

С. В. Гошовський, д-р техн. наук, директор УкрДГРІ, ukrdgrі@ukrdgrі.gov.ua,
С. С. Пігнастій, канд. техн. наук, старший науковий співробітник, sergsp@meta.ua,
П. Т. Сиротенко, канд. техн. наук, старший науковий співробітник,
petro@ukrdgrі.gov.ua (УкрДГРІ)

СУЧАСНИЙ СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ НОВІТНІХ ТЕХНОЛОГІЙ СЕЙСМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ

Стаття 2. Застосування керованих джерел сейсмічних коливань

У статті проаналізовано світові тенденції з новітніх технологій сейсмічних досліджень у процесі буріння свердловин. Проведено огляд систем і методів сейсміки в процесі буріння (СПБ), що демонструє їх різноманітність і широку зацікавленість у їх використанні та розвитку. Описано технології СПБ із застосуванням приладів, які встановлено на буровій колоні, методи з використанням гідравлічної імпульсної технології буріння та інші.

Технології СПБ перебувають у стані безперервного вдосконалення, складно виділити очевидні переваги певного методу, визначити його універсальність та оцінити можливості широкого застосування, які залежать від рівня розробки системи й конкретних умов її використання.

Ключові слова: сейсмічні дослідження свердловини, свердловинний зонд, бурова коронка, трубні хвилі, джерело коливань, сейсмічні спостереження, бурильні труби, гідравлічна імпульсна технологія буріння, сейсмограма, сейсмічне джерело, сигнали геофону, кореляція.

Методи СПБ з використанням приладів, які встановлено на буровій колоні Система Seismic VISION

Компанія Schlumberger розробила систему Seismic VISION для здійснення вертикального сейсмічного профілювання в процесі буріння [1, 3, 4, 14]. Система включає: модуль каротажу в процесі буріння (LWD) із сейсоприймачами, які встановлено поблизу бурового долота; джерело збудження сейсмічних хвиль на поверхні, яке розміщено на буровій або на морському судні; а також систему вимірювань у процесі буріння (MWD) у вигляді імпульсної телеметрії для передачі даних у реальному масштабі часу. Дані записів хвильової картини чотирикомпо-

нентного вертикального сейсмічного профілювання (ВСП) надходять на поверхню під час вилучення приладу зі свердловини і їх можуть обробити протягом кількох годин безпосередньо на свердловині або передати в центр обробки для детальнішої інтерпретації. Отриману інформацію використовують у процесі подальшого буріння. Seismic VISION існує в декількох модифікаціях для діаметрів 6¾, 8¼ і 9 дюймів (171, 210 і 229 мм). Система сумісна з усіма приладами LWD компанії Schlumberger, працює за температури до 150 °C і тиску до 250 МПа (Drilling Contractor, March – April 2004, v.60, № 2, с. 41).

Сейсмічна система вимірювань у процесі буріння (MWD) Seismic VISION, яку

пропонує Schlumberger, використовує керуване джерело на поверхні й свердловинні приймачі на обтяженій бурильній трубі, щоб з хорошими результатами подолати обмеження сейсморозвідки під час використання коронки; вона не залежить від властивостей геологічної формації, викривлення свердловини та від типу коронки [4]. Ця система – природне розширення звичайної кабельної лінії свердловинної сейсмічної конфігурації на базі каротажу в процесі буріння (LWD).

З-поміж технічних перешкод, які затримали випуск сейсмічного інструмента MWD, був брак електричних з'єднань між свердловинним інструментом і обладнанням на поверхні. Це не дає змоги дотриматися найфундаментальнішої вимоги сейсмічної системи – часової синхронізації між запальною системою джерела на поверхні й системою реєстрації приймача у свердловині. Це також унеможливує швидкодіючий зв'язок з інструментом для прозвучування, яким керує оператор (як здійснено в операціях з традиційною кабельною лінією), та передачу придбаних даних для обробки й контролю якості. Інша головна складність – несприятливе середовище буріння. Сейсмічні датчики потрібно скомпонувати на обтяженій бурильній трубі так, щоб вони залишилися неушкодженими в несприятливому буровому середовищі й були спроможні записати слабкі сейсмічні сигнали протягом прозвучування.

Система SeismicVISION – єдина доступна сьогодні сейсмічна MWD технологія, яка робить свердловинні сейсмічні вимірювання й поставляє інформацію час/глибина та визначає швидкість протягом процесу буріння. Дані пробного експонування в реальному часі використовують, щоб позначити коронку на сейсмічній карті, допомогти розмістити свердловину, вибрати точки обсадження й підготуватися до небезпек на зразок надмірного тиску в порак. Сейсмічні швидкості отримують у реальному масштабі часу та використовують для того, щоб оновити передбачення тиску в порак і поліпшити передбачення рівня безпеки.

Систему складено з інструмента “каротаж під час буріння” із сейсмічними датчиками з чотирма компонентами (4–C) у донній збірці, свердловинного процесора й пам'яті, MWD системи для телеметрії в реальному часі й системи на поверхні, щоб керувати запусками джерела й обробляти дані, що надходять у реальному масштабі часу, в інформацію, корисну для буровика. Сейсмічне джерело – налаштований набір пневмогармат, який можна використовувати для стаціонарної або зміщеної зйомки – стріляє впродовж підключення установки; сейсмічні дані реєструються та опрацьовуються у свердловині, і ключова інформація на зразок даних пробного експонування (час-глибина) надсилається до поверхні в реальному часі з допомогою MWD телеметрії. Варто звернути увагу, що джерело спрацьовує в межах типових часових інтервалів для нарощування інструмента більшості бурових робіт – у межах 2–3 хвилин. Тому стрільба не потребує додаткових зупинок або часу на понаднормове буріння. Дані час-глибина (сейсмічний час ходу сигналу від джерела на поверхні до свердловинного датчика проти відомої позиції глибини датчика) використовують для позиціонування свердловини на сейсмічній карті й можуть негайно передати до інших позначених місцеположень. Форми хвилі, використаної для VSP обробки, реєструються в пам'яті інструмента для пошуку та обробки після переміщення коронки. Оскільки всі каротажі можуть бути чутливі до шуму, патентована методика дає змогу проводити запуск джерела й збір даних упродовж пауз у бурінні, коли свердловинне оточення перебуває в тиші. Найсприятливіший час, щоб отримати дані, не впливаючи на операцію буріння, з'являється в процесі з'єднання/роз'єднання труб під час буріння й переміщення. Зазвичай активацію джерела завершують без утручання в роботу оператора.

Інструмент виявляє, коли прокачування вимкнено або трубу переміщено, потім чекає, поки середовище не вщухне перед початком запису даних. Кожен по-

стріл, який отримують на поверхні, буде прийнято, накопичено й буферизовано у свердловинному приладі для обробки в реальному масштабі часу. Порівнювання зразка свердловинного шуму зі зразком сигналу в той час, коли інструмент перебуває в стані прийому, – спосіб ідентифікації хороших пострілів.

Пакет датчика складено з трьох ортогонально встановлених геофонів і двох вєспрямованих гідрофонів (рис. 1).

Геофони, розміщені в зовнішньому кожусі інструмента, спеціально розроблено та встановлено так, щоб можна було впоратися з великими перевантаженнями, яких вони зазнають у процесі буріння, їх добре захищено від абразиву буріння, зносу, інтенсивної швидкості потоку й тиску. Зв'язку геофонного пакета з формацією



Рис. 1. Сенсорна секція інструмента, яку складено з 3-х ортогональних геофонів (середня секція) і двох гідрофонів, які розміщено над і під ними

ліпше досягнути за п'ятиградусного нахилу свердловини, що приведе до отримання високоякісних даних форми хвилі.

Гідрофони розміщено під захисними екранами на зовнішній поверхні втулки й вони не потребують зв'язку зі стінкою формації, щоб отримати дані. Водночас гідрофони реагують на зміни тиску в промивальних рідинах. Якщо сейсмічні хвилі проходять через секцію свердловини, де міститься інструмент, вони стискають і розширюють свердловину. Це викликає перехідний процес зміни тиску в буровому розчині, що впливає на гідрофони. Водночас геофони роблять запис руху інструмента, оскільки він переміщується разом зі свердловиною, коли проходить хвиля.

