

### 5.11. 3 ДОСВІДУ БУРІННЯ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН ЗАРУБІЖНИМИ КОМПАНІЯМИ

Технологія буріння свердловин з віддаленим вибоєм постійно удосконалюється. Одним із значних досягнень на цьому шляху було буріння свердловини з віддаленням вибою від точки забурювання по горизонталі понад 10 км.

Це досягнення, встановлене в 1997 р. на родовищі Вітч Фарм (Англія), перевищило світовий рекорд більш ніж на 2 км.

Для успішного буріння цієї свердловини потрібно було вирішити багато технічних і технологічних питань, а саме:

- зменшення крутного моменту;
- зменшення навантаження на гак;
- корекція параметрів бурового розчину;
- промивання свердловини;
- контроль за траєкторією і утримання її в жорстких рамках.

Складовою частиною у виконанні цього бурового проекту було застосування технології, яка на Заході отримала назву «Geosteering». Суть її полягала у визначенні петрофізичних показників в районі долота під час поглиблення свердловини і передачі їх на поверхню в реальному часі.

Це дозволяло коректувати напрямок траєкторії свердловини безпосередньо в процесі буріння і вводити в експлуатацію малопотужні пласти, вийти на які раніше було досить складно. Технологія застосовувалася компанією «Anadrill» (один із підрозділів «Schlumberger») для проходження двох рекордних свердловин М-05 та М-11 на родовищі Вітч Фарм, яке розробляється компанією «British Petroleum».

На свердловині М-05 в 1995 р. було встановлено рекорд з віддаленням вибою від точки забурювання на відстань 8035 м. Цей рекорд протримався до 1996 р. і був перевищений на свердловині Хіцзянг 24-3, пробурений в Південно-Китайському морі компанією «Phillips China». Віддалення вибою від точки забурювання в Хіцзянг 24-3 становило 8060 м.

Свердловина М-11 була здана в експлуатацію в січні 1998 р. При горизонтальному зміщенні 10114 м її загальна довжина по стовбуру становить 10657 м, і це ставить її на четверте місце в світі після свердловини Кольська надглибока СГ-3 (Росія).

Загальні відомості про свердловини з максимальними горизонтальними віддаленнями вибою від точки забурювання наведені в табл. 5.63.

Нижче подані деякі дані з історії освоєння родовища Вітч Фарм, розташованого в районі бухти Пул Бей на південному узбережжі Англії. Це одне з найбільших нафтових родовищ у Західній Європі. При цьому близько 50% покладів із запасами приблизно 74 млн. м<sup>3</sup> знаходиться у пришельфовій зоні.

Родовище Вітч Фарм складається з трьох основних блоків: Фроум, що залягає на глибині 800 м; Брідпорт — на глибині 900 м; Шервуд — на глибині 1600 м.

Перша стадія розробки родовища розпочалася в 1979 р. з блока Брідпорт.

Друга стадія включала розробку покладів Шервудського блока, розміщеного під сушею, а третя стадія полягала у введенні в експлуатацію частини родовища, розміщеної під дном моря.

