

С. В. Гошовський, *д-р техн. наук, директор УкрДГПІ, 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
(Український державний геологорозвідувальний інститут)

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

Стаття 1. Застосування бурового долота як джерела сейсмічних коливань

У статті наведено аналіз світових тенденцій щодо новітніх технологій сейсмічних досліджень у процесі буріння свердловин. Проведений огляд систем і методів сейсміки в процесі буріння (СПБ) демонструє різноманітність, гостру зацікавленість в їх використанні й розвитку. Описано технології СПБ з використанням сигналу бурової коронки.

Технології СПБ перебувають у стані безперервного вдосконалення, складно виділити явні переваги певного методу, його універсальність і придатність для широкого застосування, які залежать від рівня розробки системи та конкретних умов її використання.

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

Вступ

Звичайна технологія сейсмічних досліджень свердловин, а саме метод вертикального сейсмічного профілювання (ВСП), використовує системи провідної лінії з реєструючими інструментальними засобами у свердловині. Цей метод, для якого буріння повинне бути перерване, має високі витрати й деякий експлуатаційний ризик. Витрати суттєво пов'язані з установкою обладнання буріння, які значно підвищуються зі зростанням числа зсувів джерел на поверхні. Ризики існують через відсутність бурильної колони у свердловині протягом одного або декількох днів, яка перебуває без контролю свердловинного тиску. Отже, існує можливість руйнування стінок або сильного поштовху,

тобто збільшення тиску, який перевищує створений тиск буровим розчином, що без керування може призвести до викиду (Langenkamp, 1994 р.). Тому актуальним є розвиток новітніх технологій сейсмічних досліджень у процесі буріння свердловин.

Методи СПБ з використанням сигналу бурової коронки

Мотивації розвитку методу СПБ

Методи СПБ в разі використання сигналу від бурової коронки широко наведено в монографії [4]. Пасивне прослуховування на поверхні, використання шуму, виробленого коронкою як сейсмічним джерелом у процесі буріння, долає труднощі системи провідної лінії з реєструючими інструментальними засобами

у свердловині й забезпечує геофізиків і буровиків цінною інформацією сигналу глибина/час. Цей сигнал має бути розпізнаний і відмінний від інших джерел шуму у свердловинному навколишньому середовищі. Інформація, отримана безпосередньо на місцезнаходженні свердловини, використовує опорний (пілотний) і геофонні сигнали для кореляції.

Сейсмічна зйомка може бути розширена на відстані кількох кілометрів від пригирлового зміщення, у разі додавання додаткових геофонів сейсмічної лінії на поверхні, тобто лінії приймачів, що використовуються для цієї мети. Тоді без будь-якої суттєвої додаткової вартості може бути використаний метод оберненого ВСП (ОВСП) з багаторазовим зміщенням.

Переваги методу СПБ

Потенційні переваги методу СПБ наведено нижче [4]:

- позиціонування коронки на сейсмічному профілі в часі й не тільки поза глибиною;
- позиціонування коронки ближче до мети, отже, є можливість отримання сигналів вищих частот;
- одержання еквівалента пробних експонувань у процесі буріння;
- отримання кращого томографічного подання резервуара внаслідок використання прямих надходжень з глибини, крім відображень на прихованих шарах;
- метод краще використовує кутову зону й тому поліпшує просторову роздільну здатність;
- визначення часу пробігу до поверхні в процесі буріння свердловини при використанні сейсмічних частот, беручи до уваги, що інструментальні засоби, які могли вимірювати швидкості формації після завершення свердловини, використовують джерела з вищими частотами й після завершення свердловини;
- використання можливостей реально-го часу. Це однак потребує складної організації, здатності обробити дані, вивірити їх і потім прийняти на озброєння. Це все має відбуватися в реальному масштабі

часу з виконанням повної процедури. Навіть через десятки років після перших експериментів зростання апетитів обробки, подібних інтересу до тривимірної глибинної міграції даних, робить цю мету цікавішою, ніж коли-небудь, але все ще частково невлучною.

Швидке сканування методу СПБ у мережі Інтернет показує, що більше ніж за шістнадцять років (1988–2004 рр.), багато переваг (якщо не всі ці переваги) систематично були втілені в життя. Усі ці характеристики зробили й роблять СПБ цікавим проектом [4].

Проблеми та потенціал технології СПБ

Бурова коронка як джерело коливань вивчалася екстенсивно, починаючи з 60-х років ХХ ст. спочатку контролювалися коливання, вироблені процесом буріння; пізніше вдалося отримати виміри “сейсморозвідки при бурінні”. Однак надійні геофізичні результати СПБ було отримано в основному за останнє десятиріччя.

Успіх застосування бурової коронки “сейсморозвідки при бурінні” є результатом удосконалення звичайного сейсмічного методу, який використовує сигнали з відомими характеристиками й нульовим пусковим часом.