Конструкція системи використовує патент [11], відповідно до якого перетворювач акустичної хвилі для звукового зондування в процесі буріння свердловини через суміжну земну формацію (середовище) включає набір перетворювальних елементів, установлених по колу навкруг обтяженої бурильної труби. Елементи забандажовано в еластомірному кільці в зовнішньому пазу обтяженої бурильної труби й захищено оболонкою, що має вікна. З погляду електрики елементи мають паралельне з'єднання, тож при збудженні електричного імпульсу вони генерують уніполярну акустичну хвилю, що поширюється у формацію. Коли прилад використовують як приймач, електрично з'єднаний набір елементів визначає усереднені акустичні хвилі з формації по колу навколо обтяженої бурильної труби і має мінімальну чутливість до багатополарних акустичних хвиль, що проходять через обтяжену бурильну трубу.

Цей комбінований пакет датчиків дає змогу інструментові працювати з усіма діаметрами свердловин і кутами, включаючи вертикаль. Було отримано дані через багаторазові колони обсадних труб цілком до рівня розчину, і в деяких випадках навіть над ним.

Як відзначено в роботі [3], попередні інструментальні засоби СПБ поклалися

на шум, який згенерувала бурова коронка як джерело, але ця методика мала обмеження – вона не працювала в глибоких свердловинах, її було важко застосовувати на відстані від берега й під час роботи з алмазними коронками PDC. Спеціалізована сервісна фірма Schlumberger повернулася до креслярської дошки. Компанія витратила 15 років, удосконалюючи синхронізовану точність годинника свердловини, достатню, щоб виміряти стандартну для сейсмозвідки мілісекундну синхронізацію, а також забезпечити досить міцний корпус, щоб уціліти в середовищі буріння.

Комерційну систему SeismicVISION з 2003 р. використовували в численних проектах і довели, що вона ліпша з-поміж наявної техніки, а також слугує економії коштів.

SeismicVISION пропонує дві ключові переваги: по-перше, допомагає зменшувати час буріння й, по-друге, може бути єдиним способом збирання даних в дуже відхилених свердловинах або свердловинах з проблемами стабільності, де інструментальні засоби провідної лінії зв'язку складні або неекономічні в роботі.

Компанія Total зробила такі висновки щодо використання цього інструмента на свердловинах:

- хороша якість даних у свердловинах без обсадних труб;
- адекватна якість даних для вирішення експлуатаційних проблем через одну єдину обсадку;
- безпечна й прозора операція (жодного перетину з процесом буріння);
- відсутність потреби в додатковому запуску провідної лінії;
- можливість отримати форму хвилі в реальному часі, яка дає змогу позиціонувати бурову коронку та використовувати для підтвердження глибини наступних цілей;
- можливість скоротити або оптимізувати час чистого буріння (через раннє калібрування мети).

Одна з ключових переваг інструмента полягає в тому, що його використання не перетинається з процесом буріння, і не по-

требує додаткового часу на буріння. Система каротажу в процесі буріння (LWD) SeismicVISION доставляє інформацію час/глибина та визначає швидкість протягом процесу буріння для оптимізації рішень під час буріння, скорочує витрати й поліпшує безпеку [14]. На відміну від звичайного прозвучування з кабельною лінією, вимірювання зазвичай не заважає бурінню, бо не витрачає час на спорядження. У навколишньому середовищі, де ризик та вартість буріння високі, система пропонує вимірювання, які можуть його істотно конкретизувати. Сейсмичні дані, забезпечені в реальному часі, мають цінний вплив на процес конструювання свердловини. Дані контрольного пострілу в реальному часі використовують для того, щоб: позначити бурову коронку на виробленій програмним забезпеченням карті Bit-On-Seismic; допомогти навігації; вибрати пункти обсадження й підготуватися до небезпек попереду коронки, наприклад таких, як дефекти, зміни порового тиску або варіації формацій. Програмне забезпечення дає змогу працювати в реальному часі, безперервно оновлюючи сейсмичну карту щодо глибини, що сприяє легкій візуалізації, комунікації й кооперації. Карта перетворює складну інформацію в просту для розуміння прокладення шляху свердловини. Сейсмичні швидкості в реальному часі використовують, щоб оновити передбачення тиску в порях і поліпшити передбачення небезпечної глибини.

Особливості конструкції дають можливість системі SeismicVISION працювати без обмежень з попередніми сейсмичними системами реального часу. Інструмент було перевірено в багатьох навколишніх середовищах за різних робочих режимів, що включають: всі геометрії свердловин; вертикальні глибини понад 7500 м; відкриті й обсажені свердловини; тверді й м'які формації; глибоку й мілку воду; нульове зміщення й вертикальне ВСП; використання в комбінації з усім обладнанням каротажу Schlumberger в процесі буріння (LWD); допустимий рівень течії до 7500 л/хв; тиск до 1750 атм.

Технологія SeismicVISION включає польову систему обробки Q-borehole-WAVE й систему позиціонування джерела SWINGS. Інтегрована бурова свердловинна сейсмічна система Q-Borehole використовує загальноконцептуальний підхід. Програмне забезпечення WAVE дає змогу проводити обробку швидкого сейсмічного огляду на сайті обладнання для основного контролю якості роботи.

Отриману в реальному масштабі часу інформацію SeismicVISION у процесі буріння може бути легко об'єднано з новим рішенням Schlumberger – процесом “Немає Несподіванок під час Буріння” (NDS), який повністю налаштовують від базисного планування через безупинно поновлюваний процес, і який допомагає уникнути проблем, запобігаючи їм і створюючи запасний план задовго до потреби в ньому. Наявний план свердловини невинно оновлюють, якщо стає доступною нова інформація.

Процес NDS, у разі повної співпраці Schlumberger з клієнтом, розвиває придатні для мети попередні плани під час буріння, які зосереджують на свердловинному контролі тиску в реальному часі, керуванні стабільністю й розміщенням.

Об'єднання даних SeismicVISION з процесом NDS допомагає поліпшити вибір точки обсадження, зменшити невизначеність рівня порового тиску й уникнути потреби бурити експериментальну свердловину. Ці дані можуть допомогти порівняти фактичні й плановані результати в реальному часі, а в очікуванні на безпеку – ухвалити рішення в реальному часі.

NDS забезпечує повну структуру для збільшення ефективності буріння, мінімізуючи несподіванки і, в кінцевому підсумку, скорочуючи вартість буріння.

Вигода від використання системи: зменшує невизначеність глибини; заощадує час спорядження й витрати на нього; скорочує обсяги робіт з обсадження й кількість запасних напрямів та експериментальних свердловин; поліпшує безпеку.

Особливості системи: отримуємо дані в реальному часі перевірного пострілу; записуємо форми хвилі для огляду вертикального сейсмічного профілювання; застосовуємо технологію каротажу в процесі буріння (LWD); використовуємо інструменти для свердловин розміром від 8,5 до 26 дюймів; проводимо багатокомпонентні вимірювання; отримуємо високі значення рівня потоку й тиску; систему можна комбінувати з іншими інструментами LWD Schlumberger.

Система СПБ Halliburton Energy Services

Починаючи з ранніх 2000 років, ринок “сейсмозвідки під час буріння” (СПБ) підтримувався винятково одним постачальником послуг [6]. Нині ще дві компанії – Baker Hughes і Halliburton – пропонують нові послуги СПБ, які обіцяють допомагати операторам зменшувати ризик і підвищувати ККД.

Система Halliburton має обмежені комерційні можливості використання після запуску серії випробувань у 2006 р., які довели придатність конструкції, що її запропонувала компанія. Програмна інфраструктура з'єднує програмне забезпечення щодо отриманих даних дослідження навколишнього середовища в реальному часі від бурової компанії Sperry з програмним забезпеченням, що інтерпретує геологічне середовище, використовуючи моделювання фірми Landmark.

Система Halliburton подібна в загальних рисах до системи SeismicVISION. Система використовує імпульсну телеметрію з буровим розчином або високошвидкісну телеметрію [2]. Свердловинний блок датчиків Intellipipe Sperry має 8 акселерометрів, 4 геофони, 4 гідрофони.

Специфікації: індивідуальна компенсація тиску й температури; температура – 0–150 °С; вібрація – 20 г, 5–500 Гц; замінний у польових умовах; довжина – 4,5 м; дрейф годинника – 120 мкс на добу.

Одні з найкритичніших компонентів SWD технології, крім свердловинних геофонів і гідрофонів, – це годинники, один на поверхні й один у свердловині.

Годинникову систему виконано на базі кварцового кристала. Критично важливо, щоб ці годинники було синхронізовано, інакше буде втрачено точність у вимірах [2].

