Спеціальний інструмент використовують для проведення деяких робіт у свердловинах, наприклад: при штучному викривленні стовбура свердловини, при виконанні тампонування та ін.

Аналіз практики спорудження глибоких нафтогазових свердловин доводить, що значний об'єм робіт з руйнування гірського масиву здійснюється за допомогою саме шарошкових доліт та їх найбільш розповсюдженої компоновальної схеми – тришарошкової.

Шарошкове долото, за багатьма параметрами, є найскладнішим породоруйнівним інструментом. Тришарошкове долото являє собою тверду нероз'ємну конструкцію, що складається або з трьох, зварених між собою секцій (безкорпусні долота), або з цільного литого корпусу, до якого приварюються секції (корпусні долота). Секція, у свою чергу,

складається з лапи, на цапфі якої змонтована на підшипниках шарошка.

Основним робочим органом долота є шарошка – сталева конусоподібна деталь, вільно посаджена на цапфі яка несе на своїй поверхні індентори – зуби (зубки, штирі). За формою шарошки бувають одноконусні (що складаються з основного і зворотного конусів) і багатоконусні, що мають ще один або два додаткових конуси, що розташовуються між основним і зворотним конусами.

Зворотний конус шарошки звернений до стінки свердловини. У плані шарошки розміщуються зі зсувом осей щодо осі долота. Величина зсуву називається коефіцієнтом проковзування і в залежності від типорозміру долота коливається від 0 до 10 мм. Чим більше величина зсуву і більше число конусів, тим більше зуби шарошки прослизують по вибію.

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться у такий спосіб: за механічними і абразивними властивостями гірських порід або за промисловими даними конкретного родовища.

Для буріння м'яких порід застосовуються долота з багатоконусними шарошками і максимальною величиною зсуву. Чим твердіше порода, тим більше форма шарошки повинна наближатися до одноконусної і тем менше повинна бути величина зсуву. У того самого долота шарошки розрізняються по виду. Нумерація шарошок ведеться в порядку від найвищої до самої короткої, що має форму усіченого конуса. Зуби на шарощі розташовуються вінцями. Вінець, розташований у підставі шарошки називається периферійним.

Під озброєнням шарошок розуміють геометричну форму і розташування зубів на шарощі. У межах вінців, озброєння характеризується наступними параметрами: крок зубів; висота зуба; довжина зуба; кут при вершині. Для підвищення зносостійкості, сталеві зуби периферійних і внутрішніх вінців наплавляють зерновим твердим сплавом. Крім сталевих зубів, виконаних з того ж матеріалу, що і

шарошка, як озброєння усе ширше застосовуються твердосплавні зубки з напівсферичною або клиноподібною робочою частиною.

Долота за шарошковим виконанням охоплюють усі типи гірських порід (табл. 2.3): від м'яких до особливо міцних. Вони випускаються під шифрами М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК. Долота типу М, МС, С, СТ, Т випускаються зі сталевими зубами. При цьому зі збільшенням твердості порід зменшується висота зуба і крок, збільшується кут пригостріння і кількість зубів. Для абразивних порід застосовуються долота МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ. Тут шарошки озброєні твердосплавними зубками з клиноподібною вершиною. Долота типу ТК мають комбіноване озброєння – сталеві зуби і твердосплавні зубки з напівсферичною вершиною. Для міцних і дуже міцних порід застосовують долота К и ОК, озброєні зубками з напівсферичною вершиною.

Останнім часом спостерігається стійка тенденція постійного збільшення об'ємів буріння із застосуванням доліт з озброєнням у вигляді спеціальних алмазно-твердосплавних пластин (долота типу PDC), проте існує доволі значне протиріччя між показниками роботи останніх у породах м'яких, пластичних і породах пластично-крихких середньої твердості та твердих, що пов'язано із інтенсивним зношуванням озброєння. З огляду на зазначене, в роботі представлено режимно-технологічні параметри процесу буріння із застосуванням доліт типу PDC та шарошкових.

Долота типу PDC відносяться до технологічно нового покоління доліт, різальні лопаті яких посилені полікристалічними алмазними різцями. Вони руйнують породу стираюче-різальною дією на відміну від руйнування породи шарошковими долотами дроблячче-сколюючого типу.

Нині курс розвитку виробництва PDC доліт спрямований на їх адаптацію до умов використання в гірських породах середніх і вище середніх за твердістю. Виробники доліт, армованих пластинами PDC, пропонують різні конструктивні рішення, основне призначення яких – зниження рівня вібрації на

долоті.

3. Особливості пересувних та колтбюінгових установок в технологічних схемах буріння та обслуговування глибоких нафтових і газових свердловин

Ідея використання колони гнучких труб є принципово новим напрямом в техніці будівництва свердловин. При цьому не сама пропозиція із застосування однієї суцільної безперервної колони замість зібраної з окремих труб є новаторською, а реалізація схем працездатного устаткування в підземних умовах.

Уперше масове використання гнучких труб великої довжини було здійснене при проведенні операції по форсуванню Ла-Маншу при висадці союзних військ у Франції під час Другої Світової Війни. Для забезпечення постачання військ паливом було розгорнуто 23 нитки трубопроводів по дну протоки: 6 трубопроводів були сталевими з внутрішнім діаметром 76,2 мм, а інші мали композиційну конструкцію - усередині шар зі свинцю, зовні сталеве обплетення. Укладання сталевих трубопроводів проводили з плавучих котушок діаметром близько 12 м. На них були намотані секції трубопроводів завдовжки 1220 м. Кожна секція, у свою чергу, складалася зі зварених між собою по торцях труб завдовжки 6,1 м.

