

5.6. ПОПЕРЕДЖЕННЯ ВИКРИВЛЕННЯ ПРИ БУРІННІ СТОВБУРІВ СВЕРДЛОВИН ВЕЛИКОГО ДІАМЕТРА

5.6.1. ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ СТОВБУРІВ СВЕРДЛОВИН ВЕЛИКОГО ДІАМЕТРА

У кінці 60-х та протягом 70-х рр. минулого століття на Прикарпатті почалися масштабні роботи з освоєння надглибокого буріння, що було пов'язано з пошуками покладів глибинної нафти і газу. Проектні глибини свердловин, наприклад, на площі Тянява, становили: св. № 21 — 5000 м, № 100 — 6200 м. Проте досягнення цих глибин на перших порах не вдавалося. Св. № 21 зупинила буріння при глибині 2794 м, № 17 — при 4135 м, № 8 — при 4028 м, № 12 — при 4440 м.

Складні конструкції свердловин передбачали спуск одно- або дворозмірних колон великого діаметра на великі глибини. Так, у св. 27-Спас передбачалося спускати кондуктор діаметром 426 мм на глибину 250 м, комбіновані колони 324×299 мм на глибину 3000 м; у св. 100-Тянява при таких же діаметрах кондуктора та глибинах їх спуску, як і в св. 27-Спас, передбачалося спускати 299-мм колону на глибину 3600 м; у св. 1-Вишків передбачався спуск кондуктора діаметром 426 мм на глибину 1350 м, а колони діаметром 324 мм — на глибину 3000 м. Приблизно такими ж складними були буріння та спуск колон великого діаметра у св. 1-Синевидне (426-мм колона на глибину до 900 м та 299-мм колона на глибину 4000 м) та 1-Шевченково (426-мм колона на глибину 150 м та 324-мм колона на глибину 3500 м). Таким чином, виникла задача утворення стовбурів свердловин діаметром 640 мм та 394 мм на великі глибини, а пізніше спуск у ці свердловини колон діаметром 426, 324 та 299 мм. Проте буріння таких стовбурів в умовах Прикарпаття було дуже складною технологічною задачею у зв'язку з інтенсивним самочинним викривленням стовбурів. Це пояснюється тим, що породи, які розбурюються, мають високі міцність та абразивність, для свого руйнування вимагають високих навантажень на долото. Крім того, вони ритмічно чергуються з прошарками порід невисокої міцності. Тектонічна будова розвідувальних площ була також дуже складною.

Відсутність досконалого породоруйнівного інструменту та компоновок, які б попереджували викривлення свердловини, призводило до низьких швидкостей буріння. Тому при проектуванні технологій буріння верхніх інтервалів великим діаметром постала задача — яким чином поєднати ефективно буріння із збереженням вертикальності стовбура свердловини.

Під *методом буріння стовбурів свердловин великого діаметра* розуміють послідовність технологічних операцій для його утворення. На рис. 5.98 показана, за І.М.Фризом, класифікація методів буріння стовбурів свердловин великого діаметра.

Залежно від послідовності утворення стовбура розрізняють дві групи методів буріння свердловин. Першу групу становлять методи, при яких стовбур необхідного діаметра формується зразу ж, тобто за один цикл, і при цьому використовують таку техніку і технологію буріння, які дозволяють формувати необхідний діаметр свердловини в тому чи іншому інтервалі за один технологічний прийом. Першу групу методів часто називають *одноцикловим бурінням*. До другої групи належать методи, при яких стовбур необхідного діаметра формується за декілька циклів або за декілька технологічних прийомів. Другу групу методів називають *багатоцикловим бурінням*.

Метод одноциклового буріння поділяється на буріння стовбура:

суцільним вибоєм;

ступінчастим вибоєм;

випереджаючим стовбуром з одночасним його розширенням.

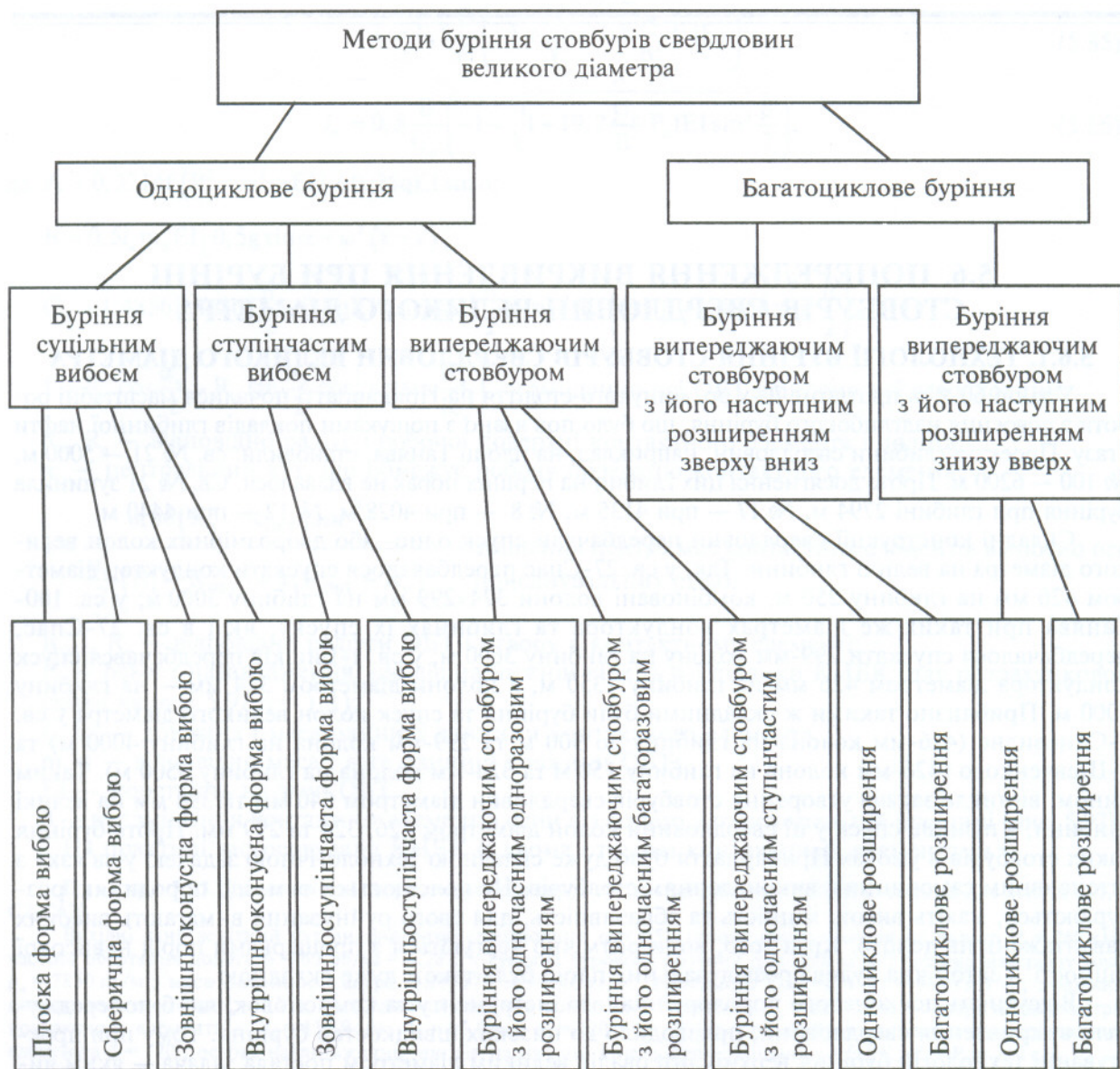


Рис. 5.98. Класифікація методів буріння стовбурів свердловин великого діаметра

Суцільний вибій утворюється при бурінні стовбура свердловини долотом чи спеціальними агрегатами, номінальний діаметр яких дорівнює проектному діаметру стовбура у певному інтервалі. При бурінні свердловин суцільним вибоєм утворюється круглий або близький до такого за формою вибій, вісь якого збігається з віссю стовбура свердловини, з неперервною плоскою, одно- або багатоконусною, сферичною чи іншими формами поверхні.

Круглий вибій утворюється при обертovому бурінні шарошковими, лопатевими чи стираючо-фрезеруючими долотами. При бурінні, наприклад, шарошковими долотами великих діаметрів утворюються одно-, дво-, триконусні та сферичні вибої. Суцільний вибій, що утворюється лопатевими долотами великих діаметрів, може бути плоским, зовнішньо- чи внутрішньоконусним. При використанні стираючо-фрезеруючих доліт переважно утворюється плоский вибій, який плавно заокруглюється при переході до стінок свердловини.

Форми суцільних вибоїв свердловини при бурінні долотами великого діаметра показані на рис. 5.99.