Дані годинників, що використовують фірми Baker Hughes і Halliburton, залежать від температури. Витримують годинники до чотирьох днів, щоб досягти синхронізації, нагріваючи їх приблизно до 150° С під тривалою потужністю, щоб мінімізувати частотні зміни через старіння й зсув. Годинники потребують синхронізації тільки одного разу приблизно через кожні 200 годин. Після періоду калібрування годинники, які використовує Baker Hughes, зберігають точність до 1 мс принаймні 10 днів. Зазвичай поверхневі й свердловинні годинники потребують узгодження (синхронізації) до початку проведення СПБ, після цього їх потрібно звірити.

Сейсмічні дослідження під час буріння обмежені. Наприклад, існує практична проблема стосовно бурової колони на плаваючих установках, оскільки вертикальні коливання можуть викликати деякі перешкоди, що знижує якість даних. Однак є протидії, спрямовані на пом'якшення цього обмеження, наприклад, використання системи компенсації вертикальних коливань або підвищення бурової колони на противикидний превентор.

Хоча свердловинний прилад СПБ може робити запис значної кількості даних, лише частину з них може бути відправлено до поверхні за наявною технологією імпульсної телеметрії бурового розчину. Після вилучення приладу зі свердловини можна використовувати масив з чотирьох складових сейсмічних даних, що дозволяє зробити повний вертикальний сейсмічний профіль, оброблений еквівалент процесу оцінки. Швидку інтерпретацію цих даних може бути проведено в межах дня.

Компанія Halliburton для майбутнього розвитку розглядає свердловинні джерела: "Не бурова коронка безпосередньо, але керовані джерела" [6].

Метод СПБ з використанням гідравлічної імпульсної технології буріння

Повільні темпи проникнення у формації надвисокого тиску являють собою критичний виклик для глибокого буріння. Тверда порода, висока вага бурового розчину й високий тиск свердловини серйозно зменшують рівень проникнення під час буріння, а в разі використання довгих бурових колон обмежують гідравлічну потужність, доступну в коронці. Для подолання проблем, з якими стикаються в процесі глибокого буріння у надстиглих формаціях, компанія Tempress спеціально спроектувала гідравлічну імпульсну технологію буріння HydroPulse™ [9].

Низка чинників визначає рівень буріння глибокої свердловини. Довгі бурові колони обмежують гідравлічну потужність, доступну в буровій коронці. Високотемпературні умови обмежують застосування двигунів на буровому розчині й спрямованих (керованих) систем. Глибокі берегові свердловини зазвичай бурять з алмазними коронками на турбінних двигунах. Ротаційне буріння твердої породи з коронками PDC неекономічне через невідповідний рух коронки, який знищує її різакі. Небалансне буріння – не обрано, оскільки чинить тиск і ризикує утворити безконтрольні потоки в глибоких свердловинах. Покрокові зміни в буровій коронці й рідинних технологіях незначно впливали на ступінь проникнення. Нові досягнення, наприклад молотки, які працюють на буровому розчині, показали значно гіршу роботу, ніж звичайне ротаційне буріння за цих умов.

Інструмент HydroPulse™ підвищує рівень буріння, виробляючи інтенсивний усмоктувальний імпульс у буровій коронці. Інструмент включає в себе автоматичний відхильний клапан, розміщений вище коронки на шляху високошвидкісної течії потоку в корпусі. Миттєва зупинка потоку розчину через шляхи потоку виробляє імпульс, що створює в певному місці незбалансовані умови буріння на поверхні коронки.

Гідралічний імпульсний клапан, схематично показаний на рис. 2, періодично закриває потік бурового розчину від коронки, щоб перекривати проходи вище корпусу.

В інструменті забезпечується швидкохідний шлях потоку в корпусі навколо клапана. Зупинка потоку бурового розчину здійснює інтенсивний усмоктувальний імпульс навколо коронки. Цей усмоктувальний імпульс долає в'язкі сили, які викликають стягування коронки. Імпульс також виробляє ефективні зусилля розтягу на поверхні породи поблизу коронки. Ці тиски зменшують силу буріння породи, скорочуючи обмежувальний тиск, викликаний важким розчином за високого надлишкового тиску. Нарешті, усмоктувальний імпульс створює ударне навантаження на дно свердловини, порівнюване з вагою коронки. Якщо інструмент від'єднується від бурової колони, використовуючи ударник, ці ударні навантаження можуть збільшити ступінь буріння твердої породи.

У звіті [9] описано дію інструмента, результати випробування при тиску під час буріння, випробувань зносу та буріння свердловини, стан справ щодо його застосування в польових умовах. Інструмент HydroPulse™ спроектовано для роботи в буровому розчині підвищеної ваги й за звичайних рівнів потоку й тиску. Випробування при тиску під час буріння підтверджують, що інструмент HydroPulse™ забезпечує від 33 до 200 % збільшення рівня проникнення. Польові випробування продемонстрували звичайну ротаційну роботу буріння й з допомогою двигуна на буровому розчині. Інструмент працював безперервно впродовж 50 годин на навантаженому буровому розчині на стенді випробувань зносу. Цей рівень надійності – поріг для комерційного застосування. Версію інструмента для проведення СПБ також розробляли й випробували. Цей інструмент використовували, щоб продемонструвати обернене вертикальне сейсмічне профілювання під час похилого буріння випробувальної свердловини з коронкою PDC (зі штучними алмазами).

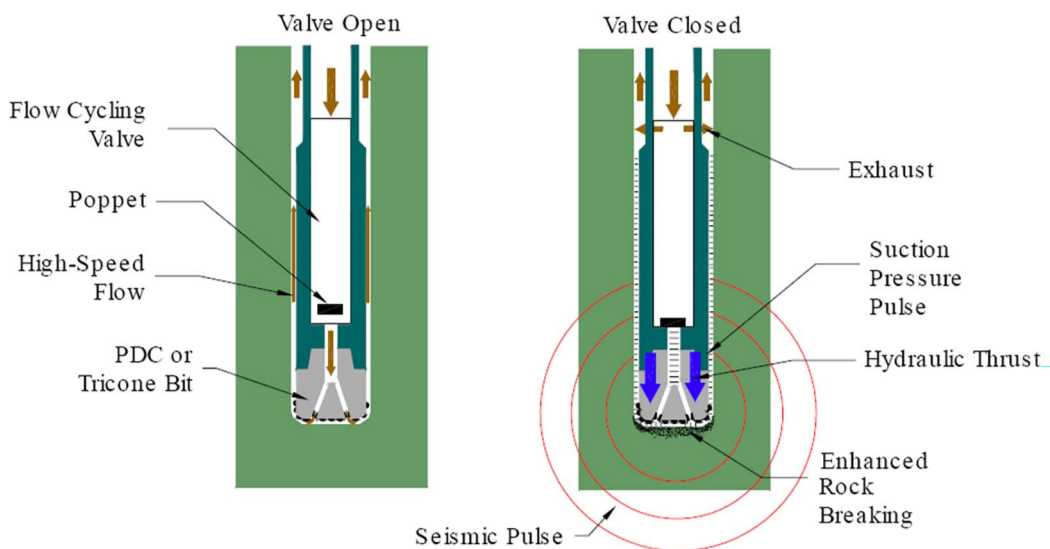


Рис. 2. Гідралічне імпульсне буріння

Valve Open – клапан відкритий, Flow Cycling Valve – клапан циклічної течії, Poppet – тарілка, High-Speed Flow – високошвидкісний потік, PDC or Tricone Bit – алмазна коронка або триконусна, Valve Closed – клапан закритий, Exhaust – вихлоп, Suction Pressure Pulse – усмоктувальний імпульс тиску, Hydraulic Thrust – гідралічний удар, Enhanced Rock Breaking – підвищене руйнування породи, Seismic Pulse – сейсмічний імпульс

Початкові застосування для інструмента HydroPulse™ – глибоке берегове буріння й у прибережній зоні, де рівень проникнення керує витратами. Сейсмічне застосування інструмента – вертикальне сейсмічне профілювання в процесі буріння й сейсмічне відображення попереду коронки в процесі буріння.