## Зведені відомості про свердловини з максимальними горизонтальними віддаленнями

| Ранг | Свердловина              | Горизонтальне зміщення, м | Довжина стовбура, м | Глибина по вертикалі, м | Компанія, фірма     | Географічне положення       |
|------|--------------------------|---------------------------|---------------------|-------------------------|---------------------|-----------------------------|
| 1    | Свердловина з площадки М | 10728                     | 11278               | Даних нема              | «BP Amoco»          | Вітч Фарм, Англія           |
| 2    | CN-1                     | 10585                     | 11021               | 1656                    | «Total Austral»     | Тієрра дел Фуєго, Аргентина |
| 3    | M-11                     | 10114                     | 10657               | 1605                    | «British Petroleum» | Вітч Фарм, Англія           |
| 4    | Xijiang 24-3             | 8060                      | 9238                | 2912                    | «Phillips China»    | Південно-Китайське море     |
| 5    | M-05                     | 8035                      | 8715                | 1611                    | «British Petroleum» | Вітч Фарм, Англія           |
| 6    | 30/6 C-26                | 7853                      | 9327                | Даних нема              | «Norsk Hydro»       | Північне море               |
| 7    | M-09                     | 7653                      | 8303                | Те саме                 | «British Petroleum» | Вітч Фарм, Англія           |
| 8    | 33/9 C-2                 | 7290                      | 8761                | 2788                    | «Statoil»           | Північне море               |
| 9    | M-03                     | 6818                      | 7450                | Даних нема              | «British Petroleum» | Вітч Фарм, Англія           |
| 10   | M-02                     | 6760                      | 7522                | 1598                    | Те саме             | Те саме                     |
| 11   | 30/6 B-34                | 6550                      | 8080                | Даних нема              | «Norsk Hydro»       | Північне море               |
| 12   | 30/6 C-17                | 6490                      | 7922                | —"                      | Те саме             | Те саме                     |
| 13   | SEER T-12                | 6390                      | 7519                | 2766                    | «Amoco»             | —"                          |
| 14   | 31/4 A-8A                | 6272                      | 6432                | Даних нема              | «Norsk Hydro»       | —"                          |
| 15   | 30/9 B-30                | 6272                      | 6709                | —"                      | Те саме             | —"                          |
| 16   | ARA S7/1                 | 6253                      | 6982                | 1685                    | «Total Austral»     | Тієрра дел Фуєго, Аргентина |
| 17   | 30/6 B-6                 | 6184                      | 7700                | Даних нема              | «Norsk Hydro»       | Північне море               |
| 18   | 30/6 C-24A               | 6142                      | 7785                | —"                      | Те саме             | Те саме                     |
| 19   | M-06                     | 5994                      | 6876                | 1623                    | «British Petroleum» | Вітч Фарм, Англія           |
| 20   | 33/9 C-3                 | 5855                      | 7181                | 2696                    | «Statoil»           | Північне море               |
| 21   | 30/9 B-48                | 5800                      | 7265                | Даних нема              | «Norsk Hydro»       | Те саме                     |
| 22   | 2/1 A-13                 | 5717                      | 7480                | 4249                    | «British Petroleum» | Вітч Фарм, Англія           |

У 1990 р. компанія «British Petroleum» розпочала аналізувати можливі шляхи видобування вуглеводнів із підводної частини Шервудського блока. Розглядалися найрізноманітніші варіанти, серед яких оцінювалися можливості встановлення бурової платформи та спорудження насипного острова. При цьому завжди в центрі уваги було географічне положення родовища, розташованого поряд з національним природним заповідником та зоною захисту дикої природи — напрочуд красивого місця, що користується великою популярністю у туристів. Виходячи з цього, будь-який з прийнятих проектів освоєння родовища мав урахувати місцеву екосистему і відповідати найсуворішим вимогам захисту навколишнього середовища.

Один із початкових планів, який передбачав спорудження насипного острова і подальшу розробку блока звичайними ПСС, вимагав 330 мільйонів доларів.

На відміну від цього плану система розробки підводної частини Шервудського блока за допомогою свердловин із віддаленим вибоєм потребувала наполовину меншої суми в 150 мільйонів доларів і, крім того, порівняно з концепцією насипного острова, зменшувала негативний вплив на навколишнє середовище природоохоронної зони.

Одним із факторів, завдяки якому було прийнято рішення про виконання буріння свердловин з віддаленим вибоєм, були успіхи, досягнуті іншими компаніями в цій галузі, зокрема компанією «Upocal» на родовищі Педентент Поінтс у Південній Каліфорнії. В кінці 80-х рр. минулого століття компанія розпочала буріння свердловин з віддаленим вибоєм з уже існуючих платформ і досягла вирішення таких цілей:

- усунення витрат на спорудження нових платформ;
- проходження через більшу частину продуктивної товщі практично горизонтальним стовбуром і, як результат, збільшення видобутку;
- економічна ефективність такого виду буріння.

