

1.8. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Геофізичні методи дослідження свердловин використовують:

для вивчення геологічного розрізу свердловин, виявлення продуктивних горизонтів та оцінки їх колекторських властивостей;

для вивчення технічного стану свердловин як у процесі буріння, так і по його закінченню; для проведення спеціальних операцій у свердловинах.

Геофізичні методи, які застосовуються для вивчення геологічних розрізів свердловин, в залежності від фізичних властивостей порід, на яких вони ґрунтуються, поділяють на електричні, магнітні, радіоактивні, акустичні, термічні.

Суть довільного геофізичного методу полягає у вимірюванні вздовж стовбура свердловини певної величини, яка характеризується однією або сукупністю фізичних властивостей гірських порід розрізу свердловини. Фізичні властивості порід мають зв'язок з їх літолого-геологічною характеристикою, і це дає змогу на основі результатів вимірювань робити висновки про розріз свердловини.

Технічний стан свердловин контролюють з допомогою комплексу геофізичних методів, до яких належать:

інклінометрія — вимірювання викривлення стовбура свердловини;

профілометрія — визначення форми перерізу стовбура свердловини;

контроль цементування свердловин — визначення висоти підйому тампонажного розчину в за колонному просторі, повноти заміщення бурового розчину тампонажним, ступеня зчеплення тампонажного каменю з обсадною колоною та породами;

дефектометрія — контроль якості обсадних труб, тобто виявлення тріщин, місць порушення герметичності і т. ін.

1.8.1. ЕЛЕКТРИЧНІ МЕТОДИ

Електричні методи дослідження геологічного розрізу свердловини базуються на вивченні електричних властивостей гірських порід, до яких належать: питомий електричний опір або електропровідність; абсолютна діелектрична проникність; природна електрохімічна активність та ін. До електричних належать методи ефективного опору, потенціалів самочинної поляризації, опору заземлення, потенціалів викликаної поляризації та діелектричні методи.

Методи ефективного опору — це стандартний електрокаротаж, бокове каротажне зондування, мікрокаротаж, резистометрія.

Питомий опір порід в умовах природного залягання залежить від мінералізації пластових вод, температури, електричного опору породоутворюючих мінералів та інших факторів. Практично у свердловинах заміряють деякий параметр, який називають ефективним опором і який залежить від питомого опору породи. Принципова схема вимірювання ефективного опору показана на рис. 1.36.

Для заміру ефективного опору в свердловину на спеціальному кабелі опускають зонд, який складається з трьох електродів *A*, *M* і *N*. Четвертий електрод *B* установлюють на поверхні. Електроди *A* і *B* призначені в схемі для пропускання електричного струму, а електроди *M* і *N* — для

вимірювання різниці потенціалів між двома точками середовища в момент протікання електричного струму. При переміщенні зонда вздовж стовбура свердловини в залежності від питомого опору навколишніх порід змінюється різниця потенціалів між вимірювальними електродами M і N . Ефективний опір ρ_{Π} обчислюють за формулою

$$\rho_{\Pi} = k_z \frac{\Delta U}{I},$$

де k_z — коефіцієнт зонда, який залежить від відстані між електродами;

ΔU — різниця потенціалів між електродами M і N ;

I — сила струму.

Результати замірів ефективного опору представляють у вигляді кривої, яка відображає залежність ρ_{Π} від глибини.

У залежності від взаємного розташування електродів живлення і вимірювання розрізняють потенціал-зонди, підшовні і покрівельні зонди, зонди прямого живлення, або однополюсні, і взаємного живлення, або двополюсні (рис. 1.37).

Вибір того чи іншого зонда для досліджень залежить передусім від геологічних умов розрізу. Потенціал-зонди найдоцільніше використовувати у розрізах, представлених пластами великої товщини з низьким або високим питомим електричним опором. Градієнт-зонди ефективні у розрізах, де необхідно вивчати пласти малої товщини.

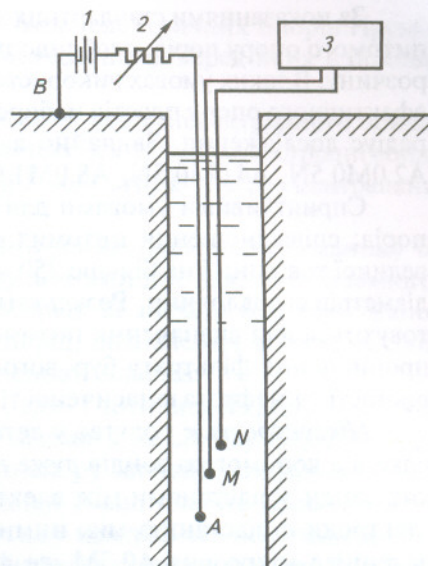


Рис. 1.36. Принципова схема вимірювання ефективного опору:

A, B —електроди живлення;
 M, N —електроди вимірювання;
1—джерело струму; 2—реостат;
3—реєструючий прилад

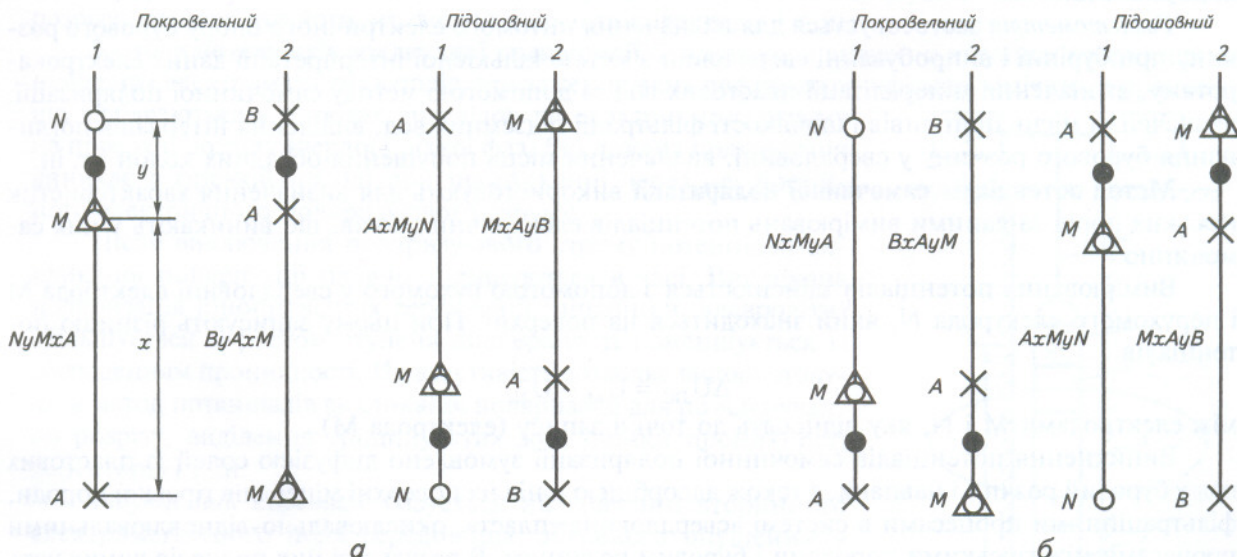


Рис. 1.37. Схеми зондів для вимірювання ефективного опору:

а—градієнт-зонди; б—потенціал-зонди;

1—зонди прямого живлення; 2—зонди взаємного живлення;

х—електроди живлення; о—вимірювальні електроди; ●—точки запису кривої ефективного опору; Δ —точки запису кривої самочинної поляризації; x, y —відстань між електродами, м

При стандартному електрокаротажі зміна ефективного опору з глибиною вивчається за допомогою стандартних градієнт-зонда А2.0М0.5N і потенціал-зонда А0.5М6.0N та використовується для розчленування розрізів, виділення опорних горизонтів, оцінки літології і виділення нафто- і газоносних об'єктів.

За показаннями стандартних зондів не завжди вдається одержати досить точну характеристику питомого опору порід, особливо при формуванні великої зони проникнення фільтрату бурового розчину. В таких умовах використовують *бокове електричне зондування*, яке полягає у вимірюванні ефективного опору пластів набором однотипних зондів різної довжини, що забезпечують різний радіус дослідження. Звичайно застосовують такий комплекс зондів: А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N та N0.5М2.0А.