Для демонстрації сейсміки в процесі буріння було розроблено конфігурацію інструмента HydroSeis™, що включає модулятор свіпа, яку було використано, щоб продемонструвати сейсмічне профілювання й сейсмічний огляд перед коронкою в процесі буріння. Попередні випробування гідравлічного імпульсного інструмента продемонстрували хороше поширення сигналу до поверхні з глибини понад 800 м. Механізм розроблено так, щоб пройти (прострілити) рівні циклу інструмента приблизно через октаву. Рівні циклу змінюються з 11 до 19 Гц і період циклу імпульсу (свіп) становить близько 4 с. Спектр джерела становить понад 250 Гц. Усмоктувальний імпульс – усеспрямований, що дозволяє застосувати його у вертикальній або похилій свердловинах. Інструмент створює сильну зрізну хвилю під час буріння, але зрізна хвиля відсутня, коли коронка не перебуває на вибої. Ця здатність дає змогу використовувати швидкості як Р-, так і S-хвилі для визначення газових пор. Присутність невеликих кількостей вільного газу в коронці негайно усуне появу сейсмічного сигналу, забезпечуючи раннє попередження про викид газу. Широкий рівень циклу дозволяє виконувати сейсмічне профілювання й зображувати відбиття формацій попереду коронки, використовуючи техніку, відому як ударне сейсмічне профілювання (SISP). Сигнал, отриманий геофонами, розміщеними на буровій колоні, скориговано з опорним сигналом датчика тиску для генерування вертикального сейсмічного профільного розрізу. Обробка здійснюється в реальному часі, з використанням коригувальних технічних засобів або програмного забезпечення. Оброблені дані може бути

показано на місці розміщення обладнання або передано за межі цього місця.

Випробування сейсмічного профілювання здійснювалися як частина програми буріння. Завданням випробувань було: продемонструвати обернене вертикальне сейсмічне профілювання (RVSP) під час буріння; показати сейсмічне відображення перегляду попереду коронки під час буріння.

Інструмент працював під час буріння з PDC коронкою в похилій свердловині. Три геофонні групи було розміщено на поверхні, відповідно до нахилу свердловини за радіальних відстаней у 140, 230 і 300 м від бурової установки. На прикладі скоригованого сейсмографіка, отриманого в процесі буріння з коронкою PDC на вертикальній глибині 660 м, ясно видно перше прибуття Р-хвилі на двох дальніх групах. Наголошуємо, що це прибуття хвилі – імпульс розтягування, що узгоджується зі всмоктувальним характером джерела імпульсу. Експериментальний сигнал поширюється як трубна хвиля в розчині, яка прибуває після Р-хвилі. Було продемонстровано, що швидкості хвиль, отримані під час проведення сейсміки в процесі буріння, узгоджуються з даними кабельної лінії датчиків у межах 5 %.

Випробування тиску буріння в сланці й твердому пісковіку підтвердили великі збільшення рівня проникнення в розчині високої щільності й тиску свердловини. Польові випробування продемонстрували, що ударне навантаження, застосоване до поверхні коронки, припиняє невідповідні рухи коронки, що дає змогу використати важкішу коронку й прискорити буріння у твердій породі.

Інструмент HydroPulse™ забезпечує: збільшення рівня проникнення від 33 до 200 при випробуваних тисках буріння; ліпшу роботу за малої ваги коронки для прямого буріння свердловини; скорочення невідповідних рухів коронки, що підвищує її довговічність.

Особливості інструмента включають:
– звичайні ротаційні або моторні операції буріння;

- використання звичайних коронок шарошки (роликівий конус) або алмазних коронок PDC;
- застосування нафти або для води бурового розчину;
- роботу за високого тиску й високої температури;
- продемонстровано роботу обсягом понад 50 годин під навантаженням розчину;
- постійне підтримання циркуляції;
- зниження вимог до гідравлічної потужності, що забезпечує низький робочий диференціальний тиск;
- сумісність з наповнювачем для боротьби з поглинанням.

Переваги HydroSeis™ включають: вертикальне сейсмічне профілювання в реальному часі під час буріння; високороздільне відображення попереду коронки в процесі буріння; джерело незалежних хвиль як стиснення, так і поперечних; попереднє оповіщення щодо викиду газу; операції у вертикальній або похилій свердловинах.

Практичні дослідження показують [9], що існують істотні можливості комерціалізації обох інструментальних засобів.

Метод СПБ з використанням гідравлічного молота

Гідравлічні молоти використовують буровий розчин задля зворотно-поступального руху маси (званої молот), що впливатиме на створення імпульсного навантаження на коронку. Гідравлічні молоти досліджували з 1800 року, пік зусиль з їхнього розвитку в США припав на другу Світову війну. Ними займалися багато провідних фірм: Bassinger, Pan American Petroleum (Amoco) та ін. [5]. Ця концепція має відносно довгу історію в бурінні, експериментальні моделі випробувано на декількох об'єктах. Більшість цих дослідних зразків має проблеми в системах клапанів, які принципово відрізняються в рідинних і пневматичних молотках. Пневматичні молотки, які успішно застосовували протягом декількох років, самі по собі не мають клапанів, тоді як стисливість рідини дає змогу гідравлічним молотам працювати

за наявності відкритих і закритих портів у тілі інструмента, що дозволяє здійснювати зворотно-поступальні рухи молота.

Деякі позитивні та негативні риси цієї системи включають такі.

Позитивні: ефективніше руйнування твердих порід; зменшення ваги на коронку збільшує термін її служби; потрібна невелика модифікація для стандартної практики буріння (можливе додавання амортизатора вище молота).

Негативні: поліпшення ефективності зменшується з глибиною; конструкція молота, в якій клапан використовує повний потік, є перешкодою для операції з керування свердловиною; молот інтерферує з імпульсами рідини або акустичного MWD (вимірювання в процесі буріння); недостатня конструкція або неправильна робота може надміру пошкоджувати ковадло молота; абразиви в розчині спричиняють ерозію й зношування керівного клапана; утома металу може призвести до механічної відмови клапана або пружини.

Розміщення обхідних клапанів може вирішити частину проблем клапана й потоку. Компанія Novatek (США, штат Юта) розробила й побудувала молот з буровим розчином, який пом'якшує більшість попередніх проблем, використовуючи лише частину загального потоку рідини для роботи клапанів. Їхній дослідний зразок було випробувано в польових умовах для визначення ефективності й довговічності, результати планували оцінити щодо можливого подальшого розвитку [5].

У роботі [15] з використанням математичного моделювання проведено оцінку технології СПБ з гідравлічним молотом, який генерує періодичні імпульси. Результати показали потенційну можливість проведення сейсмічного огляду, що дає вузьку смугу регулювання частоти. Дві характеристики сигналу бурової коронки було відібрано й порівняно: лінійну розгортку частоти (LSF) і просторовий розподіл частоти (SDF). SDF вхід буде фактично реалізовано без додаткового обладнання й зволікання з бурінням. У роботі [15] як сейсмонджерело розглянуто буро-

вий інструмент з молотом, який розробила компанія SDS DIGGER TOOLS Pty Ltd (Австралія). Інструмент приводить у дію промивна рідина (морська вода, прісна вода або буровий розчин). Наявну інфраструктуру бурової установки, включаючи насоси розчину, можна використовувати для керування інструментом.

Свердловинний компонент складено з коронки й механізму молота, який забезпечує механізм ударів. Основний приводний механізм – внутрішній поршень зворотньо-поступального ходу. Рушійна сила внутрішнього поршня – перепад тиску між вхідним і низхідним потоком. Безперервне підтримування тиску в напрямку течії дає змогу здійснити швидку вібрацію поршня. Під час ходу вгору поршень уповільнюється й зупиняється, стискаючи рідину. Під час ходу вниз рідина високого тиску направляє поршень униз, доки він не зіткнеться з вершиною коронки. Високоенергетичне зіткнення передається через корпус долота до вставок карбїду вольфраму. Таким чином, створюються надзвичайно високі динамічні навантаження в гірській породі. Проект захищено міжнародним патентом [10].

Коронка не здійснює ударів у процесі буріння. Використовувану промивну рідину з інструмента випускають через поверхню коронки, щоб очистити поверхню зрізання. Потрібне відносно повільне обертання каналу – 20 обертів за хвилину, щоб дати можливість новій частині гірської породи спливати на поверхню. На відміну від буріння долотом шарошки, під час буріння з молотом непотрібне навантаження на коронку. Осьовий тиск генерується зіткненням поршня, а не вантажем бурильної колони. Потрібно тільки, щоб вантаж був достатнім для підтримання контакту між коронкою й гірською породою, близько 250 кг. Це забезпечує суттєві переваги, порівняно з важким обертальним бурінням, подібним до буріння долотом шарошки. Бурильні колони легші, рухаються з більшою швидкістю і з меншою кількістю витрат енергії. Напрямок свердловини підтримується ліпше

васлідок використання легшої бурильної колони й іншого принципу буріння. Нижчі частоти обертання поліпшують ресурс бурильної колони.