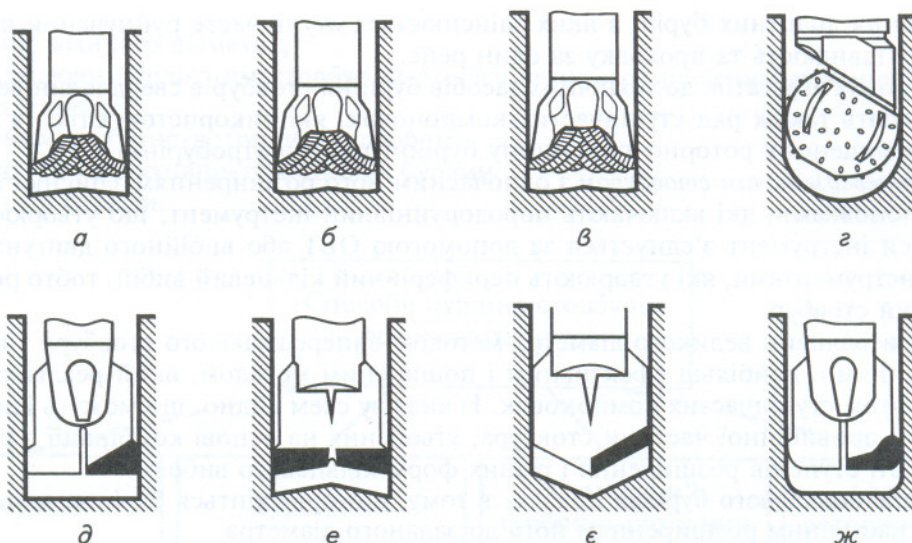


Рис. 5.99. Форми суцільних вибоїв при бурінні долотами великого діаметра:
а—одноконусні; б—двоконусні; в—триконусні; г—сферичні; д—плоскі; е—зовнішньоконусні;
є—внутрішньоконусні; ж—плоскі з плавним переходом до стінок свердловини

Ступінчастий вибій утворюється при одночасному поглибленні вибою в двох і більше площинах і може бути зовнішньо- чи внутрішньоступінчастим.

Зовнішньоступінчаста форма вибою утворюється при бурінні з використанням технічних засобів, конструктивною особливістю яких є наявність породоруйнуючих елементів, що виробляють центральний вибій, а також елементів, які розширюють його до необхідного діаметра. Це може бути єдиний інструмент з неперервною породоруйнівною поверхнею, наприклад, деякі моделі ступінчастих доліт, або ж між породоруйнівними елементами, які утворюють центральний і периферійні вибої, можуть розташовуватися якісь інші конструктивні елементи, що безпосередньо не беруть участі в бурінні і розширенні, наприклад, стовбур розширювача, перехідник.

Схеми бурів і ступінчастих компоновок для буріння вертикальних стовбурів великого діаметра показані на рис. 5.100.

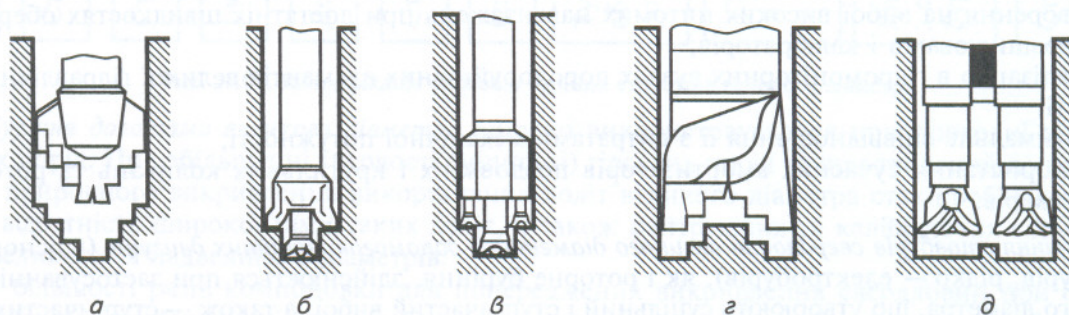


Рис. 5.100. Форми ступінчастих вибоїв при бурінні стовбурів великого діаметра:
а—зовнішньоступінчастим долотом; б—ступінчастою компоновкою; в—долотним буром;
г—центральноступінчастим долотом; д—роторним або реактивно-турбінним буром (РТБ)

Буріння з використанням долотних бурів здійснюється компоновкою, яка включає бур із долотом, обважнені і бурильні труби (рис. 5.100, б).

Долотні бури використовувалися в 1966—1972 рр. на площах в Білорусі для буріння стовбурів свердловин діаметрами 394 і 490 мм.

Застосування долотних бурів, в яких здійснюється ступінчасте руйнування порід, збільшує механічну швидкість та проходку за один рейс.

Окрім бурових агрегатів, до технічних засобів буріння стовбурів свердловин великого діаметра зараховують також ряд ступінчастих компоновок, які використовуються в роторному, турбінному, суміщеному роторно-турбінному бурінні та в електробурінні.

Буріння випереджаючим стовбуром з одночасним його розширенням здійснюється ступінчастими компоновками, які включають породоруйнівний інструмент, що утворює центральний вибій. Цей інструмент з'єднується за допомогою ОБТ або вибійного двигуна з породоруйнівними інструментами, які утворюють периферійний кільцевий вибій, тобто розширюють випереджаючий стовбур.

Буріння свердловин великого діаметра методом випереджаючого стовбура з одночасним його розширенням є найбільш ефективним і поширеним методом, який реалізується широким асортиментом ступінчастих компоновок. Із аналізу схем видно, що можуть існувати багато інших форм привибійної частини стовбура, утворених на основі комбінації з різних форм вибою, кількості ступенів розширення і різних форм кільцевого вибою.

Метод багатоциклового буріння полягає в тому, що проводиться буріння випереджаючого стовбура з наступним розширенням його до заданого діаметра.

Кількість циклів розширення і форми кільцевих вибоїв обираються залежно від технічних можливостей, матеріальних витрат і необхідності вирішення спеціальних завдань.

Метод багатоциклового буріння доцільно використовувати в таких випадках:

якщо одноциклове буріння є непридатним або неефективним через незабезпеченість бурового підприємства необхідними технічними засобами і наземним обладнанням;

якщо необхідно вирішити спеціальні задачі, основною з яких може бути необхідність попереднього вивчення геологічного розрізу з наступним коректуванням конструкції свердловини.

На рис. 5.101 показано типову **класифікацію способів буріння стовбурів свердловин великого діаметра**.

Роторне буріння стовбурів великого діаметра може здійснюватися:

долотами великого діаметра, утворюючи при цьому різні форми суцільного вибою;

ступінчастими долотами великого діаметра, утворюючи зовнішньо- і внутрішньоступінчасті вибої;

ступінчастими компоновками, формуючи випереджаючий стовбур з одночасним його розширенням;

з використанням долотних бурів.

Удосконалення технології роторного буріння передбачає в першу чергу:

створення на вибої високих питомих навантажень при достатніх швидкостях обертання доліт, розширювачів і калібраторів;

реалізацію в гідромоніторних вузлах породоруйнівних елементів великої гідравлічної потужності;

оптимальне співвідношення її з витратами механічної потужності;

використання сучасних амортизаторів поздовжніх і крутильних коливань та роторних моментомірів.

Буріння стовбурів свердловин великого діаметра з допомогою вибійних двигунів (в основному турбобурів, рідко — електробурів), як і роторне буріння, здійснюється при застосуванні доліт великого діаметра, що утворюють суцільний і ступінчастий вибої, а також — ступінчастих компоновок. В основному турбінне буріння використовується при проходженні стовбурів свердловин діаметром 320—490 мм і дуже рідко — при бурінні стовбурів більших діаметрів.

Суміщене турбінно-роторне буріння здійснюється при застосуванні турбобурів для обертання доліт великого діаметра або ступінчастих компоновок з одночасним обертанням бурильної колони ротором. Ступінчаста компоновка може бути укомплектованою таким чином, що долото обертається за допомогою турбобура, а розширювач — за допомогою ротора.

Для формування стовбурів свердловини великого діаметра використовувалось декілька технологій буріння:

долотами великого діаметра;
 випереджаючим пілотним стовбуром свердловини з одночасним розширенням його до необхідного діаметра;
 суміщеним турбінно-роторним способом;
 роторно- або реактивно-турбінними бурами;
 долотними бурами.