Сприятливими умовами для застосування методу є: однорідність досліджуваних пластів і порід; співвідношення питомих опорів пласта і бурового розчину не більше 500 для пластів великої товщини і не більше 250 — для пластів малої товщини; товщина пластів не менше трьох діаметрів свердловини. Результати досліджень за боковим електричним зондуванням використовуються для визначення питомого електричного опору незабрудненої частини пласта і зони проникнення фільтрату бурового розчину, оцінки радіуса зони проникнення, визначення пористості та нафтогазонасиченості.

Мікрокаротаж полягає у детальному вивченні ефективного опору присвердловинної зони пласта з допомогою зондів дуже малої довжини (мікрозондів). Під час дослідження застосовують зонди з відстанями між електродами до 5 см. У звичайних мікрозондах встановлюють три електроди з відстанню між ними 2,5 см, які утворюють градієнт-мікрозонд А0.025М0.025N і потенціал-мікрозонд А0.5М, де функції електрода N виконує корпус.

Градієнт-мікрозонд має незначний радіус дослідження, на його показання більше впливає шар бурового розчину і фільтраційна кірка; для потенціал-мікрозонда цей вплив менший.

Метод дозволяє вивчати розрізи, представлені пластами малої товщини, що забезпечується малими розмірами зондів і щільним притисненням ізольованої пластини з електродами до стінки свердловини. Наявність фільтрату бурового розчину у пристовбурній зоні пласта утруднює одержання даних про характер газонафтонасиченості пласта, але метод мікрозондування дає змогу одержати детальне розчленування розрізу свердловини, виділити колектори і оцінити їх пористість.

Резистометрія застосовується для визначення питомого електричного опору бурового розчину при бурінні і випробуванні свердловин з метою кількісної інтерпретації даних електрокаротажу, визначення мінералізації пластових вод за допомогою методу самочинної поляризації, визначення місць припливів і швидкості фільтрації підземних вод, виділення інтервалів поглинання бурового розчину у свердловині, визначення місць порушення обсадних колон і т. ін.

Метод потенціалів самочинної поляризації використовують для визначення характеристик гірських порід за даними вимірювань потенціалів електричних полів, що виникають у них самочинно.

Вимірювання потенціалів здійснюється з допомогою рухомого у свердловині електрода М і нерухомого електрода N, який знаходиться на поверхні. При цьому записують різницю потенціалів

$$\Delta U_{\text{пс}} = U_{\text{М}} - U_{\text{N}}$$

між електродами М і N, яку відносять до точки запису (електрода М).

Виникнення потенціалів самочинної поляризації зумовлено дифузією солей із пластових вод у буровий розчин і навпаки, а також адсорбцією іонів на поверхні мінералів гірської породи, фільтраційними процесами в системі «свердловина—пласт», окислювально-відновлювальними процесами між гірськими породами і буровим розчином. В результаті цих процесів виникають дифузійно-адсорбційні, фільтраційні й окислювально-відновлювальні потенціали, величина і знак яких визначаються співвідношенням мінералізації пластових вод і фільтрату бурового розчину, мінеральним складом і структурою гірських порід та іншими факторами. Таким чином, вимірювання потенціалів $\Delta U_{\text{пс}}$ дає інформацію про літологію розрізу свердловини, мінералізацію пластових вод і колекторські властивості порід.

Метод потенціалів самочинної поляризації застосовується для розчленування розрізу свердловин, виділення в розрізі глинистих порід і колекторів, визначення мінералізації пластових вод, оцінки пористості колекторів.

Методи опору заземлення базуються на відмінності питомих електричних опорів гірських порід. Існує декілька модифікацій методу, найбільш розповсюдженими серед яких є боковий каротаж, боковий мікрокаротаж і дивергентний каротаж.

Боковий каротаж проводять з використанням три-, семи- і дев'ятиелектродного зонда з автоматичним фокусуванням струму. На практиці частіше застосовують трьохелектродні зонди. За результатами вимірювань потенціалу ΔU між електродами і сили струму I через центральний електрод зонда визначають ефективний опір ρ_n порід.

Боковий каротаж доцільно використовувати при бурінні на високомінералізованому буровому розчині з питомим опором до 0,1—0,5 Ом·м. За результатами досліджень з допомогою бокового каротажу здійснюється детальне розчленування розрізу за значеннями ефективного опору порід, вивчення літології, пористості і проникності порід, визначення параметрів зони проникнення фільтрату бурового розчину і характеру насиченості пластів.

Боковий мікрокаротаж проводять з використанням дво-, три- і чотириелектродних мікроустановок. Показання бокового мікрокаротажу меншою мірою залежать від впливу глинистої кірки і шару бурового розчину, ніж при вимірюванні електричного опору звичайними мікрозондами. Результати досліджень застосовуються для уточнення границь і товщі пластів малої товщини; визначення літології розрізів і виділення колекторів. Цей метод у комплексі з іншими геофізичними методами дає змогу оцінити пористість, глинистість і нафтогазонасиченість колекторів.

Дивергентний каротаж ґрунтується на вивченні електропровідності гірських порід. Особливість дивергентного методу полягає у регулюванні струму через електроди живлення за значенням його радіальної дивергенції, тобто за векторним значенням густини струму, що протікає через бокову поверхню свердловини на ділянці розміщення вимірних електродів. Реєструється значення, пропорційне опоріві, який чинить середовище радіальній складовій струму, що витікає зі свердловини на ділянці між вимірними електродами.

Дивергентний каротаж доцільно проводити у свердловинах, заповнених високомінералізованим буровим розчином. На основі його результатів можна вирішувати задачі розчленування розрізу; визначення його літології; виділення колекторів і т. ін.

Методи потенціалів викликаної поляризації базуються на вивченні штучних вторинних стаціонарних електромагнітних полів, походження яких пов'язується з фізико-хімічними процесами, що відбуваються в породах внаслідок дії електричного струму на поверхні розділу твердої і рідкої фаз. Викликана поляризація виникає в гірській породі при пропусканні через неї постійного електричного поляризуючого струму.

Після виключення поляризуючого струму потенціали викликаної поляризації плавно зменшуються в часі. Викликана поляризація іонопровідних середовищ (піщаники, алевроліти) збільшується із ростом ступеня дисперсності і зменшується із збільшенням проникності. Ця властивість дозволяє використовувати метод потенціалів викликаної поляризації для розчленування розрізу, виділення тріщинуватих зон, оцінки проникності колекторів і т. ін.

Індукційний каротаж базується на вивченні вторинного електромагнітного поля середовища, збуреного опусканим у свердловину джерелом.

На рис. 1.38 показана принципова схема методу індукційного каротажу. Зондова установка має декілька котушок високої індуктивності, високочастотний генератор і підсилювач. При пропусканні через генераторну котушку змінного струму високої частоти від генератора навколо цієї котушки створюється змінне електромагнітне поле, яке індукуює в середовищі колові струми. Електрорушійна сила колових струмів залежить від електропровідності середовища. Під дією електромагнітного поля

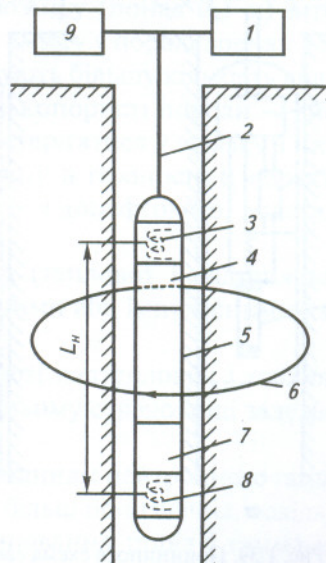


Рис. 1.38. Принципова схема методу індукційного каротажу:
1—реєструючий прилад; 2—кабель;
3—вимірювальна котушка;
4—підсилювач і випрямляч; 5—зонд;
6—лінія індукованого струму;
7—генератор; 8—генераторна котушка; 9—блок живлення

колових струмів у вимірювальній котушці зонда індукується електрорушійна сила, пропорційна електропровідності середовища, яка підсилюється і реєструється на поверхні.

Індукційний каротаж не вимагає безпосереднього контакту вимірювальної схеми з буровим розчином і може використовуватись у сухих свердловинах або заповнених слабопровідним буровим розчином. У цих випадках застосовувати звичайні методи електрометрії не можна. Індукційний каротаж характеризується великим радіусом дослідження і дає позитивні результати при вивченні пластів зі значним проникненням фільтрату бурового розчину.

На основі даних індукційного каротажу здійснюється розчленування розрізу свердловини за питомим електричним опором порід, виділення водо- і нафтогазоносних горизонтів. Результати індукційного каротажу у комплексі з іншими методами дають змогу оцінити коефіцієнти анізотропії пластів.