Інша особливість молоткового буріння – обхідний механізм, який дає змогу буру промивати свердловину високов'язким буровим розчином без активації молотка. Коли застосовують вантаж до встановленого на забої молотка з коронкою, корпус долота переміщується вгору, закриваючи обвід (байпас) і відхиляючи весь потік через молотковий механізм. Коли коронку витягають, звільняючи забій, корпус долота дозволяє переміщати його вниз, відхиляючи обвід і відхиляючи весь потік навколо молоткового механізму так, щоб молоток припинив працювати, коли він не перебуває в контакті із забоєм.

Інструмент бурового молота розроблено для роботи з певним періодом коливань (близько 30 Гц), щоб оптимізувати механічну швидкість буріння (швидкість проникнення). Максимально ефективного буріння можна досягнути під час роботи з оптимальною витратою промивальної рідини. Зниження витрат промивальної рідини спричиняє неефективне буріння через нижчий період коливань і швидкість нижнього поршня. Однак вищий рівень витрат промивальної рідини не перевищуватиме максимум, призначений для розрахункового коливання поршня.

Оцінки науково-технічного рівня та впровадження технології СПБ

Питання оцінки сучасного стану виченості, упровадження, новизни й науково-технічного рівня технології СПБ найповніше відображено в журналі “Нафтогазові технології” (JPT) (США) за березень 2011 року в публікації “Подолання глибоких розбіжностей у поглядах на технологію СПБ” [8].

У статті наведено результати опитування близько 250 членів Товариства інженерів-нафтовиків (SPE) (США), що працюють по всьому світі. Переважна більшість респондентів – це оператори й постачальники технології, зокрема бурові

підрядники, консультанти та вчені. Респонденти визначили основні особливості технології СПБ, з яких найважливіші було названо з однаковою повторюваністю (рис. 3):

- сейсміка використовує можливості для оптимального розміщення свердловини (22 %);

- технологія дає змогу оператору корелювати дані сейсміки в процесі буріння з іншими видами сейсміки (22 %);

- технологія дозволяє в реальному часі бачити зображення попереду бурового долота (21 %);

- технологія має важливе значення для результатів безпечного буріння (18 %);

- технологія забезпечує оптимізацію місць встановлення обсадки (17 %).

При цьому не було виявлено жодних суттєвих розбіжностей у поглядах на важливість значення цих застосувань СПБ між постачальниками технологій та операторами.

Представник фірми Schlumberger (США), яка з 2003 року вперше запропонувала технологію СПБ як пряме вертикальне сейсмічне профілювання (ВСП), відзначив, що “наша технологія СПБ забезпечує свердловину сейсмічними даними під час буріння, що дозволяє здійснити точне перетворення сейсмічних даних “час – глибина” без невизначеності щодо встановлення швидкості, аж до розміщен-

ня бурового долота. Вимірювання, отримані з допомогою цієї технології, можуть забезпечити унікальну можливість дивитися вперед, не порушуючи операцій, які забезпечують ознаки структури відбивних горизонтів попереду бурового долота на підтримку рішення бурити й будувати свердловини”.

Було розглянуто перепони, які виникли на шляху прискореного впровадження нової технології, що потрібна для використання в складніших умовах буріння й добування вуглеводнів.

Респонденти зазначили, що на швидкість запровадження технології СПБ у практиці буріння свердловин впливають такі чинники:

- висока вартість технології (37 % респондентів на момент опитування);

- недостатнє інформування щодо можливостей технології та її переваг у застосуванні (18 %);

- оператори схильні ризикувати з новою технологією (28 % респондентів);

- занепокоєння стосовно надійності систем СПБ (3 %);

- менше застосувань для технології, ніж дехто думає (14 %).

На рис. 4 наведено діаграму розподілу чинників, що перешкоджають запровадженню технології у виробництво.

Під час застосування технології СПБ треба вирішувати питання постачання до-

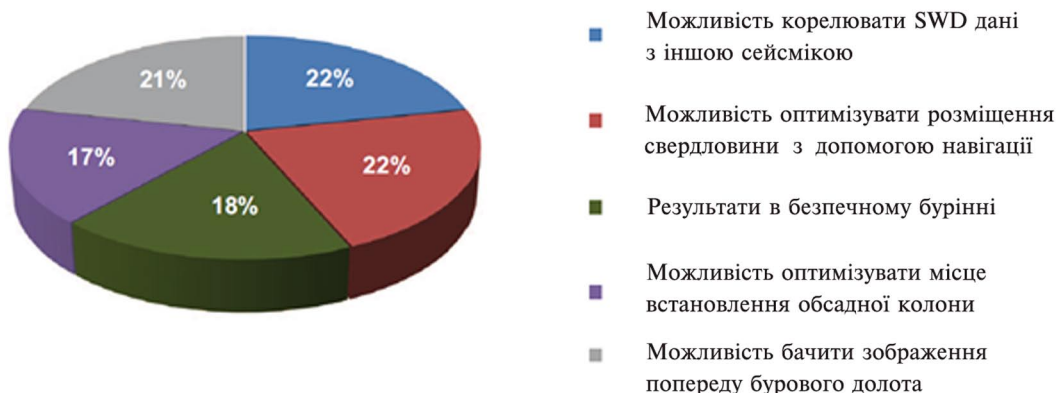


Рис. 3. Діаграма розподілу основних особливостей технології СПБ

даткового конче потрібного обладнання (сейсмічні джерела, підйомники, кораблі розгортання та ін.). Кожна свердловина має унікальні проблеми, які варто вирішувати індивідуально, налагодити відповідну програму постачання й скоординувати її з постачальником. Досвід, накопичений протягом останніх декількох років на багатьох свердловинах, сприяв вирішенню цих проблем. Кількість клієнтів фірми Schlumberger зростає з моменту першого впровадження технології 2003 року [8].

Більшість респондентів (53 %) заявила про доцільність конкретніших досліджень, зокрема аналізу “витрати – переваги”, які допоможуть операторам визначити переваги, що їх буде отримано від використання технології СПБ. Наведені коментарі оператора свідчать про те, що організаціям, які впроваджують цю технологію, потрібно показувати значущість переваг над витратами. Інші важливі заходи респондентів для впровадження технології подано на рис. 5.

Таким чином, найважливіше щодо “просування” технології полягає в проведенні більшої кількості тематичних досліджень, які допоможуть зменшити кількість наявних проблем.

З-поміж проблем під час упровадження у виробництво систем ВСП–ПБ можна назвати такі:

– невисока якість виділення сигналів, які збуджують сейсмоджерела, на фоні шумів бурового долота чи наземних завад як природного, так і штучного походження;

– значні часові погрішності в технології прямого ВСП–ПБ, що може призвести до помилок у структурній побудові геологічного середовища;

– значні затримки в одержанні операторами буріння повноцінної сейсмічної інформації, яку реєструють у вибої свердловини під час використання технології прямого ВСП–ПБ, через низьку швидкість телеметричного обміну інформацією в буровій колоні.

Коли справа доходить до геонавігації в цілому й процесу “бачити попереду” розміщення свердловин, порового тиску й передбачення стабільності стовбуру, потрібно поліпшити експлуатаційні характеристики свердловини. Поєднання поліпшених показників телеметрії, надійності свердловинних сейсмічних датчиків і, безумовно, ефективності обробки, моделювання й можливості інтеграції – це ключові елементи, на які спиратиметься розвиток технології СПБ. СПБ спільно з досягненнями в звичайній телеметрії й появою провідникових бурильних труб може відкрити великі можливості для свердловинних вимірювань, щоб інтерпретувати



Рис. 4. Діаграма розподілу чинників, що перешкоджають запровадженню технології у виробництво

дані за потреби, що може мати великий вплив на процес будівництва свердловини.

У таблиці наведено порівняльні характеристики систем і методів СПБ, зокрема розглянутих у першій частині статті, їх переваги й недоліки.

Висновки

Проведений огляд систем і методів СПБ показує їх велику різноманітність, а також широку зацікавленість у їх використанні та розвитку.