Технологія “при бурінні” потребує попередньої обробки отриманих незв'язних за часом необроблених (первинних) польових даних, щоб отримати імпульсні сейсмограми, що мають задану форму з відомими початками відліку часу. Це досягається способом дуже довгої реєстрації інтервалів, тобто використанням декількох десятків хвилин пасивного прослуховування для кожного пункту (точки) по глибині. Надійність цієї технології визначається фактичною придатністю комп'ютерів нового покоління, типу персональних комп'ютерів та автоматизованих робочих місць, з процесорами, що мають обчислювальні потужності біля сотень мегафлоп і пам'ять для зберігання на дисках близько гігабайта, які значно збільшили можливість попередньої обробки в польовій обстановці.

Для розвитку нової технології була намічена одна головна мета – створити метод і систему отримання даних, що гарантують безперервне пасивне вимірювання шуму бура, з регулярним здійсненням вибірки за глибиною протягом усіх періодів буріння, з урахуванням проблем, що стоять перед цим. По-перше, працює свердловина – складне середовище, в якій бурові роботи визначають, часто з раптовими непередбачуваними змінами, синхронізацію для отримання сейсмічних даних бурової коронки. По-друге, отримання даних не може бути повторене на тому ж самому рівні глибини, де було проведено буріння, і будь-яка зумовлена несправність системи збору даних може призвести до непоправної втрати даних. Крім того, використання сейсмічних даних бурової коронки, яка може мати характеристику змінної частоти та в деяких випадках несприятливі умови, зумовлені перешкодами, потребує правильної перевірки й розуміння геофізиками та експлуатаційниками.

Незважаючи на ці проблеми, метод “у процесі буріння” був продемонстрований, його потенціал є цінний у різних галузях його застосування. Дані, отримані під час використання бурової коронки в цьому методі, використовувалися в реальному часі для передбачення та керування небезпечними умовами буріння, які можуть виникати при наближенні неоднорідності (різких змін). Проведений аналіз продемонстрував надійність методу та його потенційних можливостей у нафтових і геотермальних свердловинах.

Узагалі відношення сигнал-шум бурової коронки при ВСП, отриманий на єдиному зміщенні місця розташування з використанням тільки опорних вимірювань на поверхні, здебільшого нижче, ніж у звичайному, з використанням геофонів у свердловині. Однак придатність “вимірювання при бурінні” та інформації під час багаторазового зміщення протягом усіх фаз буріння роблять СПБ дуже зручним. У таблиці показано основні переваги й недоліки методів звичайного ВСП і СПБ [4].

Таблиця. Основні переваги й недоліки методів звичайного ВСП і СПБ

Метод	Звичайне ВСП	СПБ
Діючий ризик	Присутній (прилади у свердловині, бурильна колона поза свердловиною)	Відсутній (не має приладу у свердловині, бурильна колона у свердловині)
Загальна вартість	Вища (простій свердловини й потреби у витягуванні бурильної колони зі свердловини)	Нижча (ніякого простою свердловини, обмежена експлуатаційна допомога)
Дані	Небагато зміщень і багато рівнів або багато зміщень з небагатьма рівнями	Надмірність інформації в процесі буріння (метод ОВСП майже за ту саму вартість)
Відношення сигналу до шуму	Вище (на окремих сейсмограмах)	Нижче (з поверхневими датчиками) Присутність шуму зменшено багатоканальною обробкою. На тому ж рівні (зі свердловинними опорними датчиками)
Ширина смуги частот	Більша	Менша (з поверхневими датчиками). На тому ж рівні (зі свердловинними датчиками)
Придатність даних	Після буріння	У процесі буріння (близьке до реального часу)

Хронологія розробки методів СПБ з використанням сигналу бурової коронки

Ідея щодо вимірювання коливань бурової коронки протягом буріння була запропонована через велику кількість причин. Крім того, різні підходи, як розглядалося вище, вирішували проблему ідентифікації сигналу бурової коронки. Ці підходи, зроблені декількома дослідниками, виділено нижче.

Дослідник Guy (1961 р.) запропонував новий метод для геологічного контролю буріння, яке використовує “різні технічні маневри й втручання, що зустрічаються в процесі буріння”. Цей метод використовує амплітуди, виміряні сейсмометрами, розміщеними на поверхні землі, щоб робити запис рівня коливань під час буріння та отримувати інформацію щодо характеру (природи) пробуреної формації. Інші дослідження, націлені на розуміння поведінки як бурильної колони, так і системи обладнання стенда при отриманні інформації про властивості гірської породи, були засновані на теорії імпедансів (Lutz, Raynaud, Gastalder, Quichaud, Raynald та Muckerloy, 1972 р.). Ці автори розвивали теоретичну інтерпретацію поздовжніх коливань, виміряних угорі бурильної колони, щоб моделювати на комп’ютері динамічні явища буріння та отримувати миттєву “імпедансну реєстрацію” формації в процесі її буріння (швидка реєстрація).