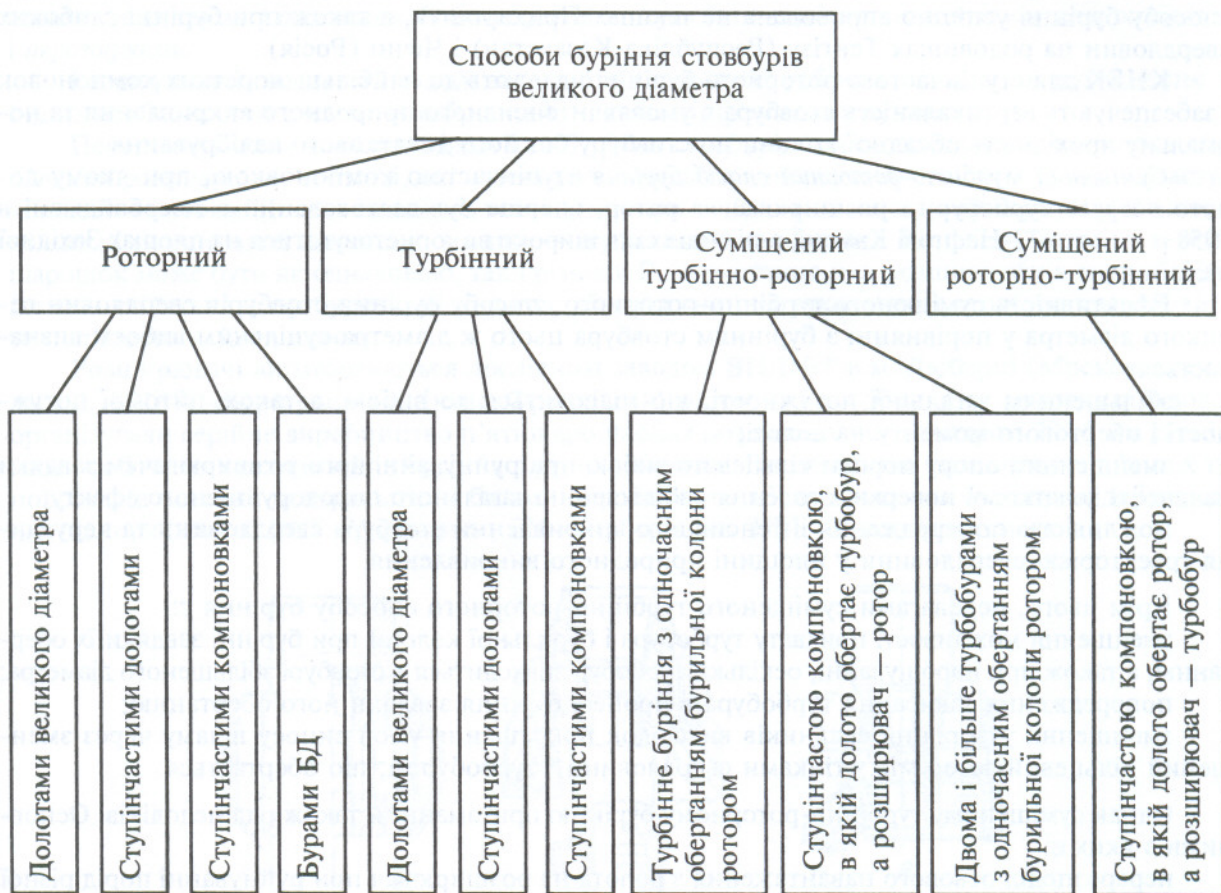


Рис. 5.101. Класифікація способів буріння стовбурів великого діаметра

Буріння долотами великого діаметра широко використовувалося при проходці відносно м'яких порід. При збільшенні твердості (міцності) гірських порід та при тенденції до інтенсивного природного викривлення використання доліт великого діаметра стає проблематичним через відсутність широкої гами таких доліт, а також центруючих та калібруючих елементів і ОБТ великого та надвеликого діаметрів.

У більшості разів компоновки для попередження викривлення свердловин при бурінні вертикальних стовбурів суцільним вибоєм засновані на використанні маятникового ефекту або ефекту виска в нижній частині бурильної колони.

Маятниковий ефект використовується для створення випрямляючої сили, яка виникає за рахунок ваги нижньої частини бурильної колони, що не торкається стінки свердловини. Ця сила притискає долото вниз до стінки свердловини і в деякій мірі нейтралізує відхилення при асиметричному руйнуванні анізотропних порід.

Застосування спеціальних наддолотних ОБТ надвеликого діаметра дозволяє збільшити випрямляючу силу. Збільшення ваги одиниці довжини нижньої частини бурильної колони приводить до зменшення прогину ОБТ, а довжина вільної частини від долота до першої точки

дотику ОБТ до стінки свердловини збільшується, що приводить до підвищення випрямляючої сили. Проте промисловість не випускала калібратори та центратори великого діаметра, і тому буріння стовбурів великого діаметра в складних гірничогеологічних умовах (наприклад, Прикарпаття) являло собою велику проблему.

Буріння випереджаючим пілотним стовбуром свердловини з одночасним розширенням його до необхідного діаметра використовувалось у складних гірничогеологічних умовах, схильних до інтенсивного природного викривлення свердловин. Така технологія ступінчастого роторного способу буріння успішно апробована на площах Прикарпаття, а також при бурінні глибоких свердловин на родовищах Тенгізу (Республіка Казахстан) і Чечні (Росія).

КНБК для ступінчастого роторного буріння належать до найбільш жорстких компоновок і забезпечують вертикальність стовбура в умовах інтенсивного природного викривлення та нормальну прохідність обсадної колони по стовбуру без його додаткового калібрування.

Суміщений турбінно-роторний спосіб буріння ступінчастою компоновкою, при якому долото обертає турбобур, а розширювач — ротор, вперше був застосований в Азербайджані в 1958 р. на св. 672-Нафтові Камені, а пізніше став широко використовуватися на площах Західної України.

Ефективність суміщеного турбінно-роторного способу буріння стовбурів свердловин великого діаметра у порівнянні з бурінням стовбура цього ж діаметра суцільним вибоєм визначається:

- збільшенням загальної потужності, що підводиться до вибою, а також питомої потужності і обертового моменту на долоті;

- зменшенням опору породи кільцевого вибою при руйнуванні його розширювачем завдяки наявності додаткової поверхні оголення і збільшенню загального породоруйнівного ефекту;

- можливістю попередження інтенсивного викривлення стовбура свердловини та керування траєкторією свердловини у площині природного викривлення.

Крім цього, перевагами суміщеного турбінно-роторного способу буріння є:

- зменшення можливості прихвату турбобура і бурильної колони при бурінні завдяки їх обертанню, а також при нарощуванні, оскільки турбобур знаходиться в стовбурі збільшеного діаметра; попередження зависання турбобура в процесі буріння завдяки його обертанню;

- зменшення утворення сальників внаслідок покращання умов виносу шламу через зменшений кільцевий зазор між стінками свердловини і турбобуром, що обертається.

Однак суміщеному турбінно-роторному бурінню притаманний також ряд недоліків. Основними з яких є:

- перерозподіл осьового навантаження з долота на розширювач при руйнуванні порід різної буримості;

- обмежена можливість подачі достатньої кількості промивальної рідини із збільшенням глибини свердловини;

- очищення периферійного кільцевого вибою в несприятливих умовах (через відсутність спрямованого струменя на цей вибій, а також через різке падіння швидкості висхідного потоку промивальної рідини в зоні переходу від випереджаючого стовбура до розширеного).

Технологія буріння роторно- або реактивно-турбінними бурами використовувалась спочатку для буріння вентиляційних стовбурів шахт і стовбурів для зниження рівня води у шахтах. Вперше вони були застосовані в 1958 р. у Луганській області та Караганді (Республіка Казахстан) при бурінні стовбурів діаметрами 1020 і 2080 мм. РТБ застосовують при необхідності проходження практично вертикальних стовбурів великого діаметра.

При бурінні нафтогазових свердловин в умовах Прикарпаття така технологія була апробована в 70-х рр. минулого століття.

Технологія буріння з допомогою долотних бурів проходила промислово перевірку на площах Білорусі в 70-х рр. минулого століття. Дослідне буріння з використанням бурів діаметрами 394 і 490 мм показало, що для таких умов більш ефективний роторний спосіб буріння долотами великого діаметра.

5.6.2. РОЗШИРЮВАЧІ СВЕРДЛОВИН

Розширювачі призначені для розширення випереджувальних стовбурів свердловин при послідовному і одночасному їх проходженні. Вони руйнують гірську породу кільцевим вибоєм у стінках уже пробуреної свердловини.

Відомі їх різні конструкції. Розширювачі можуть бути *нерозсувними* (з жорстко закріпленими робочими органами) і *розсувними* (з рухомими у радіальному напрямку робочими органами). Залежно від конструктивних особливостей робочих органів розширювачі бувають *шарошковими*, *лопатевими* і *дисковими*. Робочі органи можуть бути *змінними*, *взаємозамінними*, *розбірними* і *нерозбірними*.

Розширювачі поділяють також залежно від кількості робочих органів, їх розміщення та інших особливостей елементів озброєння, наявності промивних вузлів.

Перспективними конструкціями для буріння стовбурів великого діаметра вважають *ступінчасті розширювачі*, тобто ті, які здатні розширювати випереджаючий стовбур ступінчастим кільцевим вибоєм. До них належать також розширювачі, в яких на одному корпусі розташовані нижні розширюючі шарошки, а вище — вертикальні калібруючі. Кількість нижніх і верхніх шарошок може бути як однаковою, так і різною. Використання цих розширювачів сприяє збільшенню стійкості низу бурильної колони, збереженню вертикальності стовбура свердловини та поліпшенню його якості.

Розширювачі виготовляються дослідним заводом ВНДІБТ в м. Люберці (Московська область). КНВП «Бурсервіс» (м. Івано-Франківськ) разом із Дрогобицьким долотним заводом організували серійне виробництво п'ятишарошкових розширювачів діаметром 393,7 мм із змінними робочими органами для буріння в різних породах. Виробництво розширювачів інших типорозмірів освоєне центральними базами виробничого обслуговування бурових підприємств, які підпорядковані ВАТ «Укрнафта», БУ «Укрбургаз» і ДГП «Західукргеологія».