Сьогодні можна виділити три види систем і методів СПБ, а саме:

– системи й методи СПБ з використанням бурового долота для збудження сейсмічних коливань;

– системи й методи СПБ, в яких збудження сейсмічних коливань проводять керованими поверхневими джерелами сейсмічних коливань вібраційного або імпульсного типу;

– системи й методи СПБ, в котрих системи повністю розміщено у свердловині, що дає змогу виконати диференційне або дипольне вертикальне сейсмічне профілювання в процесі буріння свердловин.

Перший вид систем і методів СПБ відрізняється простотою у виконанні обер-

неного вертикального сейсмічного профілювання в процесі буріння свердловин, проте практика показала, що широкий частотний спектр збуджуваних буровим долотом сейсмічних коливань не забезпечує велику глибинність сейсмічних досліджень. Ця технологія сейсмічних досліджень з шарошковими долотами практично обмежується глибинами в 1,5–2 км, внаслідок чого не має перспективи для застосування в Україні, особливо в умовах ДДЗ.

Другий вид систем і методів СПБ ґрунтовано на використанні прямого вертикального сейсмічного профілювання в процесі буріння свердловин із застосуванням керованих наземних джерел сейсмічних коливань, що дозволяє йому забезпечити велику глибинність сейсмічних досліджень. Тому така технологія має найбільшу перспективу застосування в Україні, особливо в умовах ДДЗ. Нині для більшого поширення цієї технології потрібно забезпечити вищу завадозахищеність сейсмічних досліджень, що дасть змогу отримувати інформацію не тільки в паузах під час буріння, а також безпосередньо в процесі буріння свердловин, тобто одержувати безперервні сейсмічні



Рис. 5. Діаграма розподілу заходів, що прискорюватимуть упровадження технології СПБ у виробництво

Таблиця. Порівнювальні характеристики систем СПБ

Система СПБ	Фірма	Функціональні особливості, переваги	Недоліки	Джерела інформації
1	2	3	4	5
TOMEX	Western Atlas	<p>Сигнал бурової коронки використовують як сейсмічне джерело. Сейсмічні сигнали, згенеровані коронкою в процесі буріння, відстежує опорний датчик, установлений на верхшні бурової колони; сигнали опорного датчика взаємно корелюються із сигналами від геофонів, розміщених на поверхні, для отримання даних оберненого ВСП. Потім виконують деконволюцію й зсувають час, щоб видалити ефекти реєстрації джерела опорної траси, яке перебуває на значній відстані від джерела колювань.</p> <p>Система використовує засновану на персональних комп'ютерах технологію з невеликим числом каналів і обмеженими можливостями керувати великими масивами сейсмічних даних. Переваги, порівняно з вимірною кабельною лінією, зокрема із зондами VSI, такі:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Непотрібне додаткове сейсмічне джерело. 2. Вимірювання проводять у процесі буріння (близько до реального часу). 3. Використання бурового долота як джерела знімає низку проблем, суттєвих застосуванню свердловинної апаратури на кабелі, включаючи таку важливу проблему, як термобаромічність. 4. Знижено ризик через відсутність приладу у свердловині й наявність бурильної колони у свердловині. 5. Знижено вартість через відсутність простою свердловини, обмеженого експлуатаційною допомогою. 6. Коронку позиціонують ближче до мети, таким чином, існує можливість отримати сигнали вищих частот. 7. Отримують ліпше томографічне подання резервуара внаслідок використання прямих надходжень з глибини, крім відображень на прихованих шарах. Метод ліпше використовує куту зону, і тому поліпшує просторову роздільну здатність. 	<p>Ненадійна робота в м'яких формаціях, залежність від властивостей породи, а також зміни характеристик коронки.</p> <p>Не можна використовувати в силь-но відхилених свердловинах або з коронками PDC.</p> <p>Не забезпечує, за деякими винятками, даних форми хвилі досить гарної якості, які потрібно використувувати, щоб отримати значуще відображення попереду коронки.</p> <p>Отримання даних не може бути повторено на тому самому рівні глибини, де було проведено буріння, і будь-яка зумовлена несправність системи збору даних може призвести до непоправної втрати даних.</p> <p>Відсутність практичної можливості отримати сигнал від бурової коронки по колоні на гирлі свердловини в сейсмічному діапазоні (зубчастих коливань) частот (40–300 Гц) на глибинах понад 3 000 м.</p> <p>Перераховані недоліки певною мірою є загальними для всіх методів з використанням сигналу бурової коронки</p>	[4, 12, 13, 15]

Продовження таблиці

SEISBIT	OGS/AGP	<p>Сигнал бурової коронки використовують як сейсмічне джерело. Система автоматично отримує, контролює якість даних і використовує метод вибіркової обробки даних, базований на діагностиці умов буріння. Має місце статистичний поділ контрольного сигналу, що бере початок від трас із перешкодами, отриманих безліччо опорних датчиків, поміщених у різні місця, наприклад осьовими, датчиками моменту на буровій і датчиками тиску в контурі бурового розчину.</p> <p>Систему SEISBIT засновано на багатоканальній системі й системі автоматизованого робочого місця, здатній працювати з великою (10–100) кількістю сейсмічних каналів на поверхні (груп геофонів). Система виконує попередню обробку сейсмічних даних коронки в польових умовах, використовуючи різні комбінації з експериментальних трас, тоді як результати допроцесорної обробки надсилає оперативному штабу.</p> <p>Перевага, порівняно із системою TOMEX, така:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Розширено метод СПБ на несприятливі умови, зокрема буріння забійним двигуном і алмазною коронкою PDC. Це було зроблено за підтримки свердловинних інструментальних засобів, щоб отримати поліпшені пілотні траси, що використовують локальну свердловинну накопичувальну пам'ять. 2. Систему синхронізовано супутниковою глобальною навігаційною системою (GPS), тож можливий швидкий зв'язок з допомогою інтерфейсу з іншими системами, що забезпечують дані "під час буріння", наприклад, інструментальними засобами свердловини 	<p>Загальні недоліки методів з використанням сигналу бурової коронки, за винятком можливості роботи з коронками PDC</p>	[12, 15]
DBSEIS	Schlumberger	<p>Сигнал бурової коронки використовують як сейсмічне джерело. Метод застосовує масив приймачів, розміщених на поверхні, для запису сейсмічних сигналів, вироблених джерелом бурової коронки. Ці траси переміщують у часі на основі аналізу когерентності та їх призначено для оцінки сигналу (формування промену). Обчислюють фільтр деконволюції й застосовують щодо даних. Використовували осьові й крутильні коливання бурової коронки, згенеровані впродовж буріння й виміряні на поверхні, вимірювання ваги бурильної колони в гаку крана, а також дані датчиків кручення для відображення бурильної колони, яку розглядають як систему імпульсу.</p> <p>Ця система виконує прозвучування з багаторазовими зміщеннями й використовує багатоканальні методи для поліпшення характеристик бурової коронки, так само як і відображення реверберацій бурильної колони.</p> <p>Перевага, порівняно з іншими системами, що використовують сигнал бурової коронки як сейсмічне джерело, полягає в тому, що метод дає змогу поліпшувати калібрування затримки сигналу бурової коронки даних опорного датчика. Цей час використовують для компенсації затримок кореляції</p>	<p>Загальні недоліки методів з використанням сигналу бурової коронки</p>	[12, 15]