Вимірювання коливань бурової коронки використовувалося також для аналізу стану коронки. Наприклад, методи для визначення стану зносу багатоконусної коронки запропонував Стюарт (1989 р.), а також Jardine, Lesage та McCann (1990 р.). Вони використовували аналіз *cepstral* (тобто реєстрація-спектр, або також реєстрація – Фур’є), щоб визначити спектр частот гармонік вібрації коронки й вибрати періодичність обертання коронки та її фундаментальну частоту, яка змінюється зі зносом.

Раніше були досліджені коливання в разі буріння з використанням інструментальних засобів на поверхні й також свердловинних записувальних інструмен-

тальних засобів, уставлених у бурильну колону. Ці вимірювання використовувалися, щоб пристосувати параметри буріння для керування (контролю) небажаними коливаннями та явищами, що впливають на роботу бурової коронки типу переривчастого ковзання, тремтіння та кружляння (Hutchinson, Dubinsky та Henneuse, 1995 р.).

Інша причина для дослідження коливань бурильної колони полягала в тому, щоб визначити точну позицію коронки протягом бурових робіт. Кілька авторів вивчали використання імпульсних джерел, щоб отримати результати з найменшим впливом на процес буріння та його переривання. Bailey (1974 р.) запропонував непасивну безперервну систему позиціонування коронки, використовуючи рух датчиків на буровій установці й велику кількість геофонів на поверхні землі, щоб робити вимірювання, за допомогою якого могла б бути визначена позиція коронки. Для цієї мети коронка піднімалася й раптово опускалася у свердловині, щоб зробити зіткнення й виміряти часи вступу пружних хвиль у формації після того, як вони синхронізовані із затримкою сигналу в бурильних трубах. Klaveness (1980 р.) радив використовувати сейсмічний генератор імпульсів у бурильній колоні поблизу коронки й масив сейсмометрів на поверхні, щоб визначити напрямок буріння й літологію, через яку проходить бур. Katz (1984 р.) обґрунтував метод для визначення позиції бурової коронки з використанням когерентних акустичних сигналів, згенерованих буровою коронкою й зареєстрованих біля поверхні землі великою кількістю датчиків, розміщених коло свердловини.

Використовуючи переваги багатьох з цих СПБ методів, Staron, Arens та Gros (1988 р.) запропонували ідею стосовно використання коливань бурової коронки, зареєстрованих на верхньому кінці бурових труб, як свого роду свіп Вібросейса, щоб отримати сейсмограми “при бурінні”. Метод складається з розміщеної “на трубі” й на землі реєстрації (відповідно з тими ж

рівнями глибин) – групування цих елементарних реєстрацій попарно й кореляції та накопичення їх для того, щоб виробити кореляційний сигнал, який являє собою вироблену акустичну енергію та часи пробігу хвиль, переданих у формацію.

Специфічне застосування цього методу – метод ВСП, який отримано після виправлення корельованих сейсмограм для часу пробігу зареєстрованого опорного сигналу на бурильній колоні. Цей метод – миттєвої акустичної реєстрації в межах свердловини – був основною ідеєю, також як і перший ефективний підхід використання сейсмічної технології бурової коронки, незважаючи на спочатку низьку якість результатів.

Система TOMEX

Після Staron інші дослідники вивчали сейсмічний сигнал бурової коронки. Зокрема Rector і Marion (1991 р.) демонстрували (з результатами хорошої якості) використання бурової коронки оберненого ВСП (ОВСП) із застосуванням корельованих даних долота шарошки. У 1989 р. Rector запропонував методи деконволюції кратних бурильної колоні, закріплюючи автокореляції датчиків бурильної колоні. На основі багатообіцяючих результатів, отриманих Rector і Marion (1991 р.), була розвинена технологічна комерційна система “сейсміка при бурінні” TOMEX. Rector і Hardage (1992 р.) вивчали сигнал коронки, щоб охарактеризувати діаграму спрямованості випромінювання хвильових полів долота шарошки в умовах з перешкодами. Система TOMEX працювала в багатьох сейсмічних зйомках, офшорних і берегових, показуючи геофізичні результати з коронками долота шарошки. Ця система використовує засновану на персональних комп'ютерах технологію з невеликим числом каналів та обмеженими можливостями керувати великими сейсмічними масивами даних [4].

Безперервні сигнали, згенеровані коронкою в процесі буріння, відстежуються опорним датчиком, установленим на вершині бурової колоні, і сигнали опорного датчика взаємно корелюються із сигналами від геофонів, розміщених на поверхні,

для отримання даних оберненого ВСП [4, 5]. Потім виконуються деконволюція й зсув часу, щоб видалити ефекти реєстрації опорної траси місцеположення джерела на значній відстані від нього. Випробування демонструють, що ці оброблені дані джерела бурової коронки насправді ідентичні звичайним попереднім даним ВСП.