Пробурені свердловини, як і свердловини родовища Вітч Фарм, були порівняно невеликих вертикальних глибин — 1350 м.

Освоюючи родовище Вітч Фарм, компанія «British Petroleum» вишукувала можливості збільшення видобутку нафти з найменшими витратами і з мінімальною шкодою для навколишнього середовища та розташованих поблизу населених пунктів.

На рис. 5.214, 5.215 показано схеми розробки Шервудського блока за допомогою насипного острова та свердловин з віддаленим вибоєм.

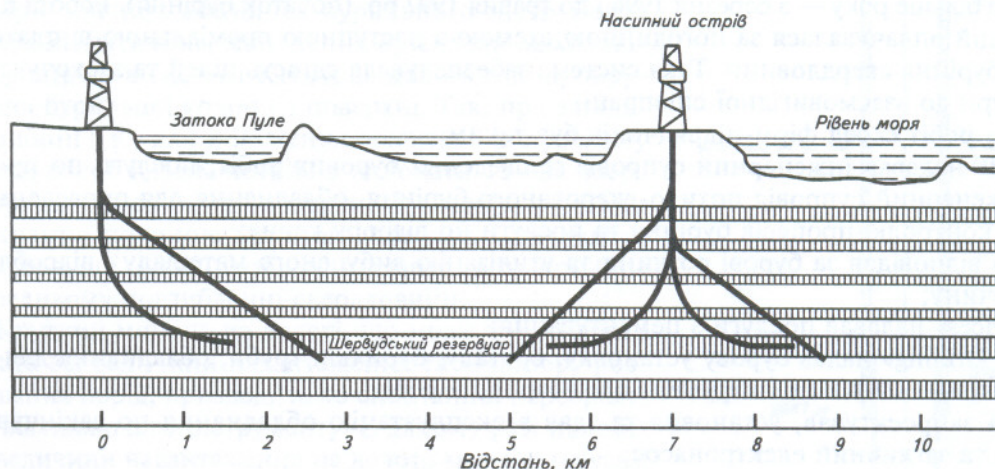


Рис. 5.214. Схема розробки Шервудського блока за допомогою насипного острова

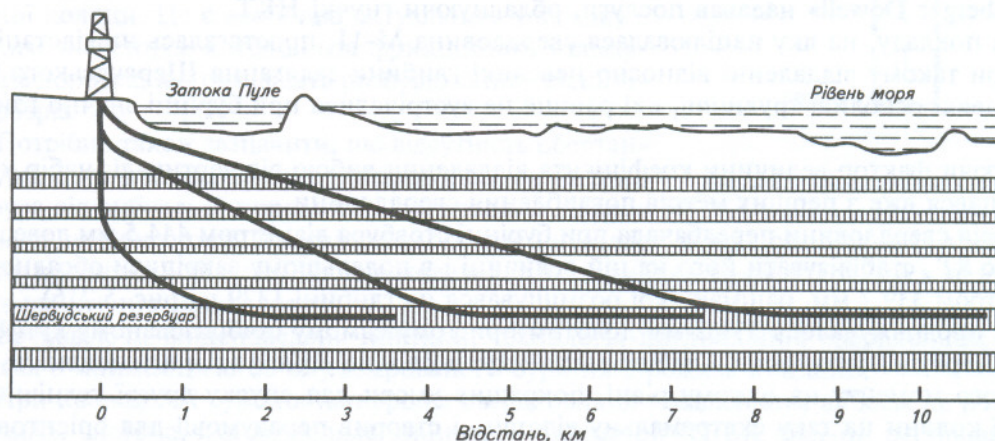


Рис. 5.215. Схема розробки Шервудського блока за допомогою свердловин з віддаленим вибоєм

Свердловина М-11 є чотирнадцятою свердловиною з віддаленим вибоєм, яка пробурена на третій стадії освоєння родовища Вітч Фарм (рис. 5.216).