Продовження таблиці

ТРАФОР	ІТР	<p>Сигнал бурової коронки використовують як сейсмічне джерело. Система застосовує бурові труби з проводами й замкові з'єднання з електричними провідниками для запису даних свердловинного опорного датчика в процесі буріння. Сейсмічні дані долота корелюють зі свердловинним акселерометром або акселерометром зверху на буровій колоні. Переваги, порівняно з іншими системами, що використовують сигнал бурової коронки як сейсмічне джерело, такі:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Передавальна система кабельної лінії може працювати з високою швидкістю в реальному часі в процесі буріння, що дає змогу проводити швидкі польові випробування методів СПБ. 2. Поліпшено механічну конструкцію компонента низу бурової колони КНБК (ВНА), включаючи елемент амортизатора, щоб зменшити амплітуди небажаного вторинного сейсмічного випромінювання. 3. Поліпшено точність свердловинного годинника, який завантажено в бездротовий свердловинний реєстратор, здатний витримати глибокі свердловинні удари умови буріння й коливання температури. 	<p>Основний недолік – потрібна заміна звичайних бурильних труб на труби з провідниками. [12, 15]</p> <p>Загальні недоліки методів з використанням сигналу бурової коронки, за винятком п. 5</p>	
Система EM СПБ	ІТР, Geoservices	<p>Сигнал бурової коронки використовують як сейсмічне джерело. Бездротовий метод EM СПБ (електромагнітна система СПБ). Компонент низу бурової колони КНБК (ВНА) включає шарошку долота, амортизатор і свердловинний акселерометр в осовому напрямку до свердловини. Свердловинний вихідний сигнал від акселерометра, що реєструють і зберігають у свердловині з допомогою нового свердловинного блоку реєстратора (СБР), який змонтувала й інтегрувала в КНБК компанія Geoservices, щоб записувати випадкові осьові коливання коронки в синхронізації з поверхнею, і яким керує блок управління на поверхні (ПБУ), передає електромагнітний сигнал "початок реєстрації" з поверхні у свердловину. Щоб спростити об'єднання, метод було виконано без передачі свердловинних даних на поверхню. Переваги, порівняно з системою TRAFOR, полягають в тому, що необхідно замінювати звичайні бурильні труби на труби з провідниками</p>	<p>Загальні недоліки методів з використанням сигналу бурової коронки. [15]</p> <p>Неможливість отримати дані в реальному часі</p>	
Система ВСП ПБ	НПК "Геопроєкт"	<p>Сигнал бурової коронки використовують як сейсмічне джерело. Система подібна до системи TOMEX. Розроблено комплекс програм (SDP) обробки реєстрованих при ВСП ПБ сигналів, який випробувано на матеріалах унікального експерименту під час буріння роторним способом глибокої свердловини від 540 до 4 800 м. У результаті було отримано інформацію, згідно з якою з допомогою математичного моделювання розшифрували природу хвиль та виділили й ідентифікували кілька типів корисних хвиль і хвиль-перешкод. Для придушення хвиль-перешкод перевагу надавали використанню лінійної, рівномірної групи, яку складено з 16 сейсмоприймачів, розміщених через 1 м з базою в 15 м.</p>	<p>Загальні недоліки методів з використанням сигналу бурової коронки [7]</p>	

Продовження таблиці

	За даними оберненого ВСП ПБ для ближніх пунктів прийому за графом прямої поздовжньої хвилі від бурового долота повідомляють про можливість визначення значень швидкості з точністю до 2 %. Під час реєстрації поля ВСП ПБ на вертлюзі переважа віддають електродинамічному датчику перед п'єзоелектричним	[7]	
Seismic VISION	<p>Систему Seismic VISION призначено для здійснення ВСП у процесі буріння. Система включає модуль каротажу в процесі буріння (LWD) із сейсмоприймачами, установленими поблизу бурового долота, джерело збудження сейсмічних хвиль на поверхні, що розміщують на буровій або на морському судні, а також систему вимірювань у процесі буріння (MWD) у вигляді імпульсної телеметрії для передачі даних у реальному масштабі часу. Дані записів хвильової картини чотирикомпонентного ВСП поступають на поверхню в процесі вилучення приладу зі свердловини і їх можуть обробити протягом кількох годин безпосередньо на свердловині або передати в центр обробки для детальної інтерпретації. Отриману інформацію використовують у процесі подальшого буріння.</p> <p>Свердловинний блок датчиків має 3 ортогональних геофони і 2 гідрофони.</p> <p>Переваги системи:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Використання інструмента не перетинається з процесом буріння, і не потребує додаткового часу на буріння, поліпшує безпеку, економить час і вартість спорядження. 2. Існує можливість отримати форму хвилі в реальному часі, яка дасть змогу позиціонувати бурову коронку, підтверджувати глибини наступних цілей. 3. Маємо хорошу якість даних у свердловинах з обсадженням і без нього. 4. Можливо скоротити або оптимізувати час чистого буріння (через ранне калібрування мети). 5. Застосовано технологію проведення каротажу в процесі буріння (LWD). 6. Використано багатокомпонентні вимірювання. 7. Кільцева симетрична система розміщення датчиків і приймачів поблизу бурової коронки дає змогу використовувати однополюсну симетричну діаграму спрямованості, підвищує чутливість приладу й надійність отримання сейсмічної інформації. 8. Положення коронки визначають набагато точніше, порівняно з наземною сейсмікою 	Є потреба в сейсмічному джерелі на даній поверхні	[1, 3, 4, 6, 11, 14]

Продовження таблиці

<p>IntelliPipe Sperry</p>	<p>Halliburton Energy Services</p>	<p>Система Halliburton подібна в загальних рисах до системи SeismicVISION. Система використовує імпульсну телеметрію з буровим розчином або високошвидкісну. Програмна інфраструктура об'єднує програмне забезпечення щодо отриманих даних в реальному часі від бурової компанії Sperry з програмним забезпеченням, що інтерпретує геологічне середовище, використовуючи моделювання фірми Landmark. Свердловинний блок датчиків IntelliPipe Sperry має 8 акселерометрів, 4 геофони, 4 гідрофони. Дрейф свердловинного годинника становить не більш як 120 мкс на добу.</p> <p>Переваги системи (перед перевагами системи Seismic VISION):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Маємо високу якість даних реального часу на протязі даним, отриманим кабельною лінією. 2. Індивідуальна компенсація тиску й температури. 3. Замінність у польових умовах 	<p>Потрібне сейсмічне джерело на даній поверхні</p> <p>[2, 6]</p>	
<p>HydroPulse™, HydroSeis™</p>	<p>Tempress Technologies, Inc.</p>	<p>Інструмент HydroPulse™ підвищує швидкість буріння, виробляючи інтенсивний усмоктувальний імпульс у буровій коронці. Інструмент має автоматичний клапан, що його може бути відхилено, і який розміщено вище коронки на шляху високошвидкісної течії потоку в корпусі. Миттєва зупинка потоку розчину через шлях потоку виробляє імпульс, що створює в певному місці незбалансовані умови буріння на поверхні коронки.</p> <p>Сейсмічне застосування інструмента – ВСП ПБ і сейсмічний огляд попереду коронки в процесі буріння. Опорний датчик установлено на буровій колоні. Випробування продемонстрували гарне поширення сигналу до поверхні з глибини 800 м. Джерело виробляє світ близько 4 с, ширина спектра становить понад 250 Гц.</p> <p>Переваги пристрою (перед перевагами систем з використанням сигналу бурової коронки):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Збільшення рівня проникнення від 33% до 200%. 2. Скорочення невідповідних рухів коронки, що підвищує її довговічність. 3. Низький робочий диференціальний тиск забезпечує зниження вимог гідравлічної потужності. 4. Високороздільне відображення попереду коронки в процесі буріння. 5. Виробляє незалежно хвилі стиску й зсуву. 6. Попередньо оповіщує щодо викидів газу 	<p>Низький рівень надійності, 50 годин роботи – поріг для комерційного застосування.</p> <p>Роботу продемонстровано на недовгостатньо великій глибині (800 м)</p> <p>[9]</p>	

1	ІТРОМОЛОТ					
2	SDS Digger tools Pty Ltd (Австралія)	Проведено теоретичні оцінки використання свердловинного гідромолота для сейсмічних досліджень. Свердловинний компонент складено з коронки й механізму молота. Основний приводний механізм – внутрішній поршень зворотньо-поступального ходу. Рушійна сила внутрішнього поршня – перепад тиску між вхідним і вихідним потоком. Безперервна підтримка тиску в напрямку течії дає змогу здійснити швидку вібрацію поршня. Під час ходу вгору поршень уповільнюється й зупиняється, стискаючи рідину. Під час ходу вниз рідина високого тиску направляє поршень униз до зткнення з верхом коронки. Позитивні риси цієї системи включають такі: 1. Ефективніше руйнування твердих порід. 2. Збільшення терміну служби коронки зі зменшенням навантаження на неї. 3. Існує потреба в невеликій модифікації для стандартної практики буріння (можливе додавання амортизатора вище молота)				
3						
4						
5						

годографи під час буріння, що дозволяє уникнути можливого пропуску важливих об'єктів під час досліджень.