Проводилася обробка контрольного сигналу після вирахування поляризаційного шуму в сигналі, що вимірюється в голівці бурильної колоні (Rector, 1990 р.). Рішення, прийняте до деконволюції сейсмічних даних, за підходом, який запропонував Rector, щодо використання оператора, що виробляє автокореляції опорного датчика (Rector, 1989 р.), може призвести до неправильної деконволюції сейсмічних трас зі спотворенням відбиттів формації. Це відбувається через різний шлях проходження численних посилок бурильної колоні, переданих у формацію, щодо численних посилок до голівки бурильної колоні (Poletto, Malusa та Miranda, 2001 р.).

Застосовуючи інший підхід, який не використовує записи датчика на обладнанні, Widrow (1990 р.) запропонував метод вилучення запису бурової коронки й сигналу за допомогою адаптивних фільтрів. Ці фільтри пов'язані з кожним з датчиків, що використовуються для отримання численних трас, розміщених у різних позиціях у землі близько до поверхні, щоб вимірювати сигнали бурової коронки з різним часом проходження. Характеристика бурової коронки й відображення розраховані після збіжності адаптивних фільтрів (Widrow, 1990 р.), таким чином була отримана оптимізація функції кореляції вихідних трас.

Система SEISBIT

Водночас Rocca, Persoglia, Poletto та Craglietto (1990 р.) досліджували використання сигналу бурової коронки для цілей свердловинної сейсміки, застосовуючи безліч пілотних (опорних) датчиків в обладнанні бурової установки та завади бурового долота (Angeleri, Persoglia та Poletto, 1990 р.). Вони розвинули метод, який

дав можливість їм виконати статистичний розподіл контрольного сигналу, що починається від трас з перешкодами, отриманих великою кількістю опорних датчиків, поміщених у різні місця розташування, наприклад, датчиків осьових, датчиків моменту на буровій та датчиків тиску в контурі бурового розчину (Angeleri, Persoglia, Poletto та Rocca, 1996 р.; Poletto, Rocca та Bertelli, 2000 р.). Після цих робіт у дослідних свердловинах Miranda, Aleotti, Abramo, Poletto, Craglietto, Persoglia та Rocca, 1996 р., Відділення ENI E&P і OGS (Національний інститут океанографії та експериментальної геофізики, Італія) розвинули власну систему SEISBIT. Ця система в автоматизованому режимі одержує й контролює якість даних та використовує метод їх вибіркової обробки, що ґрунтується на діагностиці умов буріння (Miranda, Abramo, Poletto та Comelli, 2000 р.). Крім того, дослідження розширило метод СПБ на несприятливі умови, а саме: буріння вибійним двигуном та алмазною коронкою. Це було зроблено з підтримкою свердловинних інструментальних засобів для отримання поліпшених пілотних трас, використовуючи локальну свердловинну накопичувальну пам'ять. Система SEISBIT заснована на багатокомп'ютерній системі й системі автоматизованого робочого місця, здатних працювати із середньою (десятки) або великою (близько ста) кількістю сейсмічних каналів на поверхні (груп геофонів). Вона використовує сейсмічні траси зі змінними установками одиниць берегової реєстрації. Отримання сейсмограм автоматизоване, синхронізоване з параметрами буріння, які використовуються для безперервного автоматичного контролю якості, аналізу отриманих даних та оптимізації накопичення кореляцій того ж самого рівня глибин. Система виконує попередню обробку сейсмічних даних коронки в польовій обстановці, щоб отримати набір сейсмічних трас, які можуть бути оброблені за допомогою стандартних ВСП пакетів. Оскільки необроблені дані доступні на лінії в польовій обстановці, попередня обробка може бути досягнута,

використовуючи різні комбінації з експериментальних трас, водночас як результати допроцесорної обробки надсилаються до оперативного штабу. Ця система синхронізована глобальною супутниковою навігаційною системою (GPS), тому є можливість швидкого зв'язку за допомогою інтерфейсу з іншими системами, що забезпечують дані "при бурінні", наприклад, інструментальними засобами свердловини. Ця система використовувалася в різних експлуатаційних умовах, типу міжсвердловинної та 3D ОВСП геометрії з шарошкою й коронкою з полікристалічним алмазним пресуванням (PDC), і під час буріння за допомогою вибійного двигуна (DHM).

Система TRAFOR

Інститут Français du Pétrole (IFP) розробив систему TRAFOR, використовуючи бурові труби з проводами й замкові з'єднання з електричними провідниками, щоб робити запис свердловинних даних у процесі буріння. Ця система застосовувалася для сейсмічного профілювання буровою коронкою (Naville, Layotte, Pignard та Guesnon, 1994 р.). Система TRAFOR заснована на передачі свердловинного пілотного датчика, що використовує провідникову (кабельну) бурильну колону. Основний недолік цієї системи полягає в тому, що потрібна заміна звичайних бурильних труб на труби з провідниками.

Поліпшена система електромагнітного зв'язку між вибоєм і поверхнею (Soulier і Lemaitre, 1993 р.; Soulier, 1997 р.) була випробувана до запуску свердловинних інструментальних засобів запису з локальною накопичувальною пам'яттю. IFP спільно з Відділенням ENI E&P і OGS провели випробування з використанням для цілей СПБ свердловинних інструментальних засобів зі внутрішньою пам'яттю, де дані зберігаються й вивантажуються після того, як коронка піднята. У цьому разі є затримка для використання свердловинних даних, які є однак якщо не оперативними, то доступними в процесі буріння.