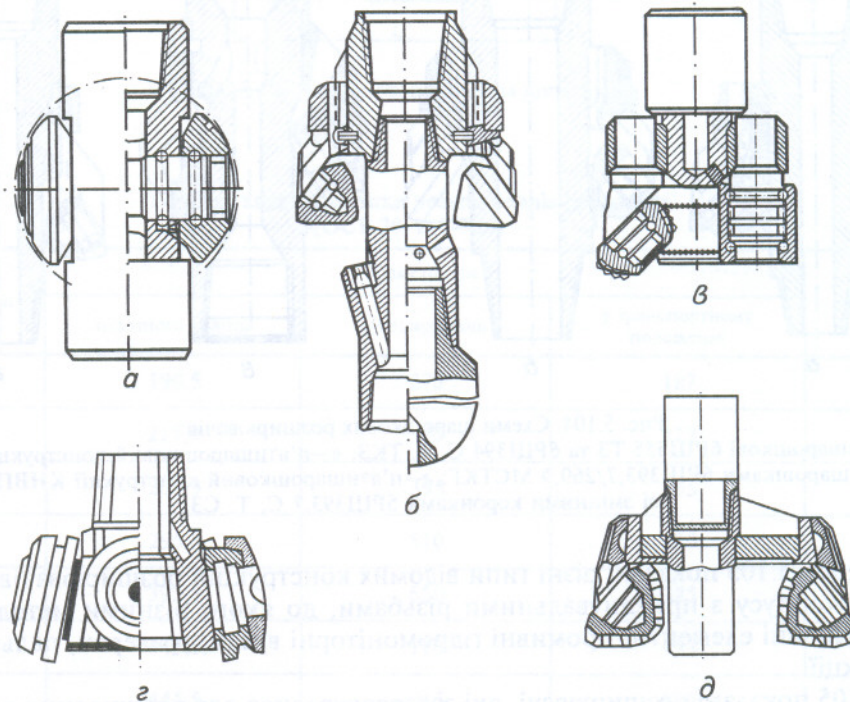


Рис. 5.102. Схеми шарошкових розширювачів конструкції ВНДІБТ:

а—двошарошковий 2РШ394/269 СЗ; б—шестишарошковий з промивними насадками і направляючою протиабурною пробкою; в—чотиришарошковий (одна із зрізаним конусом нахилена і три циліндричні на вертикальних цапфах) зубчастий; г—чотиришарошковий для м'яких порід діаметром 445 мм; д—шестишарошковий діаметром 1000 мм

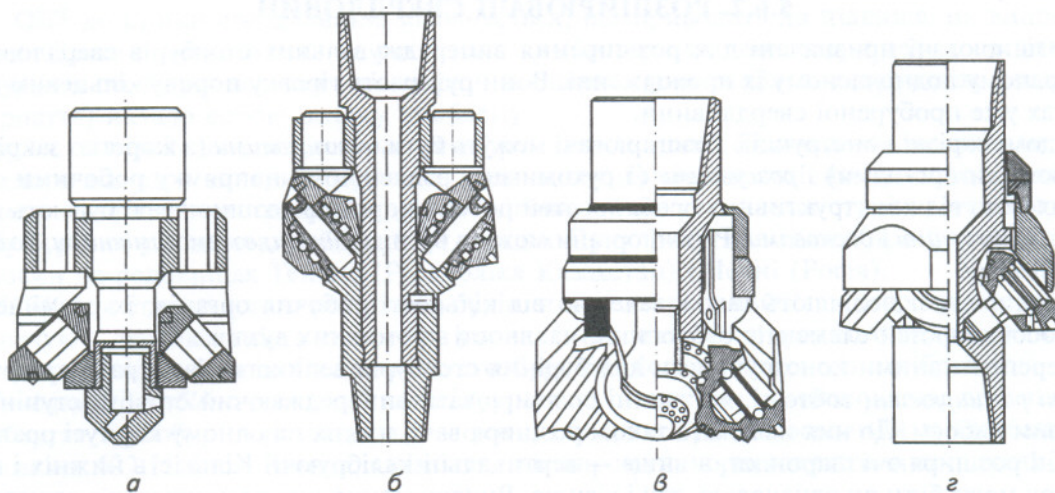


Рис. 5.103. Схеми шаршкових розширювачів:

а-в—розширювачі конструкції ВНДІБТ РД-394, чотиришаршкові РПД-394 та РШ4-394 СЗ;
г—чотиришаршковий із змінними шаршками конструкції Г. Семака, Р. Яремійчука, Т. Ілика

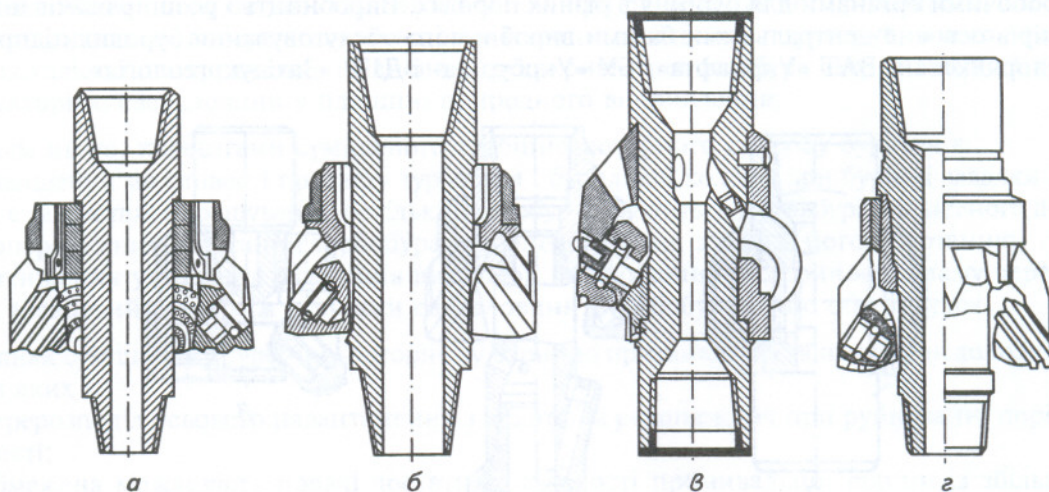


Рис. 5.104. Схеми шаршкових розширювачів:

а, б—шестишаршкові 6РШ555 ТЗ та 6РШ394 С, Т, ТКЗ; *в*—п'ятишаршковий конструкції ВНДІБТ зі змінними шаршками 6РШ393,7/269,9 МСТКГ; *г*—п'ятишаршковий конструкції КНВП «Бурсервіс» зі змінними коронками 5РШ393,7 С, Т, СЗ

На рис. 5.102—5.105 показані різні типи відомих конструкцій розширювачів. Їх особливістю є наявність корпусу з приєднувальними різьбами, до якого різними методами приєднуються породоруйнівні елементи, промивні гідромоніторні вузли, траверси, пальці та інші елементи конструкції.

На рис. 5.105 показані розширювачі, які застосовувалися для розширення випереджаючого стовбура діаметром 215,9 мм при бурінні Кольської надглибокої свердловини СГ-3.

У табл. 5.26 наведені технічні характеристики розширювачів розсувних, у табл. 5.27 і 5.28 — розширювачів шаршкових (ВНДІБТ), у табл. 5.29 — розширювачів шаршкових, у табл. 5.30 і на рис. 5.106 — відповідно технічна характеристика і схема розширювачів лопатевих.

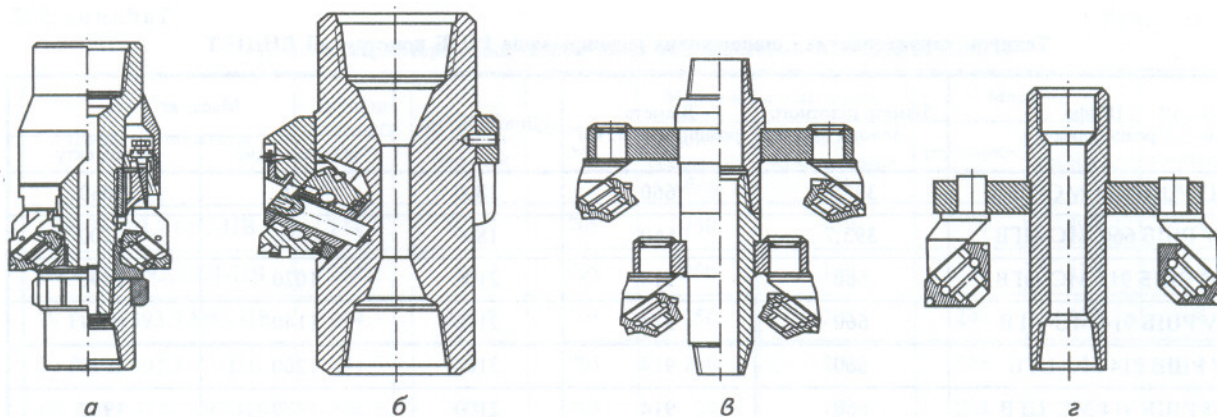


Рис. 5.105. Схеми розширювачів, які використовувалися для розширення випереджаючого стовбура діаметром 215,9 мм на Кольській надглибокій свердловині СГ-3:
 а—п'ятишарошковий 5РШ295,3/215,9 ТКЗ із змінними лапами з шарошками;
 б—дисковий РДУ-394 із змінними шарошками; в—секційний ступінчастий РД-445/640;
 г—дисковий РД-920