Третій вид систем і методів СПБ підвищує роздільну здатність сейсмічних досліджень, запобігає впливу зони малих швидкостей, крім того, метод дозволяє ефективно виявляти в процесі буріння небезпеки попереду долота на зразок аномального високого пластового тиску (АВПТ), а також підвищити ефективність досліджень різних складнобудованих геологічних об'єктів, наприклад із субвертикальними стінками.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Пантелеев С. П.* Невзрывные погружные источники сейсмических колебаний/С. П. Пантелеев//Север промышленный. – 2000. – № 4. – 4 с.
2. *Cornish B.* Seismic While Drilling/B. Cornish, R. Deady, M. Y. Dethloff//Halliburton Energy Services. – SPE Bergin Seminar 26.04.06. – IADC/SPE 99042. – 19 p.
3. *Duey Rhonda.* Real-time seismic-while-drilling. Seismic-while-drilling has finely come of age/Rhonda Duey//E & P. A Hart Energy Publication. – October 2008. – 3 p.
4. *Esmersoy Cengiz.* Seismic MWD: Drilling in time, on time, it's about time/Cengiz Esmersoy, Andrew Hawthorn, Chris Durrand, Phil Armstrong//The Leading Edge. – January 2005. – P. 56–62.
5. *Finger J. T.* Advanced Drilling Systems study/J. T. Finger, B. J. Livesay, K. G. Pierce//SAND 95 – 0331. – Printed June 1996. – Strategic Studies Center, Sandia National Laboratories. – 163 p.
6. *Hsieh Linda* New seismic-while-drilling systems may help operations navigate complex well paths/Linda Hsieh//Drilling contractors. – July/August, 2010. – P. 38–43.
7. http://geoproect.ru/seismic_exploration/vsp_in_drilling.php
8. *Jacobs S., Donnelly J.* Crossing the Technology Chasm: Seismic While Drilling//Journal of Petroleum Technology. – March 2011. – P. 31–36.
9. *Kolle J. J.* HydroPulse™ Drilling/Final Report April 2004. – US Department of Energy. – Cooperative Development Agreement № DE-FC 26-FT34367. – Tempress Technologies. – 23 p.
10. Pat. 2006032093 WO. Piston design for down hole hammer/McInnes Malcom Bicknell,

Sanfead Brian Thomas (AU); Applicant: SDS Digger Tools Pty Ltd (AU). – AU 20040905433, 2004-09-22; Publication info: 2006-03-30.

11. Pat. 5753812 US. Transducer for sonic logging-while-drilling/Aron Jeffery B, Chang Shu-Kong, Klasel Donelt A, Lau Ting M (US); Applicant: Schlumberger Technology Corp (US). – US 19950569027, 1995-12-07; Publication info: 1998-05-19.

12. *Poletto F.* Seismic while drilling. Fundamentals of drill bit seismic for exploration/F. Poletto, F. Miranda. – Elsevir. – 2004. – 547 p.

13. *Rector III J. V.* The use of an active drill bit for inverse VSP measurements/J. V. Rector III, B. P. Morion, B. A. Hardage//Exploration Geophysics 20(2). – P. 343–346.

14. Seismic VISION – Real-time borehole seismic system: Product leaflet of Schlumberger. – July 2003. – 4 p.

15. *Shoichi Nakanishi.* Feasibility Study of Seismic-while-drilling Hammer Drilling Technology. – Curtin University of Technology. – 1999. – 218 p.

REFERENSES

1. *Pantelev S. P.* Nonexplosive submersible sources of seismic fluctuations/S. P. Pantelev// Sever promyshlennyj. – 2000. – № 4. – 4 p. (In Russian).

2. *Cornish B.* Seismic While Drilling/B. Cornish, R. Deady, M. Y. Dethloff//Halliburton Energy Services. – SPE Bergin Seminar 26.04.06. – IADC/SPE 99042. – 19 p.

3. *Duey Rhonda.* Real-time seismic-while-drilling. Seismic-while-drilling has finely come of age/Rhonda Duey//E & P. A Hart Energy Publication. – October 2008. – 3 p.

4. *Esmersoy Cengiz.* Seismic MWD: Drilling in time, on time, it's about time/Cengiz Esmersoy, Andrew Hawthorn, Chris Durrand, Phil Armstrong//The Leading Edge. – January 2005. – P. 56–62.

5. *Finger J. T.* Advanced Drilling Systems study/J. T. Finger, B. J. Livesay, K. G. Pierce//SAND 95 – 0331. – Printed June 1996. – Strategic Studies Center, Sandia National Laboratories. – 163 p.

6. Hsieh Linda New seismic-while-drilling systems may help operations navigate complex well paths/Linda Hsieh//Drilling contractors. – July/August, 2010. – P. 38–43.

7. http://geoproect.ru/seismic_exploration/vsp_in_drilling.php

8. *Jacobs S., Donnelly J.* Crossing the Technology Chasm: Seismic While Drilling//Journal of Petroleum Technology. – March 2011. P. 31–36.

9. *Kolle J. J.* HydroPulse™ Drilling/Final Report April 2004. – US Department of Energy. – Cooperative Development Agreement № DE-FC 26-FT34367. – Tempres Technologies. – 23 p.

10. Pat. 2006032093 WO. Piston design for down hole hammer/McInnes Malcom Bicknell, Sanfead Brian Thomas (AU); Applicant: SDS Digger Tools Pty Ltd (AU). – AU 20040905433, 2004-09-22; Publication info: 2006-03-30.

11. Pat. 5753812 US. Transducer for sonic logging-while-drilling/Aron Jeffery B, Chang Shu-Kong, Klasel Donelt A, Lau Ting M (US); Applicant: Schlumberger Technology Corp (US). – US 19950569027, 1995-12-07; Publication info: 1998-05-19.

12. *Poletto F.* Seismic while drilling. Fundamentals of drill bit seismic for exploration/F. Poletto, F. Miranda. – Elsevir. – 2004. – 547 p.

13. *Rector III J. V.* The use of an active drill bit for inverse VSP measurements/J. V. Rector III, B. P. Morion, B. A. Hardage//Exploration Geophysics 20(2). – P. 343–346.

14. Seismic VISION – Real-time borehole seismic system: Product leaflet of Schlumberger. – July 2003. – 4 p.

15. *Shoichi Nakanishi.* Feasibility Study of Seismic-while-drilling Hammer Drilling Technology. – Curtin University of Technology. – 1999. – 218 p.

Рукопис отримано 16.07.2015.

С. В. Гошовский, ukrdgri@ukrdgri.gov.ua,

С. С. Пигнастий, sergsp@meta.ua,

П. Т. Сиротенко, petro@ukrdgri.gov.ua

(УкрГГРІ)

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Статья 2. Применение управляемых источников сейсмических колебаний

В статье проведен анализ мировых тенденций новых технологий сейсмических исследований в процессе бурения скважин. Проведенный обзор систем и методов сейсмики в процессе бурения (СПБ) показывает их большое разнообразие, а также широкую заинтере-

ресованность в их использовании и развитии. Описаны технологии СПБ с использованием приборов, установленных на буровой колонне, методы с использованием гидравлической импульсной технологии бурения и другие.

Технологии СПБ находятся в состоянии непрерывного совершенствования, сложно выделить явные преимущества определенного метода, определить его универсальность и оценить возможности широкого использования, которые зависят от уровня разработки системы и конкретных условий ее использования.

Ключевые слова: сейсмические исследования скважины, скважинный зонд, буровая коронка, трубные волны, источник колебаний, сейсмические наблюдения, бурильные трубы, гидравлическая импульсная технология бурения, сейсмограмма, сейсмический источник, сигналы геофона, корреляция.

S. V. Goshovskyi, ukrdgrri@ukrdgri.gov.ua,

S. S. Pignastyi, sergsp@meta.ua,

P. T. Syrotenko, petro@ukrdgri.gov.ua,

(Ukrainian State Geological Research Institute)

CURRENT STATE AND PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF NEW TECHNOLOGIES OF SEISMIC RESEARCHES IN THE COURSE OF DRILLING

Article 2. Application of the operated sources of seismic fluctuations

In article the analysis of world tendencies of new technologies of seismic researches while drilling of wells is carried out. The carried-out review of systems and methods of seismic while drilling (SWD) shows a big variety, great interest in their use and development. The SWD technologies with use of the devices installed on a boring column, methods with use of hydraulic pulse technology of drilling and others are described.

The SWD technologies are in a condition of continuous improvement, it is difficult to allocate clear advantages of a certain method, its universality and applicability for wide use which depend on the level of system development and specific conditions of its use.

Keywords: seismic researches of a well, a borehole probe, a drill bit, pipe waves, a source of fluctuations, seismic supervision, boring pipes, a the hydropulse technology of drilling, the seismographic record, a seismic source, a geophone signal, correlation.