1.8.2. РАДІОАКТИВНІ МЕТОДИ

В основу радіоактивних методів дослідження свердловин покладено вимірювання природного або штучно викликаного радіоактивного випромінювання гірських порід.

Радіоактивні методи поділяються на методи реєстрації природних випромінювань гірських порід і методи реєстрації вторинних випромінювань, пов'язаних з опроміненням порід за допомогою спеціальних джерел, розміщених у свердловинному приладі. Серед останніх виділяють дві підгрупи, які базуються на опроміненні гірських порід гамма-квантами і нейтронами. В обох підгрупах виділяють стаціонарні та імпульсні методи. Важливою перевагою більшості ядерних методів є можливість їх застосування як у незакріплених, так і закріплених свердловинах.

Методи природної гамма-активності базуються на диференціації гірських порід за їх природною гамма-активністю.

Гірські породи вміщують різні радіоактивні елементи (уран, торій, радіоактивний ізоотоп калію, рубідій, самарій та ін.). Кількість радіоактивних елементів у гірській породі залежить від фізико-хімічних умов її формування. Із осадових гірських порід високою радіоактивністю

характеризуються глини і калійні солі, низькою — ангідриди, кам'яна сіль. Оскільки глини характеризуються підвищеною радіоактивністю, то природна радіоактивність осадових гірських порід пропорційна вмісту в них більш активної глинистої фракції. Це служить основою для розчленування розрізу за ступенем глинизованості порід. Вимірювання гамма-випромінювання гірських порід здійснюється з допомогою свердловинного приладу, який вміщує розрядний або люмінесцентний лічильник гамма-квантів (рис. 1.39, а). Для його живлення призначений генератор високої напруги. Електричні імпульси, які створюються у лічильнику при проходженні через нього гамма-квантів, підсилюються і передаються на поверхню, де інтегруються і реєструються. Показання реєструючого приладу пропорційні інтенсивності природного гамма-випромінювання.

У комплексі з даними інших геофізичних досліджень результати природного гамма-випромінювання використовуються для літологічного розчленування розрізів свердловин, їх кореляції, виділення порід-колекторів, оцінки глинистості порід.

Методи розсіяного гамма-випромінювання, або гамма-методи, базуються на вимірюванні інтенсивності штучного гамма-випромінювання, розсіяного елементами гірської породи в процесі їх опромінення потоком гамма-квантів.

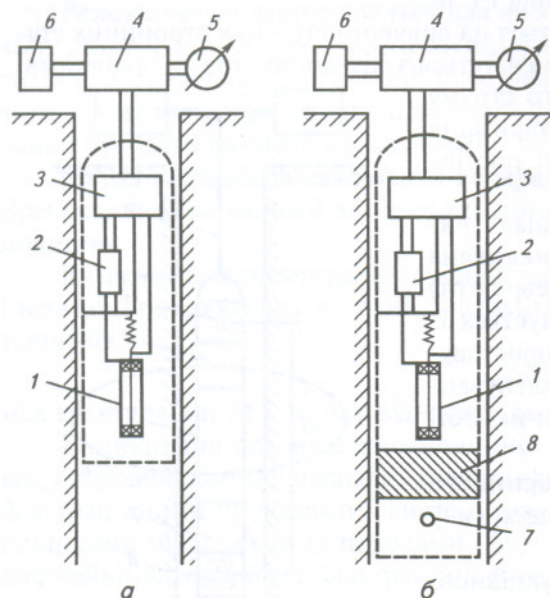


Рис. 1.39. Принципова схема свердловинного приладу для вимірювання інтенсивності випромінювання за гамма-методом (а) і нейтронним гамма-методом (б):

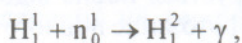
1—лічильник; 2—генератор високої напруги; 3—підсилювач; 4—вимірювальний блок на поверхні; 5—реєструючий прилад; 6—блок живлення; 7—джерело нейтронів; 8—фільтр

У свердловинному приладі, показаному на рис. 1.39,б, на деякій відстані від індикатора гамма-випромінювання (лічильника) розміщують джерело гамма-випромінювання. Для цього найчастіше використовується радіоактивний ізотоп Co^{60} . Від прямого гамма-випромінювання джерела лічильник екранований свинцево-залізним фільтром таким чином, що на нього попадає переважно розсіяне гірською породою випромінювання.

При використанні ізотопу Co^{60} інтенсивність розсіяного гамма-випромінювання обернено пропорційна густині досліджуваних гірських порід.

Гамма-гамма метод застосовується для розчленування розрізу свердловини за густиною порід, оцінки їх пористості.

Нейтронний гамма-метод базується на вивченні інтенсивності вторинного гамма-випромінювання, розсіяного гірською породою при опроміненні її нейтронами. В результаті взаємодії нейтронів відповідного енергетичного спектра з ядрами хімічних елементів, що входять до складу гірської породи, знижується їх енергія до енергії теплового руху молекул. Такі нейтрони називають тепловими. Вторинне гамма-випромінювання виникає при поглинанні теплових нейтронів ядрами елементів гірської породи. Наприклад, в умовах свердловини серед великої кількості можливих ядерних реакцій поглинання теплових нейтронів n_0^1 можна виділити реакцію утворення ізотопу водню — дейтерію



при якій випромінюється γ -квант.

З усіх породоутворюючих елементів аномально високими понижувачами енергії теплових нейтронів та їх поглиначами є водень, хлор і бор. Залежність інтенсивності процесів пониження і поглинання нейтронів від нейтронних властивостей ядер хімічних елементів гірської породи дає змогу диференціювати розріз за вмістом водню, хлору, бору та ін.

Для вимірювання інтенсивності вторинного гамма-випромінювання використовується свердловинний прилад, схема якого наведена на рис. 1.39,б, з джерелом нейтронів — полонієм у суміші з сіллю берилію. Відстань між лічильником і джерелом нейтронів називається розміром зонда. Фільтр захищає лічильник від прямого гамма-випромінювання джерела нейтронів.

При дослідженні розрізів осадових порід зондами великого розміру (понад 0,3 м) інтенсивність вторинного гамма-випромінювання обернено пропорційна вмісту у породі водню. Тому на діаграмах нейтронного гамма-методу породи-колектора, які вміщують більшу кількість водню в одиниці об'єму, виділяються низькими аномаліями, а щільні, низькопористі породи — високими. Для газоносних колекторів високі аномалії можуть також спостерігатися у зв'язку з низьким об'ємним вмістом водню в газі. Проникнення бурового розчину в газоносний колектор зменшує цей ефект. Метод використовується також для діагностики водонафтового, водогазового і нафтогазового контактів.

Нейтронні методи базуються на вивченні щільності повільних (теплових і надтеплових) нейтронів у свердловині при опроміненні гірських порід стаціонарними або імпульсними джерелами нейтронів.

До стаціонарних нейтронних методів належать методи щільності надтеплових і теплових нейтронів та інші. Інтенсивність пониження нейтронів у навколишньому середовищі залежить від вмісту в породах легких елементів, головним чином водню.

Область застосування нейтронних методів збігається з використанням нейтронного гамма-методу, але залежність показань від вмісту водню в гірських породах більш однозначна, оскільки на результати досліджень не впливають природне гамма-випромінювання порід і гамма-випромінювання джерела нейтронів. Показання в нейтронному методі за надтепловими нейтронами практично не залежать від вмісту хлору.

Імпульсні нейтронні методи характеризуються у порівнянні із стаціонарними дещо вищою інформативністю.

Основним недоліком нейтронних методів є їх підвищена чутливість до зміни умов у свердловині (зміна діаметра свердловини, товщини фільтраційної кірки).

1.8.3. АКУСТИЧНІ МЕТОДИ

Акустичні методи геофізичних досліджень у свердловинах базуються на вивченні пружних властивостей гірських порід при поширенні в них пружних деформацій. Швидкість поширення пружних хвиль у гірських породах залежить від мінералогічного складу, пористості, структури порового простору, типу флюїду і тісно пов'язана з літологопетрографічними властивостями порід. Нижче наведені діапазони значень швидкостей (в м/с) для деяких гірських порід і пластових флюїдів.