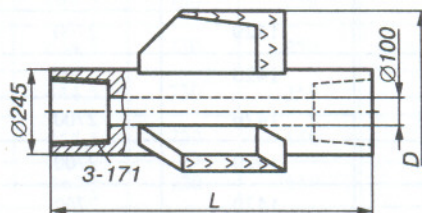


Рис. 5.106. Схема розширювача лопатевого

Таблиця 5.26

Технічні характеристики розширювачів розсувних
 (ОСТ 39-167—84)

Шифр розширювача	Діаметр, мм			Різьба
	пілотного долота	розширювача	у транспортному положенні	
РРА-190,5/270	190,5	270	187	3-117
РРА-215,9/320	215,9	320	212	3-117
РРА-269,9/395	269,9	395	265	3-152
РРА-295,3/510	295,3	510	290	3-152
РРА-393,7/660	393,7	660	385	3-177
РРА-444,5/710	444,5	710	435	3-177
РРА-444,5/915	444,5	915	550	3-177
РРА-490,0/815	490,0	815	480	3-201
РРА-490,0/1070	490,0	1070	650	3-201

Примітка. Різьба — верхня ніпельна, нижня муфтова.

Технічні характеристики шарошкових розширювачів РШБ конструкції ВНДІБТ

Шифр розширювача	Діаметр пілотного долота, мм	Діаметр розширювача, мм	Довжина, мм	Маса, кг	
				розширювача	комплекту
III РШБ 660 МС-ЦГВ	393,7	660	1800	630	1060
IV РШБ 660 МС-ЦГВ	393,7	660	1800	700	1200
III РШБ 914 МС-ЦГВ	660	914	2100	1020	1490
IV РШБ 914 МС-ЦГВ	660	914	2100	1140	1620
V РШБ 914 МС-ЦГВ	660	914	2100	1260	1770
VI РШБ 914 МС-ЦГВ	660	914	2100	1470	1930
III РШБ 1160 МС-ЦГВ	914	1160	2400	1320	1670
IV РШБ 1160 МС-ЦГВ	914	1160	2400	1580	2060
V РШБ 1160 МС-ЦГВ	914	1160	2400	1870	2430
VI РШБ 1160 МС-ЦГВ	914	1160	2400	2020	2810
VIII РШБ 1160 МС-ЦГВ	914	1160	2400	2600	3550
III РШБ 1420 МС-ЦГВ	1160	1420	2700	1720	2070
IV РШБ 1420 МС-ЦГВ	1160	1420	2700	2180	2660
V РШБ 1420 МС-ЦГВ	1160	1420	2700	2450	3050
VI РШБ 1420 МС-ЦГВ	1160	1420	2700	2820	3540
VIII РШБ 1420 МС-ЦГВ	1160	1420	2700	3540	4490
X РШБ 1420 МС-ЦГВ	1160	1420	2700	3980	5160

Таблиця 5.28

Технічні характеристики шарошкових розширювачів, що виготовляються базами виробничого обслуговування бурових підприємств ВАТ «Укрнафта»

Параметри	РШ-320	РШ-393,7	РШ-555
Діаметр розширювача, мм	320	393,7	555
Діаметр пілотного долота, мм	244,5	295,3	393,7
Довжина, мм	660; 690	660; 690	880
Внутрішній діаметр отвору, мм	70	70–100	70–100
Максимально допустиме осьове навантаження, кН	200	200	250
Приєднувальна різьба:			
верх – муфта	3-171	3-171	3-171
низ – ніпель	3-171	3-171	3-171
Маса, кг, не більше	200	235	500

Примітка. Розширювачі випускаються різних типів — МС, С, СЗ, Т.

Технічні характеристики шаршкових розширювачів конструкції ВНДІБТ

Шифр розширювача	Діаметр пілотного долота, мм	Діаметр розширювача, мм	Довжина, мм	Максимально допустимі		Маса, кг		Кількість змінних комплектів
				частота обертання, об/хв	осьове навантаження, кН	розширювача	комплекту	
I РШУ 393,7 МС-ЦВ	244,5	393,7	705	250	150	230	400	4
III РШУ 393,7 СЗ-ЦВ	244,5	393,7	705	250	150	232	410	4
IV РШУ 393,7 МС-ЦВ	244,5	393,7	705	250	200	245	455	4
IV РШУ 393,7 СЗ-ЦВ	244,5	393,7	705	250	200	248	464	4
III РШУ 393,7МС-ЦВУ	244,5	393,7	705	120	180	231	382	3
III РШУ 393,7 СЗ-ЦВУ	244,5	393,7	705	120	180	234	388	3
IV РШУ 393,7МС-ЦВУ	244,5	393,7	705	120	240	249	414	3
IV РШУ 393,7 СЗ-ЦВУ	244,5	393,7	705	120	240	250	420	3
III РШУ 444,5 МС-ЦВ	295,3	444,5	730	250	150	280	450	4
III РШУ 444,5 СЗ-ЦВ	295,3	444,5	730	250	150	282	463	4
V РШУ 444,5 МС-ЦВ	295,3	444,5	730	250	250	320	575	4
V РШУ 444,5 СЗ-ЦВ	295,3	444,5	730	250	250	322	583	4
III РШУ 444,5 МС-ЦВУ	295,3	444,5	730	110	180	281	436	3
III РШУ 444,5 СЗ-ЦВУ	295,3	444,5	730	110	180	283	445	3
V РШУ 444,5 МС-ЦВУ	295,3	444,5	730	110	300	321	541	3
V РШУ 444,5 СЗ-ЦВУ	295,3	444,5	730	110	300	323	550	3
III РШУ 555 МС-ЦВ	393,7	555,0	890	180	150	370	580	4
III РШУ 555 СЗ-ЦВ	393,7	555,0	890	180	150	372	584	4
V РШУ 555 МС-ЦВ	393,7	555,0	890	180	250	430	725	4
V РШУ 555 СЗ-ЦВ	393,7	555,0	890	180	250	430	735	4
III РШУ 555 МС-ЦВУ	393,7	555,0	890	90	180	371	556	3
III РШУ 555 СЗ-ЦВУ	393,7	555,0	890	90	180	374	565	3
V РШУ 555 МС-ЦВУ	393,7	555,0	890	90	300	431	691	3
V РШУ 555 СЗ-ЦВУ	393,7	555,0	890	90	300	436	700	3
III РШУ 660 МС-ЦВ	490,0	660,0	890	150	150	420	640	4
III РШУ 660 СЗ-ЦВ	490,0	660,0	890	150	150	423	645	4
V РШУ 660 МС-ЦВ	490,0	660,0	890	150	250	510	815	4
V РШУ 660 СЗ-ЦВ	490,0	660,0	890	150	250	515	825	4
III РШУ 660 МС-ЦВУ	490,0	660,0	890	75	180	422	617	3
III РШУ 660 СЗ-ЦВУ	490,0	660,0	890	75	180	425	625	3
V РШУ 660 МС-ЦВУ	490,0	660,0	890	75	300	512	782	3
V РШУ 660 СЗ-ЦВУ	490,0	660,0	890	75	300	518	790	3

Технічні характеристики розширювачів лопатевих
(ТУ 26-16-150-83)

Шифр розширювача	Діаметр розширювача D, мм	Довжина L, мм	Маса, кг
РЛПЗ-444,5/295,3	444,5	770	150
РЛПЗ-590/444,5	590,0	950	200
РЛПЗ-690/444,5	690,0	950	225

Розширювачі різних конструкцій виготовляються фірмами США («Security», «Grant Oil Tool Company», «Drilling Type», «Smith Tool», «Smith International, inc.», «Drilco», «Reed», «Varel»), Франції («SMFI International», «Drillstar»), Румунії («Industrialexportimport») та ін.