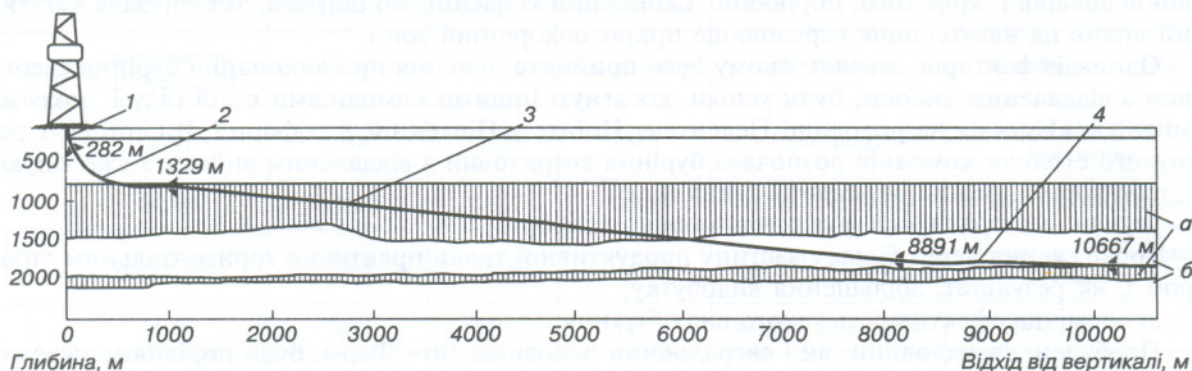


Рис. 5.216. Геологічний переріз та профіль свердловини М-11:

а—непроникині породи; б—продуктивний горизонт;

1—473,1-мм кондуктор; 2—339,7-мм проміжна колона; 3—244,5-мм проміжна колона; 4—139,7-мм хвостовик

Прораховування можливих варіантів проектування та планування робіт по свердловині М-11 тривало більше року — з березня 1996 і до травня 1997 рр. (початок буріння). Робота підприємств організації оплачувалася за погодинною схемою з наступною преміальною виплатою по закінченню буріння свердловини. Така система забезпечувала єдність цілей та заохочувала задіяні структури до взаємовигідної співпраці.

Розподіл робіт серед фірм-підрядчиків був таким:

«Anadrill» надавав інженерний супровід проведення бурових робіт, послуги по проектуванню та інженерний супровід похило-скерованого буріння, обладнання для проведення робіт, станцію контролю процесів буріння та послуги по відборі керна;

«Baroid» відповідав за бурові розчини та утилізацію вибуреного матеріалу і відробленого бурового розчину;

«BJ Services» надавав послуги з цементування;

«Deutag Drilling» надав бурову установку, бригаду, бурильні труби, обладнання для спуску обсадних колон і НКТ та інструмент для аварійних робіт;

«Lasalle» запроектував, установив та здав в експлуатацію обладнання по закінчуванню свердловини та заглибний електронасос;

«Schlumberger Wireline & Testing» виконував каротажні роботи, випробування пластів випробувачами на бурильних трубах, перфорацію та освоєння свердловини;

«Schlumberger Dowell» надавав послуги, обладнуючи гнучкі НКТ.

Частина покладу, на яку націлювалася свердловина М-11, простягалась на відстані від 8 до 10 км. При такому віддаленні відносно невеликі глибини залягання Шервудського блока створювали деякі особливі труднощі, які раніше не зустрічалися при бурінні значно глибших свердловин.

Враховуючи фактор величини коефіцієнта віддалення вибою від вертикалі, набір кривизни розпочинався вже з перших метрів поглиблення свердловини.

Траєкторія свердловини передбачала при бурінні стовбура діаметром 444,5 мм довести Zenітний кут до 82°, стабілізувати його на цій величині і в подальшому закріпити обсадною колоною діаметром 339,7 мм, башмак якої розміщувався на глибині 1329 м (рис. 5.216).