Подібна технологія була покладена в основу виготовлення колон гнучких безперервних труб в початковий період проведення робіт на промислах. Уперше це здійснила компанія "Creat Lakes Steel Co" (США) у 1962 р. Труби діаметром 33,4 мм з товщиною стінки 4,4 мм зварювали в атмосфері інертного газу по торцях з 15 секцій. Виготовлену трубу намотували на котушку з діаметром сердечника 2,7 м.

Робота з безперервною колоною сталевих труб ускладнена тим, що, як відомо, діюча напруга не повинна перевищувати межі пружності. Якщо ж ця умова не дотримується, то ні про яку міцність при статичних або циклічних

навантаженнях говорити не доводиться.

Реалізація схем працездатного устаткування стала можливою тільки після рішення двох технічних завдань: це створення колон гнучких труб, що мають досить високу циклічну міцність навіть за межами пружності, і промислового устаткування, що забезпечує спуск і підйом такої колони у свердловину, а також виконання усіх необхідних технологічних операцій. В результаті рішення цих завдань з'явилася нова технологія проведення бурових робіт. Причому мається на увазі нова технологія виконання не спуско-підймальних операцій, а усього комплексу робіт. До них відносяться підготовка устаткування, виконання операцій буріння свердловини і згортання комплексу устаткування.

Технологію створення гнучких труб увесь час удосконалювали і відпрацьовували, але тільки до кінця 70-х років минулого століття їх якість стала відповідати вимогам, необхідним для проведення робіт на нафтопромислах.

Паралельно фахівці Канади створювали гнучкі труби для буріння свердловин. До 1976 р. фірмою "Flex Tube Service Ltd" була виготовлена і використана при проведенні бурових робіт гнучка колона із сталі діаметром 60,3 мм, яка намотувалася на котушку з діаметром сердечника близько 4 м і складалася із зварених по торцях 12-метрових труб.

Незабаром фахівці цієї ж фірми виготовили колону бурильних труб діаметром 60,3 з алюмінію. Роботи із створення труб подібної конструкції були припинені через їх низьку міцність, за якої спуск на глибину колони можливий лише до 900 м.

Основна увага виготівників труб була зосереджена на відпрацюванні технології, яка могла би забезпечити як можна велику довжину окремих секцій і таким чином скоротити число поперечних стиків, а також на вдосконаленні конструкції самого стику.

До 1983 р. завдяки використанню заготівель стрічки з Японії фахівцям фірми "Quality Tubing Inc." (США) вдалося збільшити довжину секцій до 900 м.

Стики окремих складових колони труб виконували ще до потрапляння стрічки в трубогибочну машину, що дозволило істотно підвищити якість труб. При цьому зовнішній діаметр останніх був збільшений до 89 мм.

До 1991 р. глибина спуску колони гнучких труб (КГТ) збільшилася до 5200 м, а в 1995 р. був початий випуск труб із зовнішнім діаметром 114,3 мм.

У 1997 році компанія "Fleet Coil Technologies", що є підрозділом "Plains Energy Services Ltd", здійснювала спорудження свердловин в Канаді з використанням колони гнучких труб і відповідного устаткування (зібраного в США) в промислових масштабах. За такою технологією вдалося пробурити більше 200 свердловин за перший рік роботи.

До 2000 року використання колони гнучких труб стало повністю комерційним способом видобування вуглеводнів на малих глибинах. Відтоді кількість нових свердловин, пробурених з використанням КГТ, тільки в Канаді зросло з декількох сотень до декількох тисяч в рік. Фактично така технологія докорінно змінила ринок буріння на невеликих глибинах. Тепер на комерційній основі його застосовують практично по всьому світу.

Нині кількість установок з КГТ оцінюється більш ніж в одну тисячу, приблизно половина з яких працює в Північній Америці, у тому числі на Алясці. Є значний досвід використання КГТ і в Україні.

Світовий досвід застосування колон гнучких труб налічує вже декілька десятків років, і, звичайно, за цей час були виявлені і неодноразово підтверджувалися на практиці переваги використання цієї технології проведення робіт в порівнянні з традиційною. До них відносяться:

- 1) забезпечення герметичності гирла свердловини на усіх етапах виконання внутрішньосвердловинних операцій, починаючи з підготовки комплексу ремонтного устаткування, і аж до його згортання;

- 2) можливість здійснення робіт в нафтових і газових свердловинах без їх попереднього глушення;

- 3) відсутність необхідності освоєння і виклику припливу свердловин, в

яких виконувалися роботи з використанням колони гнучких труб;

4) безпека проведення спуско-підіймальних операцій, оскільки в даному випадку не треба здійснювати згвинчення і розгвинчування різьбових з'єднань і переміщати насосно-компресорні труби на містки;

5) значне поліпшення умов праці працівників бригад підземного ремонту при виконанні усього комплексу операцій;

6) скорочення часу при спуску і підйомі внутрішньосвердловинного устаткування на проектну глибину;

7) забезпечення можливості буріння, спуску забійних інструментів і приладів, а також виконання операцій підземного ремонту в горизонтальних і сильно викривлених свердловинах;

8) дотримання якнайповніших вимог в області екології при проведенні усіх операцій з ремонту і бурінню свердловин, зокрема, за рахунок менших розмірів комплексів устаткування для цих цілей в порівнянні з традиційними;

9) істотний економічний ефект в результаті застосування колон гнучких труб як при ремонті, так і при проведенні бурових робіт.

Термін «буріння з використанням колони гнучких труб» має на увазі під собою сукупність довговічних колон гнучких труб, комплексу наземного устаткування, що складається власне з бурового агрегату (що забезпечує спуско-підіймальні операції з колоною КГТ), а також включає буровий насос, компресори для нагнітання інертного газу або бустерну установку, генератор інертного газу, нагрівач технологічної рідини, гирловий дросельний пристрій і гирлове устаткування, що містить, зокрема, противикидне устаткування.