Глина	1200—2500
Мергель	2000—3500
Пішаник незцементований	1500—2500
Пішаник шільний	3300—5250
Вапняк	5570—7100
Ангідрит	5800—6100
Кам'яна сіль	4500—5500
Кристалічні породи	4500—6500
Вода, буровий розчин	1500—1700
Нафта	1300—1400
Вуглеводневі гази	430—450

При акустичному каротажі реєструється повне відображення сигналу, тобто його звукові образи: хвильові картини — графічний фотозапис повного сигналу спільно з почасовими марками і фазокореляційні діаграми — запис повного сигналу у вигляді фазових ліній.

При акустичному каротажі застосовується трьохелементний зонд, який складається із випромінювача і двох розташованих на деякій відстані від нього приймачів. Відстань між приймачами називається базою зонда. Довжина зонда визначається відстанню між випромінювачем і приймачем.

Акустичний каротаж за швидкістю базується на вивченні швидкості поширення пружних хвиль у гірських породах шляхом вимірювання інтервального часу:

$$\Delta t = t_2 - t_1,$$

де t_2, t_1 — час надходження хвилі відповідно на другий і перший приймачі.

Швидкість поширення хвилі у пласті називається пластовою, або інтервальною.

Акустичний каротаж за затуханням базується на вивченні характеристик затухання пружних хвиль у породі. На затухання пружних коливань значно впливає неоднорідність середовища, яка призводить до послаблення коливань і пониження амплітуди хвилі. Здатність гірських порід поглинати пружні коливання оцінюється коефіцієнтом поглинання

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{1}{l} \ln \frac{A_1}{A_2},$$

де A_1, A_2 — амплітуди хвиль, що реєструються приймачами;

l — база зонда.

Акустичний каротаж застосовується для літологічного розчленування розрізів свердловини, визначення пористості порід, інтерпретації результатів сейсморозвідки та вирішення інших задач.

1.8.4. МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СВЕРДЛОВИНИ

Для дослідження технічного стану свердловини застосовується комплекс різних геофізичних методів.

Інклінометрія використовується для вимірювання кута і магнітного азимута викривлення стовбура свердловини. Кут нахилу стовбура (зенітний кут) свердловини визначається між вертикаллю і фактичним напрямком стовбура свердловини. Магнітний азимут викривлення характеризується кутом у горизонтальній площині між напрямком на магнітну північ і напрямком горизонтальної проекції осі свердловини.

Кут і азимут викривлення свердловини вимірюють інклінометрами з дистанційним електричним заміром, фотоінклінометрами і гіроскопічними інклінометрами.

Найбільш розповсюджені інклінометри з оберальною немагнітною рамкою, які дають змогу проводити багаторазове вимірювання кута і азимута викривлення на заданих глибинах

свердловини. Азимут викривлення визначається в цих приладах з допомогою магнітної бусолі, а кут відхилення від вертикалі у площині викривлення — виском. Визначення азимута викривлення такими приладами можливе тільки у незакріплених свердловинах. Для вимірювання азимута викривлення у закріплених свердловинах можуть використовуватись гіроскопічні інклінометри.

За результатами систематичних замірів кута і азимута викривлення на різних глибинах свердловини будують інклінограми — проекції стовбура свердловини на горизонтальну і вертикальну площини.

Кавернометрія використовується для визначення усередненого діаметра свердловини. Для вимірювань застосовують каверноміри, за допомогою яких записують криву зміни діаметра свердловини з глибиною (кавернограму). Найчастіше використовуються каверноміри з чотирма підпружиненими важелями, які розташовані попарно у двох взаємно перпендикулярних площинах і притискаються своїми довгими плечами до стінки свердловини (рис. 1.40). Коротке плече важеля з'єднане з реостатом. Зміна положення довгих важелів у залежності від діаметра свердловини призводить до зміни електричного опору датчика і реєструється на поверхні.

Каверномір опускається у свердловину на каротажному кабелі при зімкнутих важелях. Вимірювання усередненого діаметра здійснюється в процесі підйому каверноміра. Максимальна похибка вимірювання діаметра свердловини становить 10 мм при діапазоні вимірювань 70—760 мм.

Профілеметрія використовується для вимірювання діаметра свердловини у двох взаємно перпендикулярних площинах, що дозволяє оцінювати форму поперечного перерізу стовбура свердловини. Якщо діаметри свердловини у двох взаємно перпендикулярних площинах суттєво відрізняються, то це свідчить про наявність жолобних виробок або інші порушення конфігурації стовбура свердловини.

Найпростіша конструкція профілеміра розроблена на принципі чотириважільного каверноміра, в якому змінений кінематичний зв'язок важелів з датчиками та збільшена кількість датчиків. Наземна апаратура цих приладів реєструє одночасно розкриття двох пар важелів або діаметр свердловини у взаємно перпендикулярних площинах.

Більш досконалими приладами цього класу є багатоважільні радіусоміри, представлені восьми- і шістнадцятиточковою вимірювальною системою та доповнені датчиком орієнтації приладу в просторі. Це дає змогу визначати конфігурацію свердловини з орієнтацією в просторі. Апаратура радіусомірів допускає можливість дискретних замірів у заданих перерізах свердловини або із заданим кроком уздовж цього інтервалу.

У Тюменському технічному університеті розроблений гідролокаційний профілемір, принцип роботи якого базується на локації стінок свердловини імпульсами ультразвукової частоти за декількома азимутальними напрямками. Профілеграма має вид кругової діаграми, на якій нанесений орієнтований за азимутом гідроакустичний аналог вимірювального перерізу свердловини.

Гідролокаційний профілемір може використовуватись у відкритому і обсадженому стовбурах свердловини із zenітним кутом викривлення до 35°.

Кавернометричний і профілеметричний методи застосовуються для визначення розмірів і конфігурації стовбура свердловини, уточнення свердловинних умов при інтерпретації результатів окремих геофізичних методів контролю за станом стовбура свердловини в процесі буріння та в інших цілях.

Методи оцінки якості цементування свердловин використовуються для визначення непрямих параметрів, що характеризують якість розмежування пластів і герметичність затрубного простору. Найбільш розповсюдженими є методи термометричного, радіоактивного і акустичного контролю якості цементування.

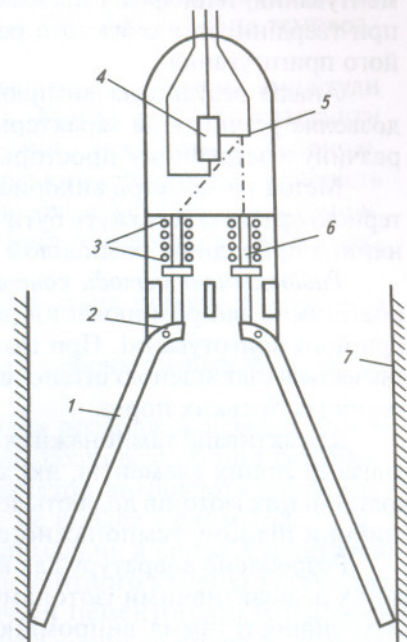


Рис. 1.40. Принципова схема каверноміра:

- 1—довге плече важеля; 2—коротке плече важеля; 3—пружина;
- 4—реостат; 5—тросик із повзунком;
- 6—шток; 7—стінка свердловини

Термометричний метод визначення цементного кільця базується на вивченні природних і штучних теплових полів у свердловинах.

У процесі твердіння тампонажного розчину в затрубному просторі свердловини відбувається відновлення природного теплового поля і виділення тепла в результаті гідратації цементу. Розподіл температури на глибині зацементованої свердловини залежить від багатьох факторів: природного теплового поля, співвідношення між буровим і тампонажним розчином, часу від початку цементування, теплофізичних властивостей порід та ін. Максимальна температура тепловиділення при твердінні тампонажного розчину із портландцементу спостерігається через 6—9 год після його приготування.

Аналіз результатів вимірювань температури в процесі твердіння тампонажного розчину дозволяє уточнити за характерним підвищенням температури глибину підйому тампонажного розчину в затрубному просторі.

Метод термометрії використовується також для діагностики міжпластових перетоків. Характерною ознакою їх можуть бути незначні температурні аномалії по глибині свердловини у порівнянні з природним розподілом температур.

Радіоактивні методи контролю цементування свердловин базуються на реєстрації інтенсивності гамма-випромінювання радіоактивних ізотопів, які додаються до тампонажного розчину при його приготуванні. При цьому інтервал розподілу активованого тампонажного розчину відзначається підвищеною інтенсивністю гамма-випромінювання у порівнянні з природною радіоактивністю гірських порід.