Буріння продовжувалось 311,2-мм долотом при тому самому стабілізованому куті 82° аж до покрівлі Шервудського блока. Стабілізований кут дозволив утримувати інтенсивність зростання крутного моменту на одному рівні, покращив умови для спуску другої технічно-експлуатаційної колоні на таку екстремальну відстань і створив передумови для орієнтованого буріння під експлуатаційний хвостовик.

Вибір інтервалу встановлення другої технічно-експлуатаційної колони пояснювався насамперед економічними міркуваннями, оскільки вартість буріння одного погонного метра була тут в декілька разів нижча, ніж при бурінні в продуктивному горизонті.

Така різниця ґрунтується на зниженні швидкості буріння в продуктивному горизонті в 3—4 рази, що було зумовлено необхідністю суворого дотримання траєкторії у визначених геометричних межах та збільшенням вартості робіт через поглинання бурового розчину.

У стовбур діаметром 311,2 мм до глибини 8881 м була спущена обсадна колона діаметром 244,5 мм. Подальше розбурювання здійснювалось долотом діаметром 215,9 мм. Досягнувши загальної довжини свердловини 9688 м, поглиблення припинили і здійснили заріз нового стовбура, який довели до проектної глибини та обсадили колоною діаметром 139,7 мм. Попередньо пробурене відгалуження залишили необсадженим.

На рис. 5.217 показана конструкція свердловини М-11.

Досвід роботи на родовищі Вітч Фарм, отриманий під час буріння свердловин М-05 і М-09, засвідчив, що здійснювати скероване буріння в режимі ковзання бурильної колони при віддаленнях понад 8 км практично неможливо.

Серед факторів, які спричинили це явище, потрібно відзначити такі:

- надмірне скручування бурильної колони;
- зависання бурильної колони;
- зашламованість затрубного простору.

При значних довжинах бурильного інструменту стає проблематичним здійснення орієнтації відхиляючих пристроїв в системі КНБК за допомогою прокручування бурильної колони з поверхні. Так, при загальній глибині 8 км для здійснення орієнтації інструменту на один оберт КНБК потрібно виконати 15—20 обертів бурильної колони на поверхні. Це явище значного поглинання колоною крутного моменту призводить також до цілої низки проблем, які виникають при безпосередньому поглибленні свердловини.

Крутний момент на долоті, що може змінюватися залежно від величини навантаження та характеру розбурюваних порід, призводить до спонтанної переорієнтації відхиляючого інструменту. В даному разі під зміною величини навантаження на долото мається на увазі його неконтрольоване зростання чи зменшення, пов'язане із зависаннями та стрибкоподібними рухами бурильної колони. Це є особливо актуальним у зв'язку з високим значенням коефіцієнта фрикційного гальмування в породах, які складають розбурюваний геологічний розріз.

Потрібно також зазначити, що відсутність обертання бурильної колони значно погіршувала очищення стовбура від вибуреної породи і це призводило до зростання зашламованості. Внаслідок цього зменшувалася швидкість буріння, а при досягненні певних критичних значень процес подальшого поглиблення свердловини в режимі ковзання ставав практично неможливим.

Враховуючи вищенаведені чинники, технологія поглиблення свердловини М-11 проектувалася з мінімізацією об'єму скерованого буріння в режимі ковзання.

При проведенні буріння на перших свердловинах з віддаленим вибоєм на родовищі застосовувалася система, яка дозволяла змінювати параметри КНБК шляхом регулювання діаметра стабілізатора, встановленого над вибійним двигуном. Гідравлічні імпульси в буровому розчині