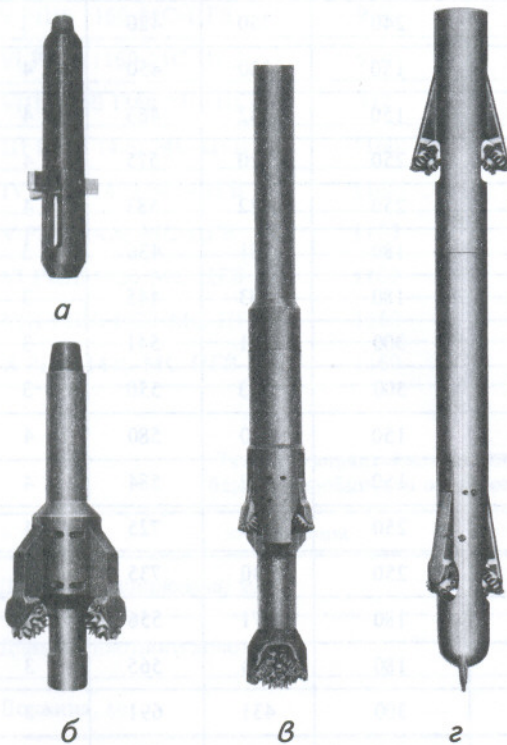


Рис. 5.107. Розширювачі виробництва компанії «Servco» — підрозділу корпорації «Smith International, inc.» (США)

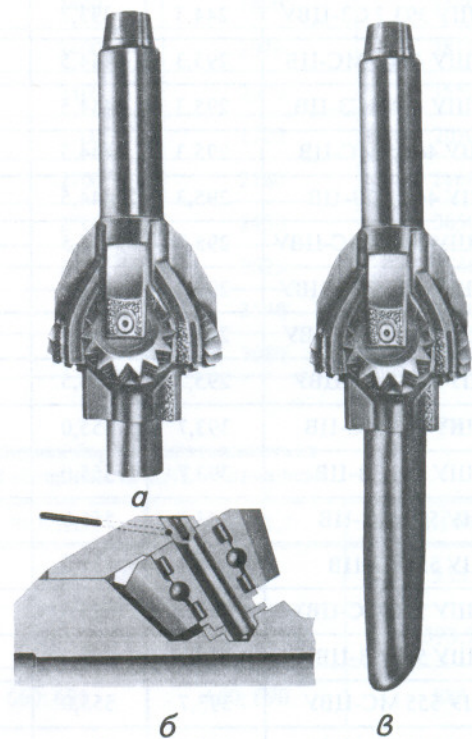


Рис. 5.108. Розширювачі виробництва компанії «Grant Oil Tool Company» (США): а—шарошковий; б—переріз вузла кріплення шарошки в розширювачах; в—шарошковий для буріння ПСС із моноблочним корпусом;

Американська фірма «Servco» випускає такі розширювачі (рис. 5.107): розсувний гідрокерований лопатевий (а); шарошковий регульованого діаметра із замінними вузлами лап (б); шарошковий з пілотним долотом (в); двоступінчастий шарошковий, у якого нижня секція — тришарошкова, а верхня — двошарошкова (г).

Регулювання діаметра розширювача у розсувному розширювачі (рис. 5.107,а) здійснюється налаштуванням гідравлічного механізму перед опусканням у свердловину, а в пересувних роз-

ширювачах (рис. 5.107,б-г) — монтажем на корпусі лап з різними плечами (вильотами). Лопаті лопатевих розширювачів армуються вставками з вольфрамо-кобальтового твердого сплаву. За бажанням споживача у розширювачах можуть встановлюватися струминні промивні пристрої.

Конструкції розширювачів виробництва компанії «Grant Oil Tool Company» (США) показані на рис. 5.108.

Технічні характеристики розширювачів деяких зарубіжних фірм наведені у табл. 5.31–5.34.

Таблиця 5.31

Технічні характеристики тришаршкових розширювачів фірми «Smith Tool» (США)

Діаметр розширювача, мм	Діаметр пілотного долота, мм	Приєднувальна різьба	
		верхня (ніпель)	нижня (муфта)
349,2–355,6	222,3	6 ⁵ / ₈ Reg	4 ¹ / ₂ Reg
374,6–419,1	244,5	6 ⁵ / ₈ Reg	6 ⁵ / ₈ Reg
431,8–444,5	269,9	6 ⁵ / ₈ Reg	6 ⁵ / ₈ Reg
457,2–508,0	311,1	6 ⁵ / ₈ Reg	6 ⁵ / ₈ Reg
558,2–609,2	349,2	6 ⁵ / ₈ Reg	6 ⁵ / ₈ Reg
635,0–660,4	381,0	6 ⁵ / ₈ Reg	6 ⁵ / ₈ Reg
660,4	355,6	6 ⁵ / ₈ –7 Reg	6 ⁵ / ₈ Reg
685,8	381,0	6 ⁵ / ₈ –7 Reg	6 ⁵ / ₈ Reg
711,2	406,4	6 ⁵ / ₈ –7 Reg	6–7 Reg
736,6	431,8	6 ⁵ / ₈ –7 Reg	6–7 Reg
762,0	457,2	7–8 Reg	6–7 Reg
787,4	482,6	7–8 Reg	6–7 Reg
812,8	508,0	7–8 Reg	6–7 Reg
838,2	533,4	7–8 Reg	6–8 Reg
863,6	558,8	7–8 Reg	6–8 Reg
889,0	584,2	7–8 Reg	6–8 Reg
914,4	609,6	8 Reg	6–8 Reg
939,8	635,0	8 Reg	6–8 Reg
965,2	600,4	8 Reg	6–8 Reg
990,6	685,8	8 Reg	6–8 Reg
1016,0	711,2	8 Reg	6–8 Reg

Примітка. У розширювачах діаметром до 660,4 мм можуть бути встановлені шарошки з фрезерованими зубами і твердосплавними зубцями, а в розширювачах діаметром 660,4 мм і більше — тільки з фрезерованими зубами.

**Технічні характеристики шарошкових розширювачів компанії
«Grant Oil Tool Company» (США)**

Шифр розширювача	Діаметр розширювача, мм	Діаметр пілотногo долота, мм	Кількість шарошок	Приєднувальна різьба		Орієнтовна маса з шарошками, кг
				верхня (ніпель)	нижня (муфта)	
0862	212,7	139,7	3	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg	100–113
0900	222,3	139,7	3	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg	102–116
0950	235,0	152,4	3	4 1/2–6 5/8 Reg	3 1/2 Reg	107–120
1650	400,1	260,4	3	6 5/8–7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	336–408
1750	438,2	260,4	3	6 5/8–8 5/8 Reg	6 5/8 Reg	372–444
1900	476,3	285,8	3	6 5/8–8 5/8 Reg	6 5/8 Reg	408–481
2000	501,7	323,9	3	6 5/8–8 5/8 Reg	6 5/8 Reg	454–526
2100	527,1	349,3	3	6 5/8–8 5/8 Reg	6 5/8 Reg	460–533
2200	539,8	279,4	3	6 5/8–8 5/8 Reg	6 5/8 Reg	544–617
2300	565,2	304,8	3	6 5/8–8 5/8 Reg	6 5/8 Reg	635–707
2400	590,6	330,2	3	6 5/8–8 5/8 Reg	6 5/8 Reg	726–798
2500	616,0	355,6	3	6 5/8–8 5/8 Reg	6 5/8 Reg	748–821
2600	647,7	381,0	3	6 5/8–8 5/8 Reg	7 5/8 Reg	771–844
2750	692,2	444,5	4	6 5/8–8 5/8 Reg	7 5/8 Reg	794–866
3600	908,1	444,5	6	6 5/8–8 5/8 Reg	7 5/8 Reg	980–1052

Таблиця 5.33

**Технічні характеристики розширювачів компанії
«Drilling Type» (США)**

Шифр розширювача	Діаметр розширювача, мм	Діаметр корпусу, мм	Діаметр у складеному положенні, мм	Довжина, мм	Приєднувальна різьба		Орієнтовна маса, кг
					верхня (ніпель)	нижня (муфта)	
3600	139,7–152,4	92,1	92,1	812,8	2 3/8 Reg	2 3/8 Reg	39
5700	203,2–215,9	146,1	149,2	1676,4	3 1/2 Reg	3 1/2 Reg	184
7200	228,6–279,4	184,2	193,7	2006,6	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	347
8200	279,4–342,9	209,6	212,7	1879,6	4 1/2 Reg	6 5/8 Reg	434
9500	311,2–381,0	241,3	247,7	1955,8	4 1/2 Reg	6 5/8 Reg	661
11700	381,0–469,9	298,5	304,8	2438,4	6 5/8–7 5/8 Reg	6 5/8–8 5/8 Reg	951
15000	444,5–660,4	374,7	374,7	2413,0	6 5/8–7 5/8 Reg	6 5/8–8 5/8 Reg	1680
22000	812,8–914,4	558,8	558,8	2667,0	6 5/8–7 5/8 Reg	6 5/8–8 5/8 Reg	2368

Технічні характеристики шарошкових розширювачів фірми «Industrialexportimport» (Румунія)

Шифр розширювача	Діаметр розширювача, мм	Діаметр пілотного долота, мм	Діаметр насадок промивних отворів, мм	Приєднувальна різьба	
				верхня (ніпель)	нижня (муфта)
SLR-346,1	346,1	212,7	7–12	6 Reg	4 Reg
SLR-349,3	349,3	212,7	7–12	6 Reg	4 Reg
SLR-444,5	444,5	293,0	8–20	6 Reg	6 Reg
SLR-489	489,0	311,2	8–20	6 Reg	6 Reg
SLR-508	508,0	311,2	8–20	7 Reg	6 Reg

5.6.3. БУРІННЯ ВИПЕРЕДЖАЮЧОГО СТОVBУРА СВЕРДЛОВИНИ З ЙОГО РОЗШИРЕННЯМ

Технології буріння випереджаючого стовбура свердловини з наступним або одночасним його розширенням широко застосовувались у складних геолого-технологічних умовах на родовищах колишніх республік СРСР Азербайджану, Башкирії, Білорусії, а також Прикарпаття та ін. При цьому був накопичений значний досвід проходження вертикальних стовбурів з використанням різних способів буріння, технічних засобів і режимно-технологічних параметрів.