Для активації тампонажних розчинів використовують радіоактивні ізотопи цирконію, іридію, заліза та інших елементів, які характеризуються малими періодами напіврозпаду. Розчинені у воді солі цих ізотопів додають до води для приготування тампонажних розчинів. Для визначення глибини підйому тампонажного розчину досить активувати тільки його порцію.

Розроблено апаратуру для контролю товщини цементного кільця при використанні активованих радіоактивними ізотопами тампонажних розчинів. Принцип її дії базується на реєстрації інтенсивності гамма-випромінювання під час обертання навколо його індикатора свинцевого екрана із прорізом. Інтенсивність гамма-випромінювання за один оберт буде пропорційною товщині цементного каменю.

Гамма-каротаж може використовуватись також для діагностики зон міжпластових перетоків при їх гідродинамічному зв'язку із внутрішньою порожниною обсадної колони.

Спочатку у закріпленій свердловині проводять контрольний гамма-каротаж. Потім через опущені нижче інтервалу перфорації насосно-компресорні труби закачують 3—5 м³ води з домішками радіоактивних ізотопів і продавлюють її в пласт. З допомогою прямого і зворотного промивання очищають свердловину від радіоактивних ізотопів. Після проведення повторного гамма-каротажу і порівняльного аналізу з результатами контрольного гамма-каротажу визначають за різким збільшенням інтенсивності гамма-випромінювання зону розповсюдження активованої води.

Недоліки методу радіоактивних ізотопів (радіаційна небезпека, трудомісткість та ін.) не сприяють його широкому застосуванню для оцінки якості цементування.

Метод зіставлення гамма-каротажних кривих, одержаних у відкритому і закріпленому стовбурі свердловини, базується на різній поглинаючій здатності обсадної колони, тампонажного каменю і бурового розчину природного гамма-випромінювання гірських порід. Інтенсивність гамма-випромінювання в зацементованому інтервалі свердловини при інших однакових умовах значно менша, ніж у відкритому стовбурі і в незацементованому інтервалі колони. Основний недолік методу — складність чіткого визначення границь розділу між буровим і тампонажним розчинами, якщо інтервал цементування представлений породами з низькою гамма-активністю.

Якщо густина тампонажного і бурового розчину відрізняється суттєво (понад 300—500 кг/м³), то більш повну інформацію про розподіл цементного каменю за колоною можна одержати за допомогою гамма-гамма методу контролю цементування свердловин. Метод базується на реєстрації інтенсивності розсіяного гамма-випромінювання при проходженні гамма-квантів через середовище з різною густиною. Він дає змогу визначити глибину підйому тампонажного розчину в затрубному просторі, наявність і характер його розподілу в інтервалі цементування, а також виявити наявність дефектів (тріщини, каверни) у цементному камені.

Для контролю якості цементування використовують цементоміри: ЦМТУ-1 — для 146 і 168 мм обсадних колон; ЦММ-3-4 — для 89 і 114 мм обсадних колон; ЦФ-4 — для 219 і 245 мм обсадних колон; ЦМ-8-10 — для 219, 245 і 273 мм обсадних колон. Для реєстрації кривих розподілу інтенсивності розсіяного гамма-випромінювання по периметру обсадної колони застосовують селективний гамма-дефектометр — товщиномір СГДТ-2, який характеризується підвищеною чутливістю та інтерпретаційними можливостями.

Основними недоліками гамма-гамма методу контролю якості цементування є обмеження по різниці між густинами тампонажного і бурового розчину (понад 300—500 кг/м³) та температури в свердловині (до 100—120 °С).

Акустичний метод контролю цементування свердловин базується на вимірюванні амплітуди заломленої поздовжньої хвилі та часу пробігу пружних коливань. Метод дозволяє визначити глибину підйому тампонажного розчину в затрубному просторі, його наявність за колоною, ступінь зчеплення цементного каменю з обсадною колоною і гірськими породами, наявність дефектів у цементному камені. У вітчизняній практиці використовують акустичні цементоміри:

АКЦ-4 — для 146—219 мм обсадних колон, максимальна робоча температура 150 °С, максимальний тиск 80 МПа;

УЗБА-21 — для обсадних колон діаметром до 300 мм, максимальна робоча температура 130 °С, максимальний тиск до 160 МПа;

АК-1 — для обсадних колон діаметром до 300 мм, максимальна робоча температура 120 °С, максимальний тиск 60 МПа.

З допомогою акустичних цементомірів реєструються амплітуда поздовжньої хвилі по колоні A_k , амплітуда хвилі, що розповсюджується по породі A_p , і час розповсюдження поздовжньої акустичної хвилі від випромінювача до приймача Δt . Ці параметри вимірюють одночасно при переміщенні в колоні свердловинного приладу зі швидкістю не більше 1200 м/год.

Для незацементованої колони значення A_k максимальні, Δt мінімальні, а крива A_p повторює за конфігурацією криву A_k і не несе інформації про стан контакту цементного каменю з породою. Контакт цементного каменю з колоною відзначається на акустичній цементаграмі близькими до нуля значеннями A_k . При наявності контакту цементного каменю з колоною крива A_p діагностує стан його контакту з породою відповідно до кривої A_p , одержаної у відкритому стовбурі свердловини, та близькості значень Δt на цементаграмі до таких самих при акустичному каротажі.

Недоліки акустичного методу контролю цементування зумовлені передусім недостатньою інформативністю реєструючих параметрів A_k , A_p і Δt з позицій оцінки контакту цементного каменю з колоною і породами.

Удосконалення акустичних методів контролю цементування здійснюється в напрямках розширення інформації про акустичні властивості середовища, підвищення чутливості приладів та інтерпретації результатів вимірювань. У «ВНИИКРнефть» (м. Краснодар, Росія) створений фазокорелограф «Волна», який одночасно реєструє цементаграму і зміну з глибиною повного акустичного сигналу та покращує інтерпретацію результатів контролю цементування свердловин.

Методи контролю технічного стану обсадних колон використовуються для виявлення прим'ятин, тріщин, місць порушення герметичності, обривів по тілу труби та інших дефектів.

Відомо багато методів і приладів для визначення дефектів в обсадних колонах. Це прямі методи контролю — оптичний, акустичний, електромеханічний, механічний, магнітний, індукційний, метод розсіяного гамма-випромінювання та непрямі методи — резистометрія, термометрія, метод радіоактивних ізотопів.

Оптичний метод базується на одержанні оптичних зображень стінок обсадної колони та візуальному їх вивченні. Для цього використовують свердловинні фотоапарати, фото- і кінотелевізійні установки. Недолік цього методу полягає в тому, що стан обсадної колони можна контролювати тільки в оптично прозорому середовищі. Крім того, виникають труднощі в діагностиці дефектів обсадної колони на основі візуальних зображень її поверхні.

Акустичний метод базується на реєстрації відображених від поверхні труб ультразвукових коливань, що дозволяє одержати акустичний образ досліджуваної поверхні. Розроблений свердловинний акустичний телевізор дає змогу здійснювати контроль внутрішньої поверхні обсадних труб на необхідних інтервалах глибин. З його допомогою можна визначити розташування перфораційних отворів, тріщин і т. ін. Недоліки акустичного методу полягають в його нечутливості до

локальних порушень геометрії труб (типу прим'ятин) та похибках, зумовлених наявністю на поверхні труб або в буровому розчині різних неметалічних включень (шламу).

Електромеханічний метод контролю зміни внутрішнього діаметра базується на вимірюванні переміщень шести — восьми важелів, які ковзають по внутрішній поверхні обсадної колони, і їх радіальні переміщення передаються на рухомий контакт реостата, що призводить до зміни співвідношень між величинами електричного опору і реєструється на поверхні (за таким принципом працює каверномір). Розроблений у «ВНИИгеофизика» (м. Москва, Росія) прилад НЭМ-68 для вимірювань діаметра обсадної колони та реєстрації муфтових з'єднань характеризується досить високою точністю (до 1 мм). Недоліки електромагнітного методу полягають в усередненні результатів вимірювань, а також у неможливості діагностики поздовжніх дефектів.

Механічний метод контролю технічного стану обсадних колон базується на такому самому принципі, що й електромеханічний, тільки результати вимірювань реєструються безпосередньо в приладі.

Магнітний метод ґрунтується на реєстрації магнітних полів розсіювання в околі отворів у колоні при її намагнічуванні стаціонарним магнітним полем. Розроблений в «НИИморгеофизика» (м. Москва, Росія) локатор перфораційних отворів ЛПО-1 з магнітним датчиком характеризується високою розрізняючою здатністю. Випробування при щільній перфорації 10 отв/м показали можливість діагностики отворів діаметром 7—8 мм і більше. Прилад розрахований на максимально допустимі температури 150 °С і тиск 80 МПа.