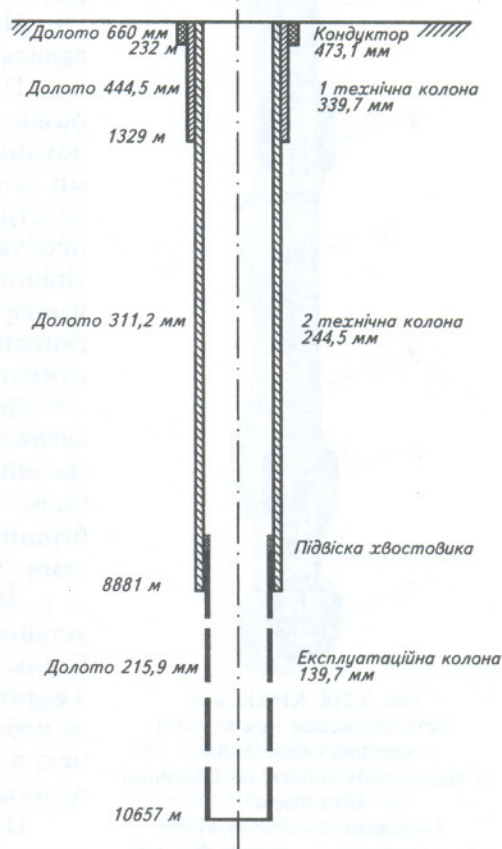


Рис. 5.217. Конструкція свердловини М-11

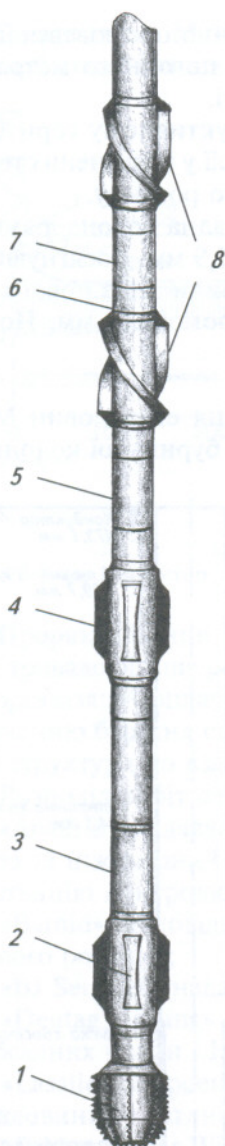


Рис. 5.218. КНБК, яка застосовувалася при бурінні перших свердловин із віддаленим вибоєм на родовищі Вітч Фарм:

1—долото; 2—стабілізатор; 3—прилади геонавігації, батареї живлення, передаточні пристрої, двигун; 4—стабілізатор змінного діаметра; 5—датчик вимірювання питомого опору порід, радіоактивного фону, тиску в затрубному просторі, передаточно-приймальні пристрої; 6—передаточно-приймальні пристрої, гідросистема, пристрій вимірювання азимутального та зенітного кутів; 7—датчик вимірювання густини порід та пористості; 8—стабілізатор

ініціювалися лопатевими стабілізаторами, встановленими в одне із шести положень від 184,2 до 215,9 мм. Застосування такої КНБК при роторному бурінні дозволяло здійснювати набір і скидання кута в проектних режимах, але не забезпечувало дотримання необхідного азимута буріння.

Тому при поглибленні свердловини М-11 було застосовано інструмент фірми «Самсо» (США) для роторного буріння. При цьому керований з поверхні гідравлічними імпульсами наддолотний стабілізатор за рахунок розширення тих чи інших контактних лопаток створював відхиляюче зусилля в потрібному напрямку.

Застосування цих нововведень дозволяло здійснювати більш ефективну передачу навантаження на долото, і, як результат, привело до зростання швидкості поглиблення долота в розбурювану породу.

На рис. 5.218 і 5.219 показані схеми КНБК, які застосовувалися при бурінні свердловин з віддаленим вибоєм.

Промивання свердловини мало свої особливості. Буровий розчин повинен був забезпечувати стабільність стовбура свердловини при бурінні довгих необсаджених інтервалів з великими зенітними кутами, забезпечувати максимальні мастильні властивості для зменшення крутного моменту та сил опору просуванню колон, утворювати необхідну реологію для ефективного винесення шламу, звести до мінімуму виникнення ймовірності прихвату труб за рахунок перепаду тиску та поглинання розчину, мінімізувати негативний вплив на продуктивний горизонт та навколишнє середовище.