Метод ВСП за допомогою вимірювання вібрації бурової коронки також запропонували Ng, Disiena та Vseisu (1990 р.). Вони використовували багато сейсмометрів на поверхні землі й датчики, які встановлені в обертовій бурильній колоні, щоб визначити величини осьової та торсіонних вібрацій. Результат – ідентифікація відносної затримки крутих (торсіонних) і осьових хвиль, вимірюваних зазначеними датчиками в бурильній колоні. Ця затримка саме осьової й торсіонної швидкостей в бурильній колоні відома й дає можливість обчислювати місце розташування точки в бурильній колоні, в якій згенеровано вихідний сигнал.

Система DBSeis

Метод для визначення деконволюції характеристики бурової коронки запропонували Miller, Haldorsen і Ростов (1990 р.). Указаний метод використовує масив приймачів, розміщених на поверхні землі для запису сейсмічних сигналів, вироблених джерелом бурової коронки. Траси переміщені в часі на основі аналізу когерентності й призначені для оцінки сигналу (формування променя). Фільтр деконволюції обчислюється й застосовується до даних. Використання багаторазового зміщення обговорювалося Haldorsen, Miller and Walsh (1995 р.). Booer і Meehan (1993 р.) використовували осьові й крутильні коливання бурової коронки, згенеровані протягом буріння й виміряні на поверхні, а саме вимірювання ваги бурильної колони на гаку крана, а також датчиками кручення, щоб відобразити бурильну колону, що розглядається як система імпедансу. На основі цих результатів Schlumberger розвинула СПБ технологію системи DBSeis. Система DBSeis працювала добре в різних застосуваннях. Ця система виконує прозвучення з багаторазовими зміщеннями й використовує багатоканальні методи для поліпшення характеристики бурової коронки, також як і відображення реверберацій бурильної колони. Зазначений вище метод у свою чергу дає можливість поліпшувати калібрування затримки сигналу бурової коронки згідно

з даними опорного датчика. Цей час використовується для компенсації затримок кореляції. Система DBSeis була перевірена в береговій і прибережній зонах під час дослідження можливості інтегрування СПБ (також як і ВСП у процесі буріння з приймачами у свердловині) з іншими технологіями, що застосовуються для моніторингу буріння свердловини й передбачення небезпечних умов.

Непасивний підхід під час буріння запропонували російські дослідники Шехтман і Шнеерсон [2], що використовують метод, заснований на керованій зміні параметрів буріння, який отримано при зміні швидкості обертання коронки. Цей метод заснований на мінливості шуму бурової коронки з різними частотами в межах діапазону, обмеженого сейсмічним каналом. Керована зміна може бути також отримана зміною тиску на дні від нуля до максимального, зумовленого вантажем бурової коронки.

Asanuma й Niitsuma (1992 р.) використовували аналіз поляризації некорельованих коливань коронки шарошки долота, зареєстрованих мережею свердловинних багатокомпонентних датчиків, щоб відобразити прямі надходження сигналів і відображення в міжсвердловинних зйомках, показуючи результати з великою шириною смуги частот. Серед інших підходів ми також згадуємо пропозиції Neill, Aminzadeh, Sarem та Quintana (1993 р.) щодо використання сигналу бурової коронки в суміжних свердловинах, використовуючи низку свердловин в одному й тому ж місці, і Petersen та Heggernes (1996 р.) щодо використання свердловинних датчиків з провідною лінією в трубопроводі тьюбінга для вимірювання щільного (опорного) сигналу коронки.

Технологія методу СПБ

з використанням сигналу бурової коронки

Дані “при бурінні” можуть бути отримані із сейсмотрас після розміщення одного приймача або більшої кількості приймачів і декількох опорних датчиків. Приймачі опорного сигналу призначені

для запису місцевого шуму й сигналу, виробленого коронкою без добору, що відбувається при перетині формації. Траси геофону розміщені по сейсмічних трасах, розміщених поблизу свердловини, у напрямку занурення геологічних структур, що становлять інтерес, з достатнім зміщенням від свердловини. Найбільше зміщення обрано щодо глибини мети, воно може бути понад 3 км. Сигнал відбирається за глибиною кожні 10 або 20 м з регулярними інтервалами проникнення, з безперервним контролем умов буріння та якості сигналу. Це робиться для того, щоб уникнути зниження продуктивності або втрати даних. У фазі попередньої обробки необроблені польові дані перетворюють у сейсмограми, які піддаються тлумаченню.