Індукційний метод контролю базується на реєстрації вихрових струмів, що збурюються в обсадній трубі змінним магнітним полем. Він використовується для вимірювання товщини стінок труб, виявлення тріщин та інших дефектів. Розроблені у «НИИморгеофизика» індукційні дефектометри ДИ-1 і ДСИ дозволяють визначати тріщини та інші дефекти розміром близько 10 мм. Ці прилади застосовують при температурі до 150 °С і тиску до 80 МПа.

Метод розсіяного гамма-випромінювання застосовується для вимірювань середньої товщини стінок, внутрішнього діаметра і дефектів обсадних колон. Дефектометр-товщиномір СГДТ-2 дозволяє визначити товщину стінок і діаметр обсадних труб з точністю до 0,5 мм, а також місце розташування муфт і центраторів.

Непрямі методи контролю стану обсадних колон (резистометрія, термометрія, метод радіоактивних ізотопів) використовуються разом із операціями, пов'язаними з припливом або поглинанням рідини через місце порушення. Дефекти в обсадних колонах встановлюються на основі характерних аномалій питомого електричного опору рідини в свердловині, температури та інтенсивності гамма-випромінювання.

Нижче наведені короткі технічні характеристики деяких геофізичних приладів для контролю якості цементування свердловин і технічного стану обсадних колон.

Прилад комплексний свердловинний КСА-Т-73-/110-120/60 ВАРТА призначений для контролю якості цементування свердловин і технічного стану обсадних колон методами гамма-гамма цементометрії, акустичної цементометрії, високочутливої термометрії, локації муфт, а також вимірювання гамма-випромінювання і об'ємного вмісту вологи.

Прилад складається з модулів: ТГЛ — забезпечує телеметричний зв'язок, включає канал гамма-каротажу (ГК), підсилювач акустичного каротажу (АК), локатор муфт; РМ — модуль радіоактивних методів; АК-И — модуль акустичних випромінювачів; АТШ — модуль, який здійснює прийняття і підсилення сигналів у режимі АК, вимірювання температури навколишнього середовища і псевдоспектральний аналіз шумів. Прилад випускається «ВНИИнефтепром-геофизика» (м. Уфа, Росія). Технічна характеристика цього приладу наведена нижче.

**Технічна характеристика комплексного
свердловинного приладу КСА-Т-73-/110-120/60 ВАРТА**

Максимальний робочий тиск, МПа	60
Максимальна робоча температура, °С	120
Діапазон вимірювання діаметра свердловин, мм	146—194
Максимальний зенітний кут викривлення свердловин, град	50
Модуль ТГЛ:	
діаметр, мм	110
довжина, мм	1800
маса, кг	30

Діапазон вимірювання потужності експозиційної дози гамма-випромінювання, А/кг	(7,15—1781)10 ⁻¹⁴
Модуль РМ:	
діаметр, мм	110
довжина, мм	3200
маса, кг	120
Діапазон вимірювань:	
густини речовини в затрубному просторі, кг/м ³	1000—2000
товщини стінки обсадної колони, мм	5—12
об'ємного вмісту вологи, %	0—40
Модуль АК-І:	
діаметр, мм	90
довжина, мм	1600
маса, кг	70
Діапазон вимірювань:	
інтервального часу, мкс/м	140—550
коефіцієнта затухання, дБ/м	3—30
Модуль АТШ:	
діаметр, мм	73
довжина, мм	980
маса, кг	18
Діапазон реєстрації шумів, дБ	до 50
Діапазон вимірювання температури, °С	5—120

Комплексний індикатор контролю цементування ИКЦ визначає тривалість тужавіння і твердіння цементного каменю після нагнітання тампонажного розчину у свердловину; висоту підйому, наявність і розподіл цементного каменю в затрубному і міжтрубному просторі; щільність контакту цементного каменю з колоною і породою; наявність дефектів цементування; місця затрубних перетоків і негерметичності колон. Відрізняється малим розміром зонда; наявністю триелементного двочастотного акустичного зонда, шумоіндикатора з частотними фільтрами, одножильного кабелю; автоматичним зведенням кривих абсолютної і диференціальної температури; низькою напругою живлення. Індикатор контролю цементування ИКЦ випускає НВО «Геофизприбор» (м. Краснодар, Росія). Технічна характеристика ИКЦ наведена нижче.

Технічна характеристика комплексного індикатора контролю цементування ИКЦ

Кількість реєструючих параметрів	24
Параметри свердловинного приладу:	
габаритні розміри, мм	60×1900
маса, кг	25
Параметри блока керування:	
габаритні розміри, мм	520×120×300
маса, кг	12

Апаратура акустичного ревербераційного контролю якості цементування свердловин АРЦ-Т-1 КЦ призначена для контролю якості цементування колон ревербераційним методом. Цей метод дозволяє визначати геометрію порушення зчеплення цементного кільця з колоною і досліджувати внутрішню поверхню обсаджених і необсаджених свердловин. До апаратури входить свердловинний прилад та наземний прилад з фотореєстратором. Апаратуру випускає «ВНИИнефтепромгеофизика». Технічна характеристика апаратури АРЦ наведена нижче.

Технічна характеристика АРЦ-Т-1 КЦ для контролю якості цементування свердловин

Діаметр свердловин, мм	125—350
Густина робочої рідини, кг/м ³	до 1300
Розрізняюча здатність апаратури в сталевій зацементованій трубі (внутрішній діаметр 180 мм, заповнена водою), не менше, мм:	
порушення цементного каменю	10
порушення в трубі	10
Діаметр свердловинного приладу, мм	100
Довжина свердловинного приладу, мм	4500
Габарити, мм:	
наземного приладу	530×580×260
фотокамери	280×580×260
Маса свердловинного приладу, кг	130
Маса наземного приладу, кг	30
Маса фотокамери, кг	8

1.8.5. СИСТЕМИ ВИМІРЮВАННЯ ВИБІЙНИХ ПАРАМЕТРІВ У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ

Прийняття ефективних рішень при бурінні глибоких свердловин вимагає повної і своєчасної інформації про умови у свердловині. Провідними зарубіжними фірмами випускаються модульні системи «MWD» для одночасного контролю за напрямком стовбура свердловини і отримання геофізичної інформації про стан пластів. Дані з контрольних операцій, геофізичних досліджень пластів та вібрацій доступні в реальному масштабі часу, можуть бути записані безпосередньо на місці проведення та передані на комп'ютер.

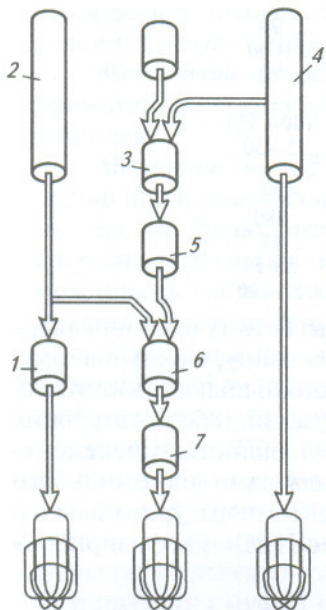


Рис. 1.41. Схема модульної системи вимірювань вибійних параметрів з гідравлічним каналом зв'язку фірми «Sperry-Sun»

На рис. 1.41 показана схема модульної системи вимірювань вибійних параметрів з гідравлічним каналом зв'язку американської фірми «Sperry-Sun». До складу системи входять: датчик гамма-каротажу 1, позитивний імпульсний генератор 2, датчик густини 3, негативний імпульсний генератор 4, датчик нейтронного каротажу 5, датчик вібрації 6, датчик питомого опору 7. Ця система легко адаптується до вимог вибійних вимірювань. Датчики для необхідних вимірювань можуть бути розміщені у довільному місці компоновки. В залежності від вимог контролю за напрямком стовбура свердловини датчики можуть функціонувати в неперервному або іншому заданому режимі.

У табл. 1.30 наведена специфікація датчиків системи вимірювань вибійних параметрів фірми «Sperry-Sun».

Дані *гамма-каротажу* забезпечують виділення характерних горизонтів, що дає змогу гарантувати геологічну точність траєкторії стовбура свердловини. Каротажні датчики можуть видавати інформацію в реальному масштабі часу безпосередньо на місці проведення робіт.