Буріння випереджаючого стовбура свердловини з його наступним розширенням, як вважають Ю.Г.Буримов, А.С.Копилов і О.В.Орлов, доцільно використовувати у випадках:

якщо одноциклове буріння стовбура неможливе або неефективне внаслідок відсутності необхідних технічних засобів;

якщо поставлені спеціальні завдання (необхідність попереднього вивчення геологічного розрізу з наступним коректуванням конструкції свердловини).

Забурювання випереджаючого або пілот-стовбура здійснюється з-під башмака опущеної обсадної колони або у відкритому стовбурі. Основне завдання полягає у збереженні співвідношення обсадної колони або раніше пробуреного стовбура свердловини та забурюваного пілот-стовбура. Це є однією із умов попередження викривлення стовбура свердловини.

Забурювання пілот-стовбура проводиться після розбурювання направляючої пробки і зворотних клапанів та поглиблення стовбура на 1–2 м. При цьому можуть бути використані різні технологічні схеми (рис. 5.109).

Схема а (рис. 5.109,а) передбачає використання допоміжного знімного незацементованого кондуктора, внутрішній діаметр якого вибирається відповідно до діаметра долота для проходження пілот-стовбура. Довжина кондуктора приймається з умови розміщення в ньому ОЦЕ КНБК.

Для забурювання пілот-стовбура використовується КНБК: долото, калібратор, ОБТ довжиною 9–10 м або турбобур (при турбінному бурінні), ОЦЕ, ОБТ та інші елементи компоновки. Перед забурюванням КНБК має бути розташована у свердловині так, щоб наддолотний калібратор знаходився нижче башмака допоміжного кондуктора для запобігання його пошкодження. Поглиблення пілот-стовбура здійснюється при обмеженому осьовому навантаженні і мінімальній швидкості обертання ротора доти, поки два ОЦЕ розташовуються у межах пілот-стовбура. Потім буріння ведеться при проектних режимних параметрах до повної відробки доліт.

Схема б (рис. 5.109,б) включає два етапи робіт:

поглиблення свердловини в інтервалі, достатньому для розміщення в ньому двох спарених наддолотних ОЦЕ;

поглиблення свердловини в інтервалі, достатньому для розміщення в ньому ОЦЕ, розташованого від долота на відстані до 10–12 м.

На першому етапі забурювання пілот-стовбура здійснюється з використанням КНБК (рис. 5.109,в,г): долото і два спарених калібратори; ОЦЕ, діаметр якого відповідає діаметру

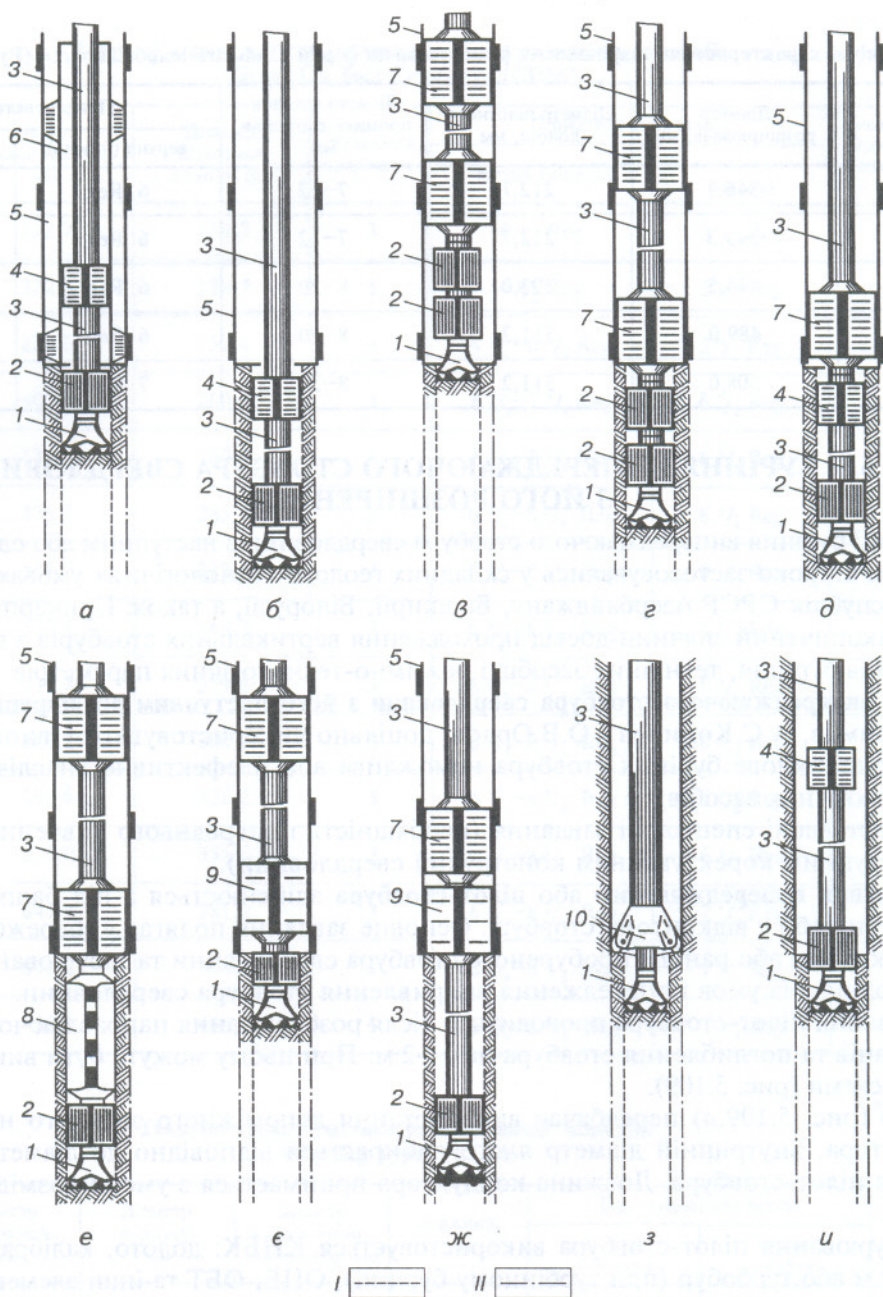


Рис. 5.109. Схеми забурювання пілот-стовбура (за Ю.Г.Буримовим, А.С.Копиловим і О.В.Орловим):
 а—забурювання пілот-стовбура з використанням допоміжного кондуктора; б—поглиблення свердловини після забурювання зумпфа глибиною до 10—12 м; в—забурювання пілот-стовбура при центруванні КНБК в попередній обсадній колонії; г—за схемою в поглиблення свердловини на довжину долота і наддолотних калібраторів; д—за схемою в поглиблення свердловини до 10—12 м; е—забурювання пілот-стовбура з використанням квадратних ОБТ; є—забурювання пілот-стовбура з використанням пересувного центратора; ж—за схемою є з поглибленням свердловини до 10—12 м; з—утворення зумпфа при бурінні пілотним розширювачем; и—поглиблення стовбура із зумпфа за схемою з; 1—долото; 2—наддолотний калібратор; 3—ОБТ; 4—центратор, діаметр якого відповідає діаметру долота; 5—обсадна колонія; 6—допоміжний кондуктор; 7—центратор, діаметр якого відповідає діаметру обсадної колонії; 8—квадратна ОБТ; 9—пересувний центратор; 10—пілотний розширювач; I—пілот-стовбур; II—стовбур свердловини після розширення

опущеної обсадної колони; ОБТ довжиною 6—10 м; ОЦЕ з діаметром, рівним діаметру нижчерозташованого ОЦЕ, та інші елементи. Буріння ведеться при обмеженому осьовому навантаженні (з навісу) і мінімальній швидкості обертання ротора. Після поглиблення свердловини на довжину долота і двох спарених ОЦЕ (рис. 5.109,з) інструмент піднімають.

На другому етапі використовується КНБК (рис. 5.109,д): долото, наддолотний калібратор; ОБТ довжиною до 10—12 м з діаметром, який вибраний для подальшого буріння пілот-стовбура; ОЦЕ, діаметр якого відповідає діаметру долота; ОЦЕ, діаметр якого відповідає діаметру опущеної обсадної колони; ОБТ та інші елементи. Буріння ведеться при обмеженому осьовому навантаженні і мінімальній швидкості обертання ротора. Інструмент піднімається після поглиблення свердловини до входження у пілот-стовбур ОЦЕ, діаметр якого відповідає діаметру долота.

Схема е (рис. 5.109,е) є спрощенням схеми *б* і передбачає буріння зумпфа глибиною до 10—12 м з використанням КНБК: долото; один або два спарених наддолотних калібраторів; ОБТ підвищеної жорсткості, в тому числі квадратні ОБТ довжиною до 10 м; спарений ОЦЕ, діаметр якого відповідає діаметру обсадної колони; ОБТ довжиною до 8—10 м; ОЦЕ з діаметром, що відповідає діаметру нижчерозташованого ОЦЕ; ОБТ і бурильні труби. Буріння ведеться так само, як для схеми *б* доти, поки стане неможливим переміщення вниз ОЦЕ, діаметр якого відповідає діаметру обсадної колони.