Попередня обробка насправді заснована на ідентифікації (або синтезі) контрольного сигналу, що являє собою сигнал коронки, кореляції цього сигналу з тими, які виміряні в геофонах, і подальшому підведенні підсумків кореляції, що стосуються певного рівня глибини, за умови, що глибина буріння насправді незмінна протягом одержання даних рівня глибини. Коли опорний сигнал виміряний на поверхні, далекій від джерела бурової коронки, його затримка має бути розрахована й додана до кореляції часу, щоб отримати правильний початок відліку часового сигналу, що проходить через землю.

Щоб отримати сейсмічні сигнали з досить високим відношенням сигнал-шум, звичайно близько сотень мегабайтів необроблених отриманих даних, використовують довгий час прослуховування, який оброблений для кожного рівня глибин, тобто корелюють із зазначеними опорними сигналами. У цій конфігурації поверхневі датчики використовують на поверхні землі для відбору зразків сигналу бурової коронки. Ці канали керуються системою збору даних.

Другий блок – автоматизоване робоче місце, що використовується для обробки, контролю якості та керування даними. У процесі роботи необроблені польові дані можуть бути збережені на касеті або видалені після тимчасового накопичення

на диску. Дані зазвичай збираються із численних сейсмічних каналів, від п'ятдесяти до сотні, але й декілька сотень каналів також застосовуються для використання в специфічних умовах, типу з буровою коронкою 3D ОВСП, які потребують розширеного регіонального дослідження. Зважаючи на наявність правил примусового захисту на місцях нафтової свердловини, щоб гарантувати максимальний захист від пожеж, усі підключення у дворі буріння – вибухозахиснені. Дані містять навколишній когерентний шум, згенерований у стенді й свердловині. Цей шум певною мірою маскує сигнал. Шум може бути видалений за допомогою багатоканальних методів фільтрування. Ці методи використовують траси, вимірювані датчиками шуму, тобто це реєстрація при домінуванні шуму, щоб ідентифікувати характеристики перешкод і видалити шум з даних (наприклад, Ректор, 1990 р.; Poleto та Craglietto, 1991 р. і також Angeleri, Persoglia, Poleto та Rocca, 1996 р.; Poleto, Rocca та Bertelli, 2000 р.).

Успіх методу залежить від можливості отримання однозначних даних протягом прозвучування, які піддаються тлумаченню. У фактичних застосуваннях через складності роботи джерела бурової коронки потрібне безперервне регулювання експлуатаційних умов буріння. Система має бути надійна та ефективна. Фактично будь-яка зумовлена несправність має бути негайно усунена, перезапускаючи прозвучування, тому що сейсмічний моніторинг бурової коронки є не повторюваним у тій же самій позиції після того, як джерело бурової коронки буде пересунуто у свердловині.

Щоб зменшити витрати бригади, отримання даних і попередня обробка, зокрема кореляція пілотного приймача й деконволюція, виконуються автоматично системою, яка керується параметрами буріння, переданими від коротажної лабораторії. Ця кабіна працює у дворі буріння, контролюючи в реальному масштабі часу десятки критичних параметрів буріння, механічної швидкості буріння (швидкості проникнення),

навантаження на коронці, рівень газу, глибини буріння та ін. Процес спрямований на поліпшення даних, що використовують аналіз СПБ.

Після попередньої обробки сейсмограми негайно передаються модемом і телефонною лінією в штаб для подальшої обробки та інтерпретації. Ця процедура дає змогу геофізикам і буровикам приймати за дуже короткий час корисні рішення для пошуково-розвідувальних робіт і безпосередньо буріння. У результаті буріння може мати зміни та/або виправлятися майже в реальному часі.

На відміну від звичайного ВСП, СПБ технологія дає можливість отримувати дані зі статичною невизначеністю, використанням багатьох рівнів глибин і багатьох зсувів на поверхні. Це збільшує покриття підземної зони, отже, забезпечується надійність придбаного набору даних, що використовується для передбачення попереду коронки.

Основна отримана інформація дає змогу калібрувати глибину установки обсадної колони й контролювати параметри буріння. Одна з основних цілей майбутніх застосувань для вдосконалення безпеки буріння й зменшення вартості – передбачення стану умов тиску перед коронкою.

Найпростішим та найефективнішим глибинним джерелом коливань, як зазначається в роботі [1], є працююче бурове долото. Використання бурового долота дає змогу уникнути проблем, супутніх застосуванню свердловинної апаратури на кабелі, зокрема такої важливої проблеми, як термобаромічність.