До складу внутрішньосвердловинного устаткування можуть входити різні насадки, породоруйнівний інструмент, пакери, різальний інструмент, відхилювачі і забійні двигуни. До приладового забезпечення відносяться устаткування для каротажу, дослідження свердловини, зокрема для проведення інклінометрії тощо.

Роль технології з використанням КГТ як сукупності нової техніки, що

реалізує нові підходи до практики спорудження свердловин, важко переоцінити. Якщо за традиційних технологій технічні можливості машин, в основному, визначали режими робіт, то КГТ дозволяє забезпечити умови раціональної експлуатації родовища, оптимальні режими розкриття, освоєння, експлуатації і капітального ремонту.

Подібні завдання ставилися і частково вирішувалися в бурінні і з використанням традиційних конструкцій колон, але тільки в повному об'ємі вони можуть бути вирішені зараз. Це відноситься і до буріння, і до виконання робіт по капітальному ремонту свердловин. До теперішнього часу усі поточні технічні проблеми з наземним устаткуванням в основному вирішені і йде відпрацювання і вдосконалення конструкцій з поліпшеними параметрами. Переконливо можна стверджувати те, що класична схема реалізації вказаної технології може бути використана на установках, які працюють з трубами завдовжки 3000 м і діаметром до 89 мм. Ці параметри відповідають навантаженню в точці підвісу штанг близько 880 кН. Основною перешкодою для збільшення довжини колони гнучких труб (при цьому діаметрі) є габаритні розміри барабана для їх намотування. Природно, що йде процес пошуку і інших конструктивних рішень, що відрізняються від існуючих і стали класичними. Зокрема, застосовуються інжектор з одним дворядним ланцюгом з шарнірними плашками, інжектори, що виконуються у вигляді шківів, а також здвоєні («двоповерхові»). Ці факти говорять тільки про те, що на фоні об'ємів промислового використання, що усе більш розширюються, йде вдосконалення окремих елементів - процес, характерний для будь-якої технології, що розвивається. На сьогодні монополія в області розробки і виготовлення устаткування з КГТ належить в основному американським і канадським компаніям.

Особливістю установок з КГТ, незалежно від того, чи агрегат це для ремонту свердловин або бурова установка, є єдина структура устаткування. Природно, що у міру збільшення діаметрів КГТ, вживаних для ремонту і

буріння свердловин, конструктивне виконання окремих блоків видозмінюється, зберігаючи одні і ті ж принципи дії. Як відомо, основними і найбільш складними вузлами агрегатів з КГТ є: інжектор, барабан для колони гнучких труб і пристрої для обладнання гирла свердловини. Усі інші елементи - транспортна база, рама, щогла, силова установка, системи гідро- або електроприводу, управління агрегатами не мають нічого принципово нового і досить широко використовуються в класичних способах буріння і капітального ремонту свердловин. До теперішнього часу створений доволі широкий спектр серійних інжекторів з тяговими зусиллями до 400 кН і швидкістю переміщення труб до 1 м/с. Розроблені барабани для колони гнучких труб, що вміщують до 5000 м труб. Широко використовуються пристрої для ущільнення колони гнучких труб і противикидне устаткування для виконання робіт з капітального ремонту свердловин. Крім того, розроблені і апробовані комплекси гирлового устаткування для буріння свердловин, що забезпечують спуск у свердловину під тиском багатометрових забійних компоновань. Нарешті, найголовніший елемент технології - колона гнучких труб діаметром до 89 мм для буріння і ремонту свердловин освоєна виробництвом. Основні напрями, на яких нині зосереджена увага розробників - створення елементів внутрішньосвердловинних компоновань і подальше вдосконалення бурових установок нового типу, заснованих на застосуванні сукупності нових і традиційних технологій буріння. Устаткування, що розробляється, повинне забезпечувати безпечний спуск і підйом КГТ через колону ліфтових труб і ефективне функціонування при проведенні внутрішньосвердловинних операцій. Передусім, це пакери для виконання селективної обробки пласта, кислотної обробки, гідравлічного розриву пласта. Спеціалізований породоруйнівний інструмент - долота з висувними різальними елементами, розширювачі, труборізи і перфатори. Усе це устаткування об'єднує одну загальну вимогу до нього - воно повинне транспортуватися в робочу зону свердловини по колоні ліфтових труб, маючи мінімальні діаметральні

транспортні габарити, після чого приймати робоче положення в експлуатаційній колоні, а після завершення робіт складатися для витягання зі свердловини. Також є розробки ловильного інструменту, що забезпечує витягання зі свердловини фрагментів устаткування при невеликих зусиллях. До найбільш простих інструментів відносяться насадки різного роду, використовувані при руйнуванні пробок, очищенні забою від піску тощо.

Разом з тим слід зазначити, що основним недоліком у вдосконаленні даної технології є відсутність системного підходу, а саме створення тільки агрегату для проведення спуско-підймальних операцій з колоною гнучких труб без усього іншого устаткування, яке повинне входити в цей комплекс.

Характерною особливістю процесу вдосконалення технології використання КГТ є те, що освоєння цієї номенклатури устаткування йде вищими темпами, ніж в цілому усієї групи машин та механізмів для обслуговування свердловин в цілому. Зараз можна сказати, що устаткування нафтопромислу, що реалізовує традиційні технології, підійшло дуже близько до межі своєї досконалості, а устаткування для реалізації технологій з використанням КГТ є «проривом», що забезпечує різке підвищення ефективності процесів ремонту і буріння свердловин, особливо при проведенні робіт на родовищах із складними географічними і кліматичними умовами, наприклад, в Мексиканській затоці, Канаді, Північному морі, на Алясці і узбережжі Льодовитого океану.

Оскільки в комплекс КГТ не входять щогли або вишки, що є необхідною складовою традиційного устаткування нафтопромислу, його зручно застосовувати на морських платформах і різних естакадах з обмеженими розмірами робочих майданчиків.