Досвід освоєння родовища Вітч Фарм показав, що для досягнення якісного винесення шламу у свердловинах з високими зенітними кутами потрібно мати швидкість потоку в затрубному просторі в межах 1,15—1,45 м/с. Реалізація цієї умови при бурінні інтервалу діаметром 311,2 мм можлива при подачі насосами 70 л/с бурового розчину.

Для виконання гідравлічної частини програми на буровій установці Т-47 було встановлено циркуляційну систему з робочим тиском 35 МПа, яка включала три триплунжерні насоси з електронною системою керування. Ця система синхронізувала роботу бурових насосів, утримуючи кожен циліндр із різницею в 40° по фазі один до одного та забезпечуючи їх роботу як одного 9-циліндрового насоса.

Це дозволило зменшити пульсацію тиску на 5 МПа, зменшити вібрацію і покращити якість роботи телеметричної системи.

При поглибленні стовбура свердловини через зростання еквівалентної густини бурового розчину утримувати необхідну для виносу вибуреної породи швидкість потоку в затрубному просторі складно. Зростання еквівалентної густини циркулюючого бурового розчину може призвести до поглинання у верхніх виснажених зонах. Для запобігання такому явищу в свердловині М-11 під час поглиблення затрубний тиск постійно реєструвався приладами, встановленими в КНБК. Наступна передача на поверхню в масштабі реального часу здійснювалась як частина пакета вимірів вибіної телеметричної системи.

При фіксації датчиками зростання тиску вище певного рівня поглиблення припинялось, усувалася зашламованість, чим зменшувалася еквівалентна густина циркулюючого бурового розчину.

Для очищення бурового розчину від вибуреної породи було встановлено 4 вібросити та 2 центрифуги.

Ефективність виносу шламу у свердловинах з віддаленими вибоями є особливо актуальною. На неї впливає багато факторів. В інтервалах з великими зенітними кутами одним із факторів покращання винесення вибуреної породи було обертання труб, яке запобігало накопиченню шламу навколо стабілізаторів, бурильних замків та протекторів бурильних колон.

При зростанні швидкості обертання труб покращується очищення свердловин, але збільшення кількості обертів доцільне лише до певних меж. Велика швидкість обертання призводить до прискореного зносу бурильних труб, а зростаючі вібрація та струси, як правило, негативно впливають на механічну та електронну частини компонентів обладнання скерованого буріння.

Однією із значних перешкод, яка виникла при виконанні проекту спорудження свердловини М-11, був спуск обсадної колони діаметром 244,5 мм на загальну глибину понад 8 км.

Фахівцями був обраний метод спуску обсадної колони, яка складалася з двох секцій: нижньої плаваючої та верхньої дотискувальної. При цьому межа розділу вибиралась таким чином, щоб звести до мінімуму тертя колони об стінки свердловини і в той самий час створити максимальне додаткове зусилля від заповненої буровим розчином верхньої секції.

Були підібрані необхідні реологічні властивості бурового розчину, які полегшували процес спуску колони. На свердловині М-08 випробувано метод спуску поплавкової колони з одночасним прокручуванням останньої. При цьому спуск перших 2000 м відбувався в поплавковому режимі, після чого було встановлено зворотний клапан із зрізною діафрагмою. Решту 1500 м спускали із заповненням верхньої секції рідиною. Прокручування колони здійснювалось при різних глибинах спуску для отримання даних про його вплив на просування колони в дуже нахиленому стовбурі.

Аналогічний метод було застосовано на свердловині М-09, де здійснювався спуск обсадної колони діаметром 244,5 мм на глибину 6580 м.

На свердловині М-11 обсадна колона діаметром 244,5 мм спускалася в поплавковому режимі до глибини 7080 м, після чого було встановлено клапан із зрізною мембраною і продовжено спуск до проектної глибини вже із заповненням верхньої секції колони буровим розчином.

Для створення додаткового зусилля проштовхування на буровій було змонтовано механічну ежекторну систему.