У процесі впливу долота на вибій свердловини формується квазівипадковий процес випромінювання пружних коливань у довкілля, зумовлений в основному ударами зубів обертового долота по забою. Виникаючи від працюючого долота коливання поширюються вгору по бурильній колоні. Реєстрація цих коливань датчиком, розміщеним у верхній частині бурильної колони, дає можливість скласти уявлення про сигнал, що поширюється від забою в навколишні

гірські породи. Крім того, сам по собі цей сигнал має інформацію про розбурювані породи, режими свердління та стан бурового долота. Поширюваний у навколишніх гірських породах сигнал, збуджуваний буровим долотом, проходить до земної поверхні безпосередньо або після відбиття від сейсмічних границь, розміщених нижче вибою свердловини, і може бути зареєстрований сеймоприймачами, розміщеними в приповерхневій зоні поблизу свердловини, що буриться, а також на різних від неї відстанях та в різних азимутах. Використовуючи зареєстрований у верхній частині бурильної труби сигнал як опорний, можна сформувати функції взаємної кореляції (ФВК) цього сигналу й записів, отриманих від сеймоприймачів, перетворити ці записи в імпульсну форму, подібно тому, як це роблять у вібросейсморозвідці, де роль опорного сигналу відіграє свіп. Оскільки глибина забою й швидкість поширення опорного сигналу вздовж бурильної труби відомі, то після формування ФВК у кожний запис можна ввести статичну поправку, що дорівнює часу поширення опорного сигналу від долота до датчика опорного сигналу, привівши запис до позначки моменту збудження, відповідного початку чергового “свіпа”. Величина статичної поправки дорівнює $T = L/V_{тр}$, де L – довжина бурильної колони, а $V_{тр}$ – швидкість поширення трубної хвилі. Після цього сейсмограми, складені з ФВК з уведеними статичними поправками, майже не відрізняються від сейсмограм оберненого ВСП, отриманих способом збудження імпульсних коливань джерелом, розміщеним на тій же глибині, що й забій свердловини, котрий буриться. Багатоканальні записи, отримані за різної глибини працюючого бурового долота, у кінематичному відношенні подібні записам рівневого прямого ВСП або методу оберненого годографа (МОГ). Записи ж, згруповані для кожного сеймоприймача, розміщеного на фіксованій відстані від свердловини, будуть подібні в кінематичному відношенні до записів не поздовжнього ВСП

(НВСП). Це перебуває в повній відповідності з принципом взаємності. Проте в динамічному відношенні записи прямого й оберненого ВСП будуть різко відрізнятися за формою, спектральним складом, інтенсивністю, поляризацією. Полярність відбитих хвиль (щодо полярності вступів прямої хвилі) в прямому й оберненому ВСП протилежна, тому що в разі прямого ВСП приймач розміщений між джерелом коливань і відбивними межами, а в разі оберненого ВСП джерело коливань (долото) й нижча відображувана межа розміщені по одну й ту ж сторону від приймача коливань. Групуючи записи за схемою із загальною точкою прийому (ЗТП), із загальною точкою збудження (ЗТЗ) або зі спільною глибинною точкою (СГТ), можна, залучаючи додатково транспозиційну кореляцію для виділення корисних хвиль, визначати сейсмічні параметри розрізу й формувати його зображення, застосовуючи міграцію записів після виділення відбитих хвиль.

Найбільш істотною відмінністю цього технічного рішення, що переконливо підтверджено експериментально [5], є використання безперервного квазивипадкового процесу, яким характеризується випромінюваний працюючим долотом сигнал. Для його виділення із запису, сформованого з об'ємних хвиль, що поширюються від долота в навколишніх гірських породах, і різних перешкод інтерферують з цими хвилями. Зображення середовища, отримане способом міграції записів, зареєстрованих при збудженні коливань буровим долотом, за якістю виявилися не гірші ніж зображення, отримані при прямому НВСП у результаті відпрацювання свердловини після завершення її буріння. Отже, була показана конкурентоспроможність цієї модифікації методу ВСП.

Використання методу СПБ у НВК “Геопроект”, Росія

У НВК “Геопроект” розроблено спеціалізований комплекс програм обробки реєстрованих при ВСП ПБ сигналів (SDP), який випробувано на матеріалах

унікального експерименту під час буріння роторним способом глибокої свердловини в прибортовій зоні Прикаспійської западини [3]. Комплекс програм SDP виконано для персональних комп'ютерів, що працюють під керуванням операційних систем Windows 95/98/NT. Технологія складається з попередньої докореляційної обробки вихідних записів, кореляції із сигналом опорного датчика, введення необхідних поправок, перетворення в запису “оберненого” ВСП ПБ, виділення відбитих хвиль та отримання відображення навколосвердловинного простору.

У результаті випробування технології на свердловині в процесі її буріння від 540 до 4800 м була отримана інформація, за якою за допомогою математичного моделювання розшифрувалася природа хвиль. Було виділено та ідентифіковано кілька типів корисних хвиль і хвиль-перешкод. До корисних хвиль належать: пряма хвиля від долота й відбиті хвилі від меж, розміщених нижче вибою свердловини. До хвиль-перешкод належать: звукові хвилі, кратні хвилі, що поширюються в буровій колоні, хвилі, які відбиті від покрівлі солі й мають джерелом збудження не долото свердловини, що буриться, а вібрацію самої бурової з її обладнанням. Ідентифікація хвиль за допомогою моделювання дала можливість у результаті обробки посилити корисні хвилі й приглушити хвилі-завади.