Природно, що за допомогою даного комплексу ще в певній частині не досягнуті параметри і режими робіт, які забезпечує традиційне устаткування. Проте переваги КГТ і нові технічні рішення дозволяють постійно розширювати сферу застосування цього устаткування і підвищувати ефективність ведення

робіт. Наприклад, використання колони гнучких труб внесло радикальні позитивні зміни до практики буріння нафтових і газових свердловин, особливо при їх закінченні, а також в технологію виконання каротажних досліджень, робіт по розкриттю пласта в сильно викривлених і горизонтальних свердловинах.

При розбурюванні і експлуатації морських родовищ використання КГТ особливо ефективно.

Установки з КГТ можуть бути ефективно застосовані практично при усіх способах розкриття родовищ і особливо при бурінні похило-спрямованих свердловин, які найбільш прийнятні при відпрацюванні малопотужних покладів, оскільки дозволяють відпрацювати великі запаси. Крім того, за їх допомогою можна виконувати ряд найважливіших технологічних операцій при проведенні гірничих робіт:

- управляти гірським тиском шляхом розвантаження гірського масиву від граничної напруги за допомогою по-різному орієнтованих стовбурів свердловин, пробурених з поверхні або з підземних виробок;
- розвантажувати гірський масив від водогазових скупчень з організацією при необхідності їх видобутку (наприклад, газу при розробці вугільних родовищ);
- проводити операції зі зниження міцності гірських порід продуктивних пластів в комплексі з фізико-хімічними методами;
- формувати в продуктивних пластах фільтраційні канали і у поєднанні з фізичними методами значно збільшувати наведену і додаткову проникність;
- проводити збійку свердловин при організації робіт з підземної газифікації, підземного розчинення і вилуговування;
- управляти технологічним процесом (від руйнування порід до транспортування пульпи) при свердловинному гідровидобутку, зокрема, управляти роботою струменя гідромонітора на забої, регулювати і

підтримувати задану відстань насадки гідромонітора до забою в процесі відпрацювання очисних камер, змінювати напрям дії струменя, відпрацьовувати пласти на великих відстанях (до 2 км і більш) від свердловини тощо.

Слід зазначити і недоліки, властиві даній техніці. До них, зокрема, відносяться: а) мимовільне і неконтрольоване скручування КГТ; б) неможливість примусового прокручування КГТ; в) обмежена довжина труб, намотаних на барабан; г) складність ремонту КГТ в промислових умовах. д) відсутність високопродуктивного забійного породоруйнівного інструмента та механізмів і схем реалізації на ньому потрібних осьових навантажень.

В той же час така технологія не відмінює переваг класичних технологій спорудження свердловин, а у ряді областей не може бути в принципі реалізована. Наявність устаткування для роботи з колоною гнучких труб не виключає застосування агрегатів підземного ремонту свердловин, підйомників і іншого існуючого устаткування нафтопромислу. Воно доповнює його і у ряді випадків примножує досі не реалізовані можливості.

В той же час сфера застосування описуваних технологій постійно розширюється. Зараз у фахівців, що працюють над створенням і вдосконаленням устаткування, існує думка, що в найближчому часі технології КГТ повністю запанує в ремонті свердловин. Припускають, що найближчим часом за допомогою установок з КГТ буде виконуватися більше половини усіх підземних ремонтів свердловин.

4. Технології багатостовбурного та горизонтально-направленого буріння нафтових і газових свердловин

Багатовибійне буріння застосовується з метою підвищення ефективності бурових робіт під час розвідки і видобування корисних копалин, що досягається за рахунок збільшення частки корисної протяжності стовбурів

свердловин. При розробці нафтових родовищ багатовибійне буріння може бути розгалужено-горизонтальним бурінням.

Багатовибійне буріння доцільне в порівняно стійких продуктивних пластах товщиною 20 м і більше, наприклад, в монолітних або з прошарками глин і сланців нафтоносних пісковиках, вапняках і доломітах, при глибинах 1500 - 2500 м, при відсутності газової шапки і аномально високих пластових тисків. Багатовибійне буріння зменшує необхідну кількість звичайних свердловин завдяки збільшенню дренажної поверхні продуктивного пласта. Вперше багатовибійне буріння здійснено в США (1930).

У практиці багатовибійного буріння застосовуються дві послідовності забурювання додаткових стовбурів: «зверху-вниз» і «знизу-вверх». При забурюванні «зверху-вниз» бурові роботи йдуть у напрямку від вивченого об'єкта до невідомого. Такий порядок робіт дає змогу своєчасно припинити буріння, наприклад, у випадку виклинювання продуктивного пласта, і навпаки, продовжити буріння нижче проектної глибини, наприклад, у випадку несподіваного виявлення корисної копалини. Тому забурювання «зверху-вниз» застосовується при пошуках і розвідці родовищ, які мають складну будову зон залягання корисної копалини, змінну товщину, круте падіння пласта, значну протяжність по глибині, нерівномірний вміст корисних копалин. Послідовність проходження додаткових стовбурів «знизу-вверх» найдоцільніше використовувати при проведенні бурових робіт по згущенню розвідувальної сітки, наприклад, при роботах з уточнення категорійності запасів корисних копалин.

Розкриття нафтових пластів багатовибійними свердловинами дає змогу збільшити дебіти нафтових свердловин за рахунок збільшення поверхні фільтрації; збільшити нафтовилучення із пласта; ввести в промислову розробку малодебітні родовища з низькою проникністю колектора або високов'язкою нафтою; підвищити приймальність нагнітальних свердловин, підвищити точність проведення протифонтанних свердловин за рахунок перебурювання

тільки її нижніх інтервалів у випадку непопадання першим стовбуром. Експлуатуються свердловини з 5 - 10 відгалуженими стовбурами довжиною по 150 - 300 м і більше кожний. Завдяки цьому приплив нафти на першому етапі експлуатації в декілька разів більший, ніж до звичайних свердловин. За допомогою багатовибійного буріння успішно проведено десятки свердловин на нафту, розробляється і впроваджується багатовибійне буріння глибоких горизонтальних свердловин великої протяжності (декілька км).