Дані про питомий опір, пористість і густину порід дозволяють обґрунтувати ряд технологічних рішень при бурінні свердловин, а саме: уточнення розрізу свердловини; вибір інтервалів відбору керна; прийняття рішення про спуск обсадної колони; прогнозування порових тисків і тисків виникнення поглинань; оцінка флюїдонасиченості т. ін. Для оптимізації процесів буріння результати вимірювань з допомогою системи «MWD» можуть бути використані разом із наземною інформацією (механічна швидкість проходки, вміст газу тощо).

Таблиця 1.30

Специфікація датчиків системи вимірювань вибійних параметрів фірми «Sperry-Sun» (США)

Призначення датчиків	Діаметр ОБТ, мм									
	85,7	88,9	120,7	165,1	171,5	184,2	196,9	203,2	241,3	254
Контроль напрямку стовбура свердловини	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Гамма-каротаж	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Вимірювання питомого опору і однофазового зсуву					*			*	*	
Електромагнітний хвильовий опір					*			*		
Вимірювання пористості					*			*	*	
Вимірювання об'ємної густини	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Вимірювання тиску					*			*	*	
Вимірювання температури					*			*		
Вимірювання вібрації					*			*	*	
Вимірювання датчиком ABI параметрів свердловини над долотом					*			*		

Примітка. Зірочкою позначена можливість вимірювання параметра датчиком даної специфікації.

У багатьох країнах дані, які одержують з допомогою систем «MWD», відповідають стандартним вимогам до каротажної інформації, що дозволяє зменшити витрати на її одержання із застосуванням кабельного каналу зв'язку.

Модульні датчики систем «MWD» можуть використовуватися в найрізноманітніших наборах у залежності від існуючих інформаційних запитів і вимог до вибірного обладнання. Проведення каротажу в процесі буріння з допомогою системи «MWD» через заданий інтервал часу прискорює оцінку пластів, дозволяє виявляти ефекти динамічної фільтрації.

Система контролю траєкторії свердловини «DWD/DGWD» забезпечує отримання інформації про зенітний і азимутальний кут викривлення свердловини, температуру долота та інструменту. Система може використовуватись із широким набором обважнених бурильних труб (ОБТ). При необхідності кореляції пластів у реальному масштабі часу для всіх розмірів ОБТ є додатковий гамма-датчик.

Компактний пульсатор і датчики можна монтувати безпосередньо на буровій. Джерелом їх живлення є вибірна турбіна. При наявності відповідного редуктора ті самі генератори і датчики можна використовувати з різними ОБТ. Для ОБТ діаметром 165,1 мм і більше на стандартну немагнітну ОБТ довжиною 9,1 м монтується перехідник довжиною близько 1,8 м.

У табл. 1.31 наведена технічна характеристика системи «DWD/DGWD» для контролю траєкторії свердловини.

Таблиця 1.31

Технічна характеристика системи «DWD/DGWD»

Параметр	Діаметр ОБТ, мм					
	79,4; 88,9	120,7	165,1; 171,5; 184,2	196,9	203,2	241,3
Довжина, м	6,4—11,0	0,6	10,9	10,9	10,9	10,9
Приєднувальна різьба	2 3/8" IF	3 1/2" IF	Регульована	6 3/4"	6 3/4"	7 3/4"
Максимальний момент згинчування, кН·м	4,4	13,7	Регульований	65,0	65,0	114,8
Максимальний тиск, МПа	103	103	103	103	103	103
Максимальна температура, °C	125	125	125	125	125	125
Продуктивність, л/с	5,7—12,6	9,5—22,0	14,2—41,0	14,2—94,6	14,2—94,6	14,2—94,6
Мінімальний час оновлення даних, с	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3

Примітка. Вібращійне сито для очищення бурового розчину регламентується. Гаситель пульсації тиску не потрібний.

Датчик «ABI» призначений для вимірювання параметрів кривизни на долоті. Датчик монтується в спеціальних модифікованих вибієчних двигунах фірми «Spreng-Sun» діаметром 6 3/4" і 8" на відстані 0,6 м від вибою. Дані від датчика «ABI» можна порівнювати з аналогічними даними від датчика «DWD» для оцінки стабілізації кривизни на певному рівні.

Система вимірювання електромагнітного хвильового опору «EWR-S» була введена в дію фірмою «Spreng-Sun» у 1983 р. і на даний час використовується для оцінки петрофізичних характеристик пластів. З допомогою даного методу можна розрізняти пласти товщиною 15 см і оцінювати питомий опір в тонких шарах (до 45 см). Система ефективна для всіх видів бурових розчинів, в тому числі й соленасичених. Ця система включає фазозсувні і комбіновані пристрої для вимірювання опору.

Фазозсувні вимірювання опору здійснюють визначенням зсуву фаз на електромагнітній хвилі між двома приймачами. При комбінованих вимірюваннях використовують об'єднання зсуву фази і зменшення амплітуди тієї самої хвилі. Результати вимірювань опору за зсувом фаз більш точні при високих опорах і мають кращу розрізняючу здатність по вертикалі. В більшості випадків комбіновані вимірювання забезпечують поглиблене вивчення параметрів.

Система визначення опору в групі точок EWR-Phase 4 дозволяє позбутись похибок в інтерпретації даних через різні пластові характеристики. Величина електромагнітного хвильового опору визначається за результатами фазозсувних і комбінованих вимірювань на восьми різних глибинах. Це дозволяє оцінювати проникнення фільтрату в пласти, фіксувати зони та мігруючі

вуглеводні. Вимірювання опору можна здійснювати в розчинах на нафтовій основі (РНО), соленасичених розчинах і в повітряному середовищі.

Датчик вібрацій змонтований в удосконаленому електронному вузлі системи «DGR», що дозволяє обходитись без використання у вибійному обладнанні додаткового перехідника. Трьох-осьові акселератори замірюють поздовжні, поперечні і крутильні вібрації із записом середніх, пікових і миттєвих прискорень. Інформація про вібрацію може використовуватися для діагностики стану породоруйнуючого інструменту, оцінки динамічності елементів КНБК, вибору раціональних режимів відробки бурових доліт і т. ін.

Система імпульсної телеметрії «МРТ» характеризується високою швидкістю обробки даних з можливістю їх передачі всіма датчиками для оцінки пластів, напрямку траєкторії свердловини, тиску, температури і вібрації. Швидкість обробки даних забезпечує одержання високоякісних каротажних діаграм в реальному масштабі часу навіть при високих механічних швидкостях проходки. Інформація з усіх датчиків записується також на вибої і потім обробляється на поверхні.

Система «МРТ» складається з імпульсного генератора, зонда на два напрямки та запам'ятовуючого модуля і може застосовуватися в інклінометрії під час бурових робіт. Наявність батарейного живлення забезпечує незалежність системи від роботи бурового обладнання. Технічна характеристика датчиків системи «МРТ» наведена в табл. 1.32.

Таблиця 1.32

Технічна характеристика датчиків системи «МРТ»

Параметр	Розмір інструменту, мм		
	171,5	203,2	241,3
Довжина, м	7,8—17,2	7,8—15,2	8,14
Приєднувальна різьба	4 1/2" IF	6 5/8" IF	7 5/8" IF
Максимальний момент згвинчування, кН·м	45,6	77,4	123,0
Максимальний тиск, МПа	124	124	124
Максимальна температура, °C	140	140	140
Мінімальна періодичність оновлення даних, с	7	7	7

Примітка. Тип вібродатчика — трьохосьовий акселератор. Гаситель пульсації тиску заряджений до 60%.

У залежності від вибійних умов система «МРТ» може бути запрограмованою через зручні для користувача формати у системі даних «MPT Spectrum». Їх можна вибирати на поверхні з використанням звичайного режиму включення насоса. Це дає змогу одержувати дані найбільш зручним для поставленої мети способом.

Телеметрична система СТЕ призначена для безперервного вимірювання геометричних параметрів траєкторії стовбура свердловини і положення відхилювача в процесі буріння. Система СТЕ випускається ВАТ СКТБЗЕ «Потенціал» (м. Харків).

Нижче наведена технічна характеристика системи СТЕ, а на рис. 1.42 показано її загальний вигляд (а) та електричну схему підключення (б). Система СТЕ використовує кабельний канал зв'язку та застосовується при бурінні свердловин електробуром.