За результатами обробки всієї сукупності інформації були зроблені такі висновки:

1. Для складних солянокупольних умов Прикаспійської западини в процесі роторного способу буріння, застосовуючи технологію ВСП ПБ, тобто від долота свердловини, що буриться, може бути отриманий інформативний матеріал, наблизений за сейсмічними даними до глибини 4800 м (можливо, й більше), зокрема від підсольової частини розрізу.

2. При роторному способі буріння в розглянутих умовах виявлено, що джерелом збудження відбитих хвиль може бути не тільки долото свердловини, що бурить-

ся, а також саме наземне бурове устаткування в процесі роботи свердловини навіть без буріння.

3. Для вивчення навколосвердловинного простору під час проведення ВСП ПБ з довгими розстановками реєстрації можливе використання приймальних команд до 5000 м.

4. Оцінка групування сейсмоприймачів наземної розстановки при ВСП ПБ для приглушення хвиль-перешкод показала переваги лінійної, рівномірної групи, що складається з 16 сейсмоприймачів, розміщених через 1 м і які мають базу 15 м.

5. Під час проведення оцінки якості зареєстрованого матеріалу ВСП ПБ для критерію ефективним є оцінка якості прямої хвилі після накопичення віброграм і кореляції.

6. Аналіз якості матеріалу ВСП ПБ показав чинники, що впливають на цей показник (розмір долота, тиск на долото, швидкість зміни тиску на долото, щільність разбурюваних порід, робочий стан вертлюгового датчика та ін.). Результати цього аналізу необхідно використовувати під час проектування робіт ВСП ПБ на свердловині.

7. За даними оберненого ВСП ПБ для ближніх пунктів прийому за годографом прямої поздовжньої хвилі від долота, що бурить, ідентифікованої в сейсмічному діапазоні частот, можливе визначення значень швидкості з точністю до 2 %.

8. Найефективнішим способом розпізнання корисних хвиль і хвиль-перешкод на сейсмограмах ВСП ПБ є використання математичного моделювання хвиль різних типів.

9. Приглушення хвиль-перешкод на сейсмограмах ВСП ПБ при профільних системах спостережень є найефективніше за сейсмограмами оберненого ВСП ПБ.

10. При реєстрації поля ВСП ПБ як вертлюговий датчик можуть бути використані або електродинамічний, або п'єзоелектричний датчики з однаковим виходом інформації. При цьому електродинамічний датчик відрізняється більшою надійністю в експлуатації.

Роботи ВСП ПБ на свердловині, що буриться, доцільні для отримання оперативної інформації про значення параметра швидкості в розкритому розрізі, прогнозування щільності з розкритого розрізу, а також для прогнозування розрізу на глибину 100 м нижче долота. Для цього профільні системи спостереження біля свердловини зайві, досить наявності 4–6 сейсмічних каналів поблизу свердловини.

Роботи ВСП ПБ з профільними системами реєстрації можуть бути затребувані тільки геологами комплексної групи інтерпретації замовника бурових робіт, тому ці дані мають передаватися за наявними каналами зв'язку в групу обробки й надалі оброблятися за допомогою комплексу VSTACKPB, найбільш технологічного й спеціалізованого для подібних завдань.

Проведення робіт ВСП ПБ на свердловині доцільне в рамках єдиної реально-тимчасової системи взаємодії з комп'ютеризованою станцією ГТД. Для оперативного використання результатів ВСП ПБ на свердловині рекомендовано впровадження на робочому місці оператора системи попередньої обробки SDP. Для оперативного швидкісного аналізу та прогнозування розрізу необхідна адаптація спільно із системою SDP засобів інтерпретаційної обробки.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Михальцев А. В., Шехтман Г. А., Федотов С. А.* Способ обращенного вертикального сейсмического профилирования: Пат. 2066469 РФ; 16.09.1996.
2. *Шехтман Г. А., Шнеерсон М. Б.* Способ скважинной сейсморазведки: А. с. 1035549 СССР; 15.08.1983.
3. http://geoproect.ru/seismic_exploration/vsp_in_drilling.php
4. *Poletto F.* Seismic while drilling. Fundamentals of drill bit seismic for exploration/Poletto F., Miranda F. – Elsevir. – 2004. – 547 p.
5. *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.

REFERENSES

1. *Mihalcev A. V., Shehtman G. A., Fedotov S. A. The Way of the turned vertical seismic profiling: Pat. 2066469 RF; 16.09.1996. (In Russian).*

2. *Shehtman G. A., Shneerson M. B. Way of borehole seismic exploration: Avt. svid. 1035549 USSR; 15.08.1983. (In Russian).*

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

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

5. *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.*

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

(Украинский государственный геологоразведочный институт)

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

Статья 1. Применение бурового долота как источника 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 большое разнообразие, широкую заинтересованность в их использовании и развитии. Описаны технологии СПБ с использованием сигнала буровой коронки.

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

Ключевые слова: сейсмические исследования скважины, сейсморазведка в процессе бурения, 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, ukrdgri@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 1. The use of the drill bit as a source of seismic vibrations

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