На даному етапі розвитку нафтогазовидобувної галузі спостерігається стійка тенденція, без перебільшення, стрімкої зміни геологічних і техніко-технологічних умов буріння свердловин, що є результатом збільшення середньої глибини залягання продуктивних пластів, і, як наслідок, ускладнення термобаричних умов. Враховуючи те, що буріння свердловин - це досить капіталомісткий процес, який може супроводжуватися виникненням небезпечних ускладнень і навіть аварій, неприпустимо допускати втрачання такої споруди через невірні інженерні рішення на всіх етапах операцій з проектування і спорудження. Завданням спорудження свердловини є з'єднання продуктивного пласта з денною поверхнею герметичним, міцним і довговічним експлуатаційним каналом при мінімальних витратах. Серед прогресивних інженерних прийомів досягнення поставленого завдання, особливої уваги заслуговує направлене буріння - технічна система, що включає комплекси методів, технологій, апаратних і технічних засобів, покликаних вирішувати проблему спорудження свердловин в заданому напрямі - вивіреною траєкторією, а забій приводити в задану проектом точку з урахуванням можливих допустимих відхилень.

Завдання, що вирішуються при застосуванні методів і прийомів направленого буріння, досить різноманітні, та основними є такі: визначення і уточнення елементів залягання гірських порід і продуктивних покладів; ефективне керування траєкторіями стовбурів свердловин при будь-якій їх просторовій орієнтації (вертикальні, горизонтальні, такі, що повстають), у тому

числі для перетину покладів із заданим кутом зустрічі; реалізація багатостовбурного і кушового буріння; виведення свердловини в заданий проєктом інтервал при її значному природному викривленні, шляхом коригування траєкторії свердловини відпилювачами; повторний перетин покладу при його пропуску або незадовільному виході керна; обхід місць складних аварій у свердловині додатковим стовбуром; зниження інтенсивності природного викривлення шляхом застосування технічних засобів і технологій стабілізації напряду свердловини; буріння вертикально-горизонтальних свердловин у вугільні пласти з метою їх дегазації; буріння бічних похилих свердловин для ліквідації пожеж у свердловинах; буріння вертикально-горизонтальних, розгалужених складнопрофільних експлуатаційних свердловин з розташуванням горизонтальних і складнопрофільних ділянок стовбура в межах нафтогазоносних колекторів для підвищення нафтогазовіддачі і дебіту.

У практиці нафтогазової справи прийоми направленої буріння більш відомі під терміном «похило-спрямованого буріння», що широко використовується в сучасних системах розробки вуглеводневих покладів. Як правило, вісь або траса свердловини це просторова крива, що від устя свердловини має вертикальну спрямованість, а у подальшому, в міру дії тих або інших чинників, набуває складної орієнтації – отримує викривлення.

Похила свердловина характеризується довжиною стовбура, зенітним кутом θ , азимутним кутом α . Кожна точка осі свердловини визначається її поточними координатами відносно устя, зенітним і азимутним кутами і кривизною. Глибина свердловини по вертикалі - відстань OA від устя до горизонтальної площини, що проходить через забій свердловини, або деяку поточну точку стовбура. Зенітний кут θ - кут між дотичною до осі стовбура в даній точці і вертикаллю, що проходить через цю точку. Кут нахилу η - кут між віссю свердловини або дотичної до неї в даній точці і горизонтальною проєкцією осі на площину, що проходить через цю точку. Азимутний кут α -

кут між апсидальною і меридіональною площинами. Аpsидальною називається вертикальна площина, що проходить через дотичну до осі стовбура свердловини. Азимутний кут обчислюється в горизонтальній площині від прийнятого початку відліку (на північ) до напрямку горизонтальної проекції осі стовбура свердловини за ходом годинникової стрілки. Залежно від прийнятого початку відліку азимутний кут може бути істинним (географічний меридіан), магнітним (магнітний меридіан) або умовним (реперним). Профіль свердловини - проекція осі свердловини на вертикальну площину, що проходить через її устя і забій.

Оцінка сумарного ефекту від зміни zenітного і азимутного кутів між двома точками стовбура свердловини, може бути здійснена на підставі обрахування куту просторового викривлення ψ .

Прийнято, у відповідності до характеру просторового положення, розрізняти наступні типи свердловин: 1) вертикальні - свердловини із zenітним кутом, що не перевищує 3° ; 2) похило спрямовані - свердловини, траєкторія яких не має ділянок із zenітним кутом, що перевершує 60° ; 3) горизонтальні - свердловини із zenітним кутом 60° і більше.

Профілі свердловин класифікують по кількості інтервалів стовбура. За інтервал береться ділянка свердловини з незмінною інтенсивністю викривлення. При проектуванні профілю призначається особлива точка, в яку повинна привести траєкторія свердловини, що розраховується. При реалізації профілю свердловини потрапити в особливу точку практично неможливо, тому задається допустима область місцезнаходження фактичного забою свердловини - об'єкт буріння, як правило, об'єкти буріння задаються в плані кругом, радіус якого приймається залежно від мінімальної відстані між сусідніми рядами або свердловинами по сітці розробки родовища і проектною або фактичною глибини по стовбуру до проектною точки. Радіус круга допуску - допустиме відхилення забою свердловини від проектного. Як правило, круг допуску задається на глибині покрівлі продуктивного пласта. Профіль свердловини проектується так,

щоб при мінімальних матеріальних витратах на її проходку було забезпечено попадання свердловини в задану точку (область) продуктивного пласта.