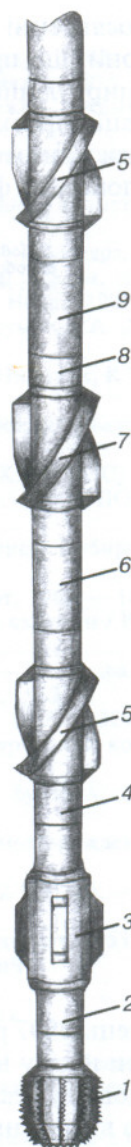


Рис. 5.219. КНБК з роторним керованим пристроєм:  
1—долото; 2—керуючий відхиляючий пристрій;  
3—стабілізатор; 4—прилади геонавігації, батареї живлення, передаточні пристрої, двигун;  
5, 7—стабілізатор; 6—датчик вимірювання питомого опору порід, радіоактивного фону, тиску в затрубному просторі, передаточно-приймальні пристрої;  
8—передаточно-приймальні пристрої, гідросистема, пристрій вимірювання азимутального та зенітного кутів; 9—датчик вимірювання густини порід та пористості

При досягненні проектної глибини створювався розрахунковий тиск у верхній секції обсадної колони, що приводило до зрізання верхнього зворотного клапана і давало можливість відновити циркуляцію бурового розчину.

Реалізація проекту тривала понад рік, і на початку 1998 р. свердловина М-11, укомплектована занурюваним електронасосом, була введена в експлуатацію з дебітом 3200 м<sup>3</sup>/добу. На рис. 5.220 показано фактичні і прогнозовані добові видобутки нафти на родовищі Вітч Фарм.

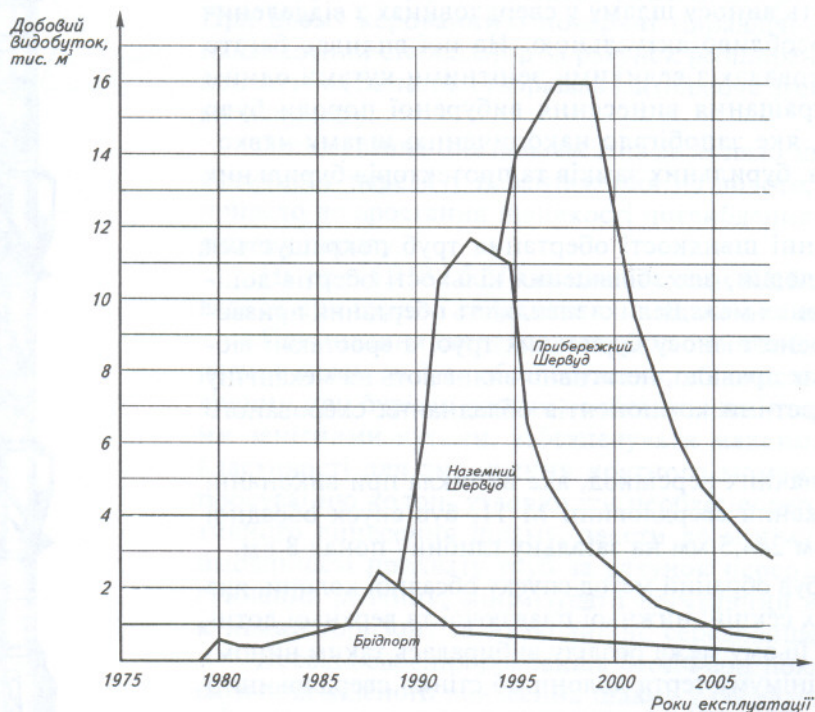


Рис. 5.220. Криві добового видобутку нафти на родовищі Вітч Фарм

На кінець 1997 р. добовий видобуток нафти на родовищі Вітч Фарм становив близько 16000 м<sup>3</sup>, при цьому на свердловини з віддаленим вибоєм припадало 80% видобутку.

На родовищі реалізуються проекти буріння інших свердловин з віддаленням 11 км та буріння БВС з віддаленнями 6—8 км. На всіх цих свердловинах застосовуються технології геонавігації, оскільки її технічні можливості є кращими, ніж стандартні телеметричні системи.