Технічна характеристика телесистеми СТЕ

Тип	СТЕ 164—215
Діаметр корпусу, мм	164—215
Довжина корпусу, мм	9520—10045
Різьба	3-133—3-171
Маса, кг	900—1300
Границі вимірювання, град:	
зенітний кут свердловини	0—55
азимут свердловини	0—360
кут установлення відхилювача	0—360
Похибка вимірювань, %	2,5

Телесистема СТЕ розрахована на гідростатичний тиск до 80 МПа і температуру навколишнього середовища (бурового розчину) до 100 °C. Телесистему можна використовувати при відсутності магнітних аномалій.

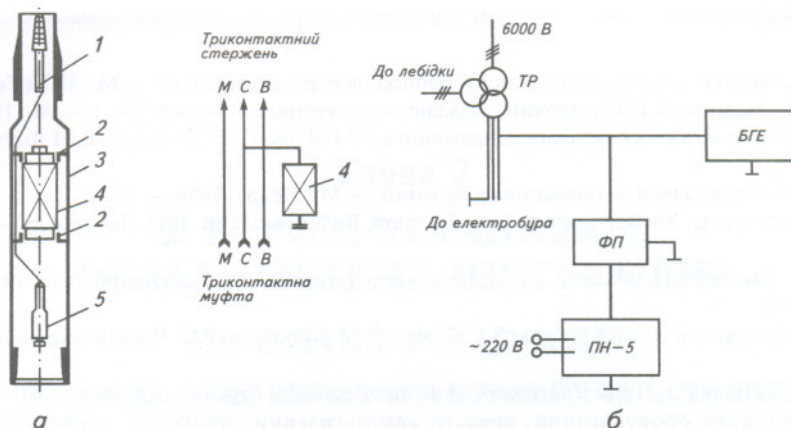


Рис. 1.42. Загальний вигляд (а) і електрична схема підключення (б) телесистеми СТЕ:

1—контактний стержень; 2—опора амортизаційної пружини; 3—корпус із немагнітної труби; 4—герметичний контейнер датчиків вимірювання; 5—контактна муфта;

БГЕ—блок глибинний; ПН-5—наземний пульт; ТР—трансформатор; ФП—приєднувальний фільтр

Індикатор положення відхилювача і кривизни свердловини ИПК-1Т призначений для оперативного контролю зенітного кута, азимута і положення відхилювача в процесі буріння ПСС. Індикатор розроблений ТОВ «Научно-производственная фирма БУРИТ» та ВАТ «Российская инновационная топливно-энергетическая компания» (Росія).

Принципові особливості індикатора ИПК-1Т:

одночасний оперативний контроль зенітного кута, азимута і положення відхилювача безпосередньо персоналом бурової бригади без виклику геофізичної інклінометричної партії;

вимірювання азимута відхилювача у вертикальному стовбурі, що виключає необхідність орієнтованого спуску бурильного інструменту.

Конструктивно індикатор ИПК-1Т складається з таких основних вузлів:

вибійний орієнтуючий перехідник, який встановлюється в бурильній колоні безпосередньо над орієнтуючою компоновкою;

свердловинний прилад з орієнтатором і датчиками контрольованих параметрів;

малогабаритна лебідка, яка встановлюється на помості вишкового блока бурової установки довільного типу.

Досвід показує, що персонал бурової бригади засвоює правила експлуатації індикатора ИПК-1Т за 2—3 вимірювальних цикли. Реалізація на практиці технічних можливостей ИПК-1Т дозволила здійснити проходження свердловин із зенітними кутами від 15 до 55° у повній відповідності до проекту.

Телеметрична система ИЧТ призначена для безпосереднього контролю частоти обертання вала турбобура в процесі буріння. Це дозволяє контролювати і ефективніше керувати режимом турбінного буріння, особливо при проходженні ПСС. Система ИЧТ розроблена ВНДІБТ (м. Москва, Росія).

Принцип роботи телесистеми з гідравлічним каналом зв'язку такий.

У процесі буріння свердловини обертання вала турбобура через привод передається вхідному валу таходатчика, механізм якого через кожні 100 обертів формує в потоці бурового розчину імпульси тиску.

Ці імпульси фіксуються на поверхні приймачем сигналів і перетворюються на електричні сигнали, які після відповідної обробки індукуються в показання приладів поточної частоти обертання вала турбобура.

Досвід промислової експлуатації телесистеми ИЧТ на родовищах Західного Сибіру, Білорусі, Західної України і Каспійського континентального шельфу свідчить про підвищення механічної швидкості буріння і проходки на долото в середньому на 25—30%. Причому найвища ефективність від застосування телесистеми досягається при бурінні ПСС.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Байдюк Б.В. Физико-механические основы процессов бурения скважин. — М.: ИРЦ Газпром, 1993. — 77 с.
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: В 4-х кн. Кн. 1. — М.: Недра, 1993. — 320 с.
3. Бурение нефтяных и газовых скважин: Справочник / В.Г.Ясов, Г.Н.Семенов, В.М.Дытчук и др. — Ужгород: Карпаты, 1983. — 200 с.
4. Войтенко В.С. Прикладная геомеханика в бурении. — М.: Недра, 1990. — 252 с.
5. Геология нефти и газа: Учебник вузов /Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин, В.И. Ларин и др. — М.: Недра, 1990. — 240 с.
6. Глушко В.Т., Гавеля С.П. Оценка напряженно-деформированного состояния массивов горных пород. — М.: Недра, 1986. — 221 с.
7. Довідник з нафтогазової справи /За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. — Львів: Місіонер, 1996. — 620 с.
8. Есьман Б.И., Габузов Г.Г. Термогидравлические процессы при бурении скважин. — М.: Недра, 1991. — 216 с.
9. Каталог нефтяного оборудования, средств автоматизации, приборов и спецматериалов: В 2-х т./ В.Л. Архангельский, И.Е. Аванян, Е.И. Бухаленко и др. — М.: ВНИИОЭНГ, 1993. — Т.1. — 303 с.
10. Колесников Н.А. Влияние дифференциального и угнетающего давления на разрушение горных пород. — М.: ВНИИОЭНГ, 1986. — 43 с.
11. Копылов В.Е., Артюшкин В.Н. Исследование стенок скважин при бурении. — Тюмень: ТГУ, 1981. — 103 с.
12. Куксов А.К., Бабаян Э.В., Шевцов В.Д. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении. — М.: Недра, 1992. — 251 с.
13. Ломтадзе В.Д. Физико-механические свойства горных пород. Методы лабораторных исследований. — Л.: Недра, 1990. — 328 с.
14. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти / Под ред. В.Мори и Д.Фурметро. — М.: Мир, 1994. — 416 с.
15. Мислюк М.А., Зарубін Ю.О. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі. — Івано-Франківськ: Екор, 1999. — 496 с.
16. Намиот А.Ю. Растворимость газов в воде. — М.: Недра, 1991. — 167 с.
17. Процессы разрушения горных пород и резервы повышения скоростей бурения / Н.А. Колесников, А.К. Рахимов, А.А. Брыков, А.И. Булатов. — Ташкент: Фан, 1990. — 185 с.
18. Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. — М.: Недра, 1989. — 210 с.
19. Работнов Ю.Н. Введение в механику разрушения. — М.: Наука, 1987. — 80 с.
20. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. — М.: Недра, 1994. — 261 с.
21. Справочник инженера по бурению: В 2-х т./Под ред. В.И. Мишевича и Н.А. Сидорова. — М.: Недра, 1973. — Т.1. — 520 с.
22. Справочник инженера по бурению: В 2-х т./Под ред. В.И. Мишевича и Н.А. Сидорова. — М.: Недра, 1973. — Т.2. — 376 с.
23. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений / М.Г. Абрамсон, Б.В. Байдюк, В.С. Зарецкий и др. — М.: Недра, 1984. — 207 с.
24. Теория и практика заканчивания скважин: В 5-и т./А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников и др. — М.: Недра, 1997. — Т.2. — 343 с.
25. Шевцов В.Д. Регулирование давления в бурящихся скважинах. — М.: Недра, 1984. — 191 с.
26. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин/А.И. Акульшин, В.С. Бойко, Ю.А. Зарубин, В.М. Дорошенко. — М.: Недра, 1989. — 480 с.
27. Яремійчук Р.С., Возний В.Р. Освоєння та дослідження свердловин. — Львів: Оріяна-Нова, 1994. — 440 с.
28. Ясов В.Г., Мислюк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. — М.: Недра, 1991. — 334 с.