Проектна траєкторія похило спрямованих і горизонтальних свердловин повинна відповідати техніко-технологічним обмеженням: не перевищувати значень максимально допустимих бічних відходів стовбура; мати обґрунтовану розрахункову інтенсивність викривлення стовбура на ділянках транспортування та установки експлуатаційного устаткування і розташованих нижче інтервалів; не допускати перевищення значень максимально можливого зенітного куту на ділянці стабілізації та ін. Перелічені вимоги забезпечують ефективне передавання навантаження на долото, гарантований спуск по стовбуру бурильного інструменту, приладів, обсадних колон, а також відповідність бурової установки по вантажопідйомності колон.

Завдання профілізації стовбурів свердловин полягає у необхідності забезпечення таких показників: мінімізація вірогідності перетину пробурених і таких, що буриться стовбурів свердловин; досягнення проектної траєкторії; попадання в заданий об'єкт буріння (круг допуску); мінімальні довжина свердловини, вартість буріння, тривалість буріння.

Максимально допустима інтенсивність викривлення стовбура визначається з умов безперешкодного спуску і експлуатації забійних двигунів, бурильних і обсадних труб, випробувачів пласта і іншого устаткування для випробування і експлуатації свердловини. Операції зі зміни просторового положення траси свердловини виконують за допомогою спеціальних забійних компонок (взаємодіючий комплект, що складається з ОБТ, стабілізаторів і інших пристроїв, розміщуваних безпосередньо над долотом).

При направленому бурінні, особливо роторному, в забійному компонованні використовують ефекти, які призводять до зміни або стабілізації кута нахилу. Забійне компоновання для роторного буріння не може застосовуватися для управління горизонтальним напрямом стовбура або в точках початку зміни.

Стандартна бурильна труба гнучка і викривляється при стискуванні; з цієї причини верхню частину бурильної колони зазвичай в процесі буріння підтримують в розтягнутому стані; практика також доводить, що і ОБТ, в призабійній частині бурильної колони, достатньо гнучкі, щоб зігнутися там, де вони позбавлені бічної опори.

Варіаціями забійного компонування можна управляти величиною і напрямом вигину бурильної колони і таким чином впливати на кут відхилення забою так, як це технологічно необхідно. Буріння спрямованих свердловин великого діаметру зазвичай легше, ніж малого.

У свердловинах з відхиленням від вертикалі в 3 градуси і більше, ОБТ вище розвантаженої частини, спираються на нижню частину стінки свердловини, змушуючи долото притискатися до верхньої частини. При цьому, у міру поглиблення стовбура, збільшується кут його нахилу. Така тенденція називається опорним ефектом, за якого швидкість нарощування кута можна регулювати: вибором відповідного розміру ОБТ, використанням коротких ОБТ і перевідників між стабілізатором і долотом, розподілом інших стабілізаторів відповідно вище за забійну частину ОБТ, регулюванням навантаження на долото. Гнучкіші компонування вище точки опори прискорюють нарощування кута нахилу. Збільшення навантаження примушує забійне компонування згинатися далі у напрямку початкового прогину.

Забійні двигуни можуть використовуватися не лише для зміни кута і напрямку стовбура, але також для буріння прямих інтервалів (вертикальних або похилих) спрямованої свердловини. Найприйнятніше в інтервалі набору кривизни стовбура свердловини застосовувати укорочений забійний двигун. В цілях збільшення зенітного кута при бурінні забійним двигуном використовують наступні КНБК (відповідно до умов буріння): 1) долото, двигун, перевідник з перекошеними осями приєднувальних різьб і ОБТ; 2) долото, секційний турбобур, секції якого сполучені під кутом $0,5 - 1,5^\circ$; 3) долото, наддолотний калібратор, турбінний відхилювач з кутом перекосу $1 - 2^\circ$,

ОБТ; 4) долото, відхилювач, перевідник з перекошеними осями приєднувальних різьб і БТ (при зборці такого компоновання увігнуті сторони перевідника і відхилювача мають бути обернені в один бік); 5) долото, турбобур, відхилювач і БТ (кут перекошу осей різьби відхилювача, що сполучає останній з турбобуром, рекомендується приймати рівним $1,5 - 3^\circ$); 6) долото, турбобур з металевою накладкою на корпусі, перевідник з перекошеними осями сполучних різьб (встановлюваний в площини накладки), звичайні БТ або ОБТ; 7) долото, турбобур зі встановленою на ніпелі ексцентричною металевою або гумовою накладкою і звичайні БТ або ОБТ.

Зміна інтенсивності викривлення стовбура свердловини досягається за рахунок варіативності кута перекошу осей приєднувальних різьб спеціального перевідника і довжини прямого перевідника, що розміщується між долотом і відхилювачем. Таким чином, розглянуті техніко-технологічні методи направленої буріння характеризує певна стаціонарність забійних показників, що не допускає, у звісній мірі, надійне оперативне регулювання процесу формування траси свердловини з поверхні.

Найважливіше завдання при горизонтальному бурінні – не допустити скручування бурильних колон, тому на горизонтальних ділянках прагнуть якомога менше використовувати ОБТ і тим самим зменшувати опір тертю. Основне правило: компоновання має бути за можливості простим.

Проектування горизонтальної свердловини слід починати з визначення протяжності, форми і напрямку горизонтальної ділянки, які безпосередньо залежать від міри неоднорідності продуктивного пласта, його потужності і літології, розподілу гірської породи за твердістю і стійкості гірського масиву геологічного розрізу. Слід передбачити заходи щодо мінімізації забруднення пласта буровими і тампонажним розчинами з урахуванням тривалості і протяжності інтервалу їх дії.

Експлуатаційна характеристика пласта повинна включати: запаси нафти, видобуток яких вертикальними або похилими свердловинами складний або

практично неможливий; пластовий тиск; стан розробки покладу; режим роботи пласта; способи експлуатації, передбачувана частота ремонтів, їх причини і характер; ефективність інших методів інтенсифікації видобування і методів збільшення нафтовіддачі.

Напрямна частина горизонтальної свердловини включає: вертикальну ділянку, відрізок початкового викривлення, тангенціальну ділянку і ділянку збільшення zenітного кута або складається тільки з вертикальної ділянки і ділянки збільшення zenітного кута.

Однією з головних ділянок горизонтальної свердловини є вертикальна. В процесі буріння вертикальної ділянки її вісь відхиляється від вертикалі, і свердловина набуває вигляду спіралі. Таке викривлення перешкоджає подальшому нормальному ходу буріння свердловини: погіршуються умови просування інструменту в ній в процесі СПО, створення достатнього навантаження на вибій, проведення інклінометричних і геофізичних робіт тощо. Для зменшення відхилення застосовують КНБК найрізноманітніших конструкцій, що підрозділяються на такі основні типи: маятникові, жорсткі і опорні.

Ефективність роботи КНБК при цьому визначають такі основні елементи: жорсткість, проміжок між компоунанням і стінками свердловини, довжина компоунання. В основному застосовують жорсткі КНБК, розрахунок місця установки в них опорно-центруючих елементів проводять з допущенням, що відхиляюча сила на долоті дорівнює нулю та кут між віссю компоунання і віссю свердловини також дорівнює нулю.

У монолітних стійких породах додаткові стовбури не закріплюють обсадними трубами. Верхню частину розрізу при цьому закріплюють до покрівлі продуктивного пласта. Така конструкція дозволяє полегшити проходку і освоєння усіх відгалужень свердловин. У продуктивних пластах, складених нестійкими породами, основний стовбур має бути закріплений хвостовиком (лайнром). На хвостовики встановлюють воронки для полегшення введення

труб. Це необхідно у тому випадку, коли свердловина багатовибійна. Якщо свердловина закінчується одним пологим стовбуром, пройденим в продуктивному пласті, проблема кріплення свердловини спрощується. Стовбур до продуктивного пласта закріплюють обсадною колоною і цементують. У горизонтальну частину свердловини спускають: експлуатаційну колону; задалегідь перфорований хвостовик з таким розрахунком, щоб його верхній кінець залишався усередині основної експлуатаційної колони; перфорований хвостовик із зовнішніми пакерами; цілісний хвостовик з подальшим проведенням його цементації і перфорації.

5. Системи контролю просторового положення траси свердловини та основних технологічних показників процесів буріння

У нафтогазовидобувній промисловості використовуються ручний, автоматичний, оптимальний і адаптивний способи керування процесом буріння глибоких свердловин.

Найбільш поширеним в умовах України є ручний спосіб, коли процесом буріння керує оператор-бурильник, спираючись на геолого-технічний наряд, а також на інструкції, власний досвід й інтуїцію.

Автоматичний спосіб керування процесом буріння передбачає стабілізацію як правило, однієї з керувальних дій – осьової сили на долото. Регулятори подачі долота, значно розширюють можливості керування процесом буріння і полегшують працю бурильника. Проте, вони не вирішують питання оптимізації процесу буріння, під якою розуміють сукупність математичних методів, які дозволяють вибрати найкраще рішення із множини доступних варіантів буріння свердловини при заданих технічних, технологічних і економічних обмеженнях на процес буріння. Реалізацію конкретних алгоритмів на буровій установці прийнято називати оптимальним керування процесу буріння свердловин.

На основі результатів аналізу досліджень, які проводяться в області

оптимізації й оптимального керування процесом буріння, можна виділити два напрямки: оптимізацію на стадії проектування будівництва свердловини та оперативну оптимізацію процесу буріння.

Характерною особливістю методів розрахунку режимних параметрів процесу буріння на стадії проектування спорудження свердловин є те, що процес буріння розглядається як детермінований. Проте, в дійсності він є нелінійним, нестационарним, стохастично-хаотичним і таким, що розвивається в часі. З глибиною змінюються умови буріння (зростають гідростатичний тиск і температура та ін.), фізико-механічні і абразивні властивості гірських порід. Окрім цього, оскільки інформація про технологічні параметри на вибої свердловин передається через колону бурильних труб, це веде до зниження точності вимірювань і сильної зашумленості результатів вимірювання. Все це викликає значні відхилення дійсних режимів буріння свердловини від проектних, що обумовлює необхідність використання оперативного методу оптимізації процесу буріння.

Осьове навантаження на породоруйнівний інструмент є одним з найважливіших факторів, які впливають на процес руйнування твердих гірських порід. Нині для вимірювання осьового навантаження при бурінні застосовують такі контрольно-вимірювальні прилади: індикатор осьового навантаження, пружинні динамометри, гідравлічні індикатори ваги і магнітопружні компенсаційні вимірники навантаження.

На відміну від похилої свердловини забійне компоновання при бурінні горизонтального стовбура наступне: долото - вибійний двигун - стабілізатор - MWD (системи вимірювання під час буріння) - немагнітні ОБТ - товстостінні бурильні труби - яс (іноді) - товстостінна бурильна труба - тонкостінні бурильні труби до гирла.

MWD система дозволяє бурильникові збирати і передавати інформацію від вибою стовбура свердловини на поверхню без переривання процесу буріння. Інформація може включати дані, що стосуються: параметрів

відхилення траси свердловини, петрофізичних властивостей пластів; витримки режимів буріння.

Датчики і устаткування для передавання відповідних сигналів розміщено в немагнітній ОБТ в нижній частині компоновки. Канал передачі – буровий розчин. На поверхні сигнал декодований і представлений бурильникові у відповідному форматі.

Усі MWD системи мають основні елементи: система в низхідній свердловині, яка складається з джерела живлення, датчиків, пристрою передачі інформації і системи управління; телеметричний канал (стовп бурового розчину), через який імпульси передаються на поверхню; поверхнева система, яка виявляє імпульси, декодує сигнал і представляє результати (числовий дисплей, геологічний каротаж).

Головна відмінність між MWD системами, метод, яким інформація передається на поверхню – спосіб, яким створені імпульси.

NMPT система: рідина циркулює через бурильну колону, клапан усередині MWD інструменту відкривається і дозволяє невеликим об'ємам бурового розчину витікати з бурильної колони.

PMР: клапан усередині MWD інструменту періодично закривається, створюючи тимчасове збільшення тиску в напірній трубі.

FM MWD система: тривалість хвилі заснована на течії бурового розчину через щілиноподібний диск, що обертається, фази цих безперервних хвиль можуть бути реверсивними, дані передаються як ряд фазових змін.

Усі MWD системи використовують датчики для обчислення нахилу, азимута і місця знаходження корпусу інструменту.

6. Методи ефективного розкриття та освоєння продуктивних горизонтів різного генезису

Освоєння свердловин - комплекс робіт з виклику припливу пластового флюїду із продуктивних пластів на поверхню з метою досягнення проектної

продуктивності свердловини. Освоєння свердловин проводиться після розкриття пласта і проведення робіт, що пов'язані з монтажем наземного і свердловинного обладнання.

Освоєння свердловини - комплекс технологічних та організаційних заходів, спрямованих на переведення непрацюючої свердловини з тієї чи іншої причини, в розряд діючих. Основною метою виклику припливу та освоєння є зниження протитиску на вибої свердловини, заповненої спеціальною рідиною глушіння, та штучне відновлення або покращення фільтраційних характеристик привибійної зони для отримання відповідного дебіту або приймальності.

Проведення оцінки промислової нафтогазоносності розкритого свердловиною покладу проводять на підставі спеціальних досліджень, об'єм і методи яких залежать від цільового призначення свердловини. Означені дослідження спрямовані на вирішення наступних завдань: визначення продуктивності окремих інтервалів та попередня оцінка їх промислової значущості; отримання достовірних даних для підрахунку запасів і наступного проектування системи розробки родовища; визначення експлуатаційних характеристик пласта.

Для оцінки продуктивності розрізу застосовують непрямі і прямі методи. Перші дозволяють отримати певні характеристики непрямим чином, а саме виявити ознаки, що вказують на присутність нафти або газу в дослідженому інтервалі. До таких методів відносять оперативний геологічний контроль в процесі буріння і геофізичні методи дослідження у свердловині. Прямі методи базуються на безпосередніх даних щодо присутності нафти або газу (відбір проби, отримання припливу тощо). Прямі методи неодмінно потребують виклику припливу нафти або газу з пласта.

Якнайповнішу інформацію про досліджувані нафтогазові об'єкти можна отримати при використанні прямих методів. У завдання дослідження прямими методами входять такі питання, як виявлення можливості отримання припливу нафти або газу з досліджуваного об'єкту, відбір проб пластової рідини для

вивчення її складу і властивостей, встановлення співвідношення компонентів у пластовому флюїді, оцінка можливого дебіту з досліджуваного об'єкту, вимір пластового тиску, отримання початкових даних для первинної оцінки колекторських властивостей об'єкту, розкритого свердловиною.

До групи прямих відносять стаціонарні і експрес-методи. Стаціонарні методи допускають, що дослідження проводять при сталому режимі фільтрації. Дослідження за експрес-методом вимагають порівняно невеликого часу. У його основі лежить контроль за відновленням тиску в обмеженому об'ємі, що сполучається з продуктивним пластом після виклику припливу з нього.

Застосовують методи випробування свердловин за наступними схемами: «від низу до верху» і «згори вниз».

При використанні методу «від низу до верху» свердловину доводять до проектної глибини, закріплюють обсадною колоною і цементною оболонкою за нею. Випробування починають з нижнього об'єкту, для чого обсадну колону проти цього пласта перфорують, здійснюють виклик припливу, відбирають проби пластової рідини і проводять необхідні виміри. Після завершення випробування нижнього об'єкту встановлюють цементний міст або гумовий тампон вище перфорованої ділянки. Потім перфорують обсадну колону навпроти вище розташованого об'єкту, випробовують його і переходять до наступного об'єкту, переміщаючись вгору. Метод має істотні недоліки: забруднення продуктивних пластів; можливість пропусків продуктивних горизонтів з низькими пластовими тисками; необхідність у спуску і цементуванні обсадної колони для відокремлення випробовуваних об'єктів.

Для усунення відмічених недоліків створені спеціальні вимірювальні інструменти, які дозволяють випробування кожного об'єкту у відкритому стовбурі свердловини відразу ж після розкриття. Із створенням таких інструментів з'явився новий спосіб, що дістав назву методу «згори вниз».

Для його реалізації використовують різні глибинні інструменти, які за конструктивним виконанням, особливостями застосування і призначенням

можна умовно розділити на такі типи: випробувачі пластів, що спускаються у свердловину на колоні труб; апарати, що скидаються всередину колони бурильних труб відразу після розкриття бурінням наміченого об'єкту; апарати, що спускаються у свердловину на каротажному кабелі.

Відносно проведення випробувань у горизонтальних свердловинах, прийнятним є лише метод, заснований на спуску випробувачів пластів на колоні труб.

Список літературних джерел

1. Білецький В.С. Основи нафтогазової справи / В.С. Білецький, В.М. Орловський, В. І. Дмитренко, А.М. Похилко. – Полтава: ПолтНТУ, К.: ФОП Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.

2. 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.

3. 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 «ХП». - Полтава: ТОВ "Фірма «Техсервіс», 2020. - 243 с.

4. 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 «ХП», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ - 2000», 2021. - 358 с.

5. 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.

6. 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.