Схема є (рис. 5.109,є) передбачає використання КНБК: долото; наддолотний калібратор; пересувні ОЦЕ; ОБТ; ОЦЕ, діаметр якого відповідає діаметру обсадної колони. Буріння ведеться при запроектованих осьовому навантаженні і частоті обертання в даному інтервалі. Довбання закінчується після поглиблення свердловини на довжину ходу пересувного центратора (рис. 5.109,ж), після чого інструмент піднімають.

Забурювання пілот-стовбура в необсаджений свердловині може здійснюватись за схемами *б*, *е* та *є* тільки з тією різницею, що відповідні ОЦЕ розміщуються у відкритому стовбурі. Такі схеми можливі при жорсткому центруванні КНБК у стовбурі свердловини.

Більш раціональна технологічна *схема з* (рис. 5.109,з), за якою довбання, що передують забурюванню пілот-стовбура, виконується з використанням пілотних компоновок. Діаметр пілотного долота вибирається рівним діаметру долота, яким передбачається проходження пілот-стовбура.

Використання пілотної компоновки дозволяє перед забурюванням пілот-стовбура одержати зумпф, співвісний зі стовбуром свердловини великого діаметра (рис. 5.109,з). Внаслідок цього долото і калібратор КНБК, опущеної для буріння пілот-стовбура (рис. 5.109,и), будуть розташовані у зумпфі, тобто концентрично у стовбурі великого діаметра. Буріння пілот-стовбура проводиться з обмеженим осьовим навантаженням і мінімальною швидкістю обертання ротора доти, поки у пілот-стовбурі не буде розміщено 80% довжини ОБТ у КНБК.

Розширення випереджаючого стовбура свердловини здійснюється з використанням спеціальних КНБК, які, за Ю.Г.Буримовим, А.С.Копиловим і О.В.Орловим, поділяють на такі групи: компоновки з розширювачем без пілот-напрямку (рис. 5.110,а); компоновки з розширювачем і пілот-напрямком (рис. 5.110,б); компоновки, в яких ОБТ для створення навантаження на розширювач розташоване під ним (рис. 5.110,в);

компоновки з розсувними розширювачами, в тому числі з пілот-долотом або пілот-напрямком, над яким встановлюють ОБТ (рис. 5.110,г).

При розширенні випереджаючих стовбурів з використанням КНБК (рис. 5.110) попередження викривлення стовбурів свердловин досягається передусім високим породоруйнуючим ефектом при низьких осьових навантаженнях, а також підвищеними жорсткістю і центруванням компоновки у свердловині. Якщо використовуються КНБК, в яких для створення навантаження на розширювач ОБТ розташовані під ним, то запобігання викривленню зумовлене дією розтягуючих навантажень на низ бурильної колони.

Буріння випереджаючого стовбура з його наступним розширенням в умовах Прикарпаття здійснювалось за таких поєднань пілотного долота і розширювача: 295,3 і 393,7 мм; 295,3, 393,7 і 555 мм та 393,7 і 555 мм.

Для розширення пілот-стовбурів використовували КНБК:
 долото 295,3 мм; розширювач РШ-393,7; КЛС-393,7; ОБТЗ.1-229; КЛС-393,7; ОБТЗ.1-203;
 долото 295,3 мм; розширювач РШ-393,7; розширювач РШ-555; КЛС-555; ОБТЗ.1-245;
 КЛС-555; ОБТ-203;

долото 393,7 мм; розширювач РШ-555; ОБТЗ.1-245; КЛС-555; ОБТЗ.1-229; ОБТ-203;
 долото 393,7 мм; ОБТЗ.1-245 довжиною 5,5 м; розширювач РШ-555; ОБТЗ.1-229; ОБТ-203.

Буріння сумішним турбінно-роторним способом ступінчастою компоновкою свердловин великого діаметра широко використовувалося в Україні у 70-х рр. минулого століття завдяки працям Л.А.Райхерта, І.М.Фриза та Р.С.Яремійчука.

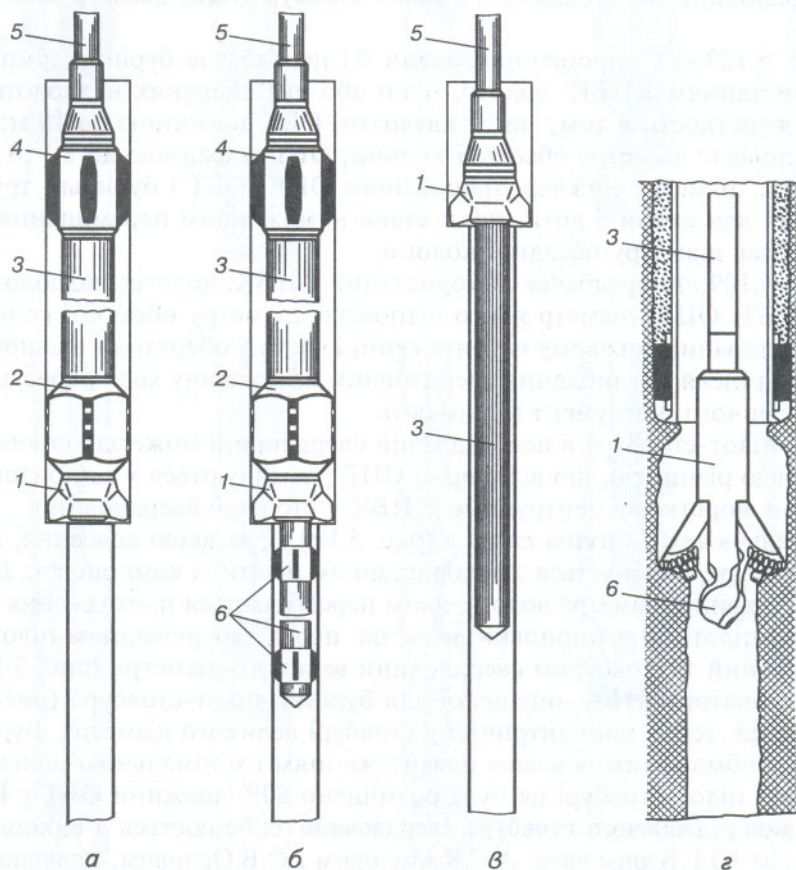


Рис. 5.110. Схеми КНБК для розширення пілот-стовбурів:
 1—розширювач; 2—калібратор; 3—ОБТ; 4—ОЦЕ; 5—бурильні труби;
 6—пілот-напрямок

Л.А.Райхертом було встановлено, що в анізотропних гірських породах розширення свердловини відбувається ексцентрично відносно випереджаючого стовбура. Вперше *ефект ексцентричного розширення стовбура* був виявлений на св. 1-Шевченково. При опусканні бурильного інструменту спостерігались посадки 295,3 мм долота на кільцевому уступі, сформованому розширювачем РШ-393,7. В даній компоновці відстань між шарошковим долотом і розширювачем становила 0,75 м. При обертанні розширювача спостерігались заклинювання розширювача. Довести розширювач до кільцевого вибою вдавалось тільки при осьовому навантаженні з навісу. Після цього заклинювань не було і свердловину розширювали при навантаженні 80—100 кН.

Аналогічні явища спостерігались і на інших свердловинах у тих випадках, коли після використання доліт або розширювачів, які не мають пілотного напрямку, для чергового рейсу використовували розширювач РШ-393,7 з направляючим долотом по діаметру випереджаю-

чого стовбура. У цих випадках периферійні вінці зубів направляючого долота були зношені, що вказує на ексцентричне розширення свердловини відносно пілот-стовбура.

Ефект ексцентричного розширення стовбура свердловини підтверджений І.М.Фризом у стендових умовах (рис. 5.111). На фотографії показаний один із блоків порід, розрізаний алмазною пилою у площині ексцентричного розширення. У перерізі видно ексцентричне розширення випереджаючого стовбура зі зміщенням осей на 8 мм в напрямку, зміщеному вліво на $10\text{--}15^\circ$ від напрямку підняття пластів. Внутрішні краї кільцевого виступу згладжені, лінії перерізу стовбура свердловини нерівні, хвиляподібні. На стінці свердловини видні поздовжні хвиляподібні лінії — сліди від шапошок розширювача.

Для буріння сумішним турбінно-роторним способом Л.А.Райхертом і Р.С.Яремійчуком запропоновані активні компоновки низу (рис. 5.112), які дозволяють використовувати ефект ексцентричного розширення пілот-стовбура як керований фактор для попередження природного викривлення свердловини.

КНБК для буріння стовбурів діаметром 393,7 мм (рис. 5.112,а) включає 295,3 мм долото, калібратор КЛС-295, двосекційний турбобур (ТСШ-240, А9Ш, А9ГТШ), розширювач РШ-393,7 і два калібратори КЛС-393,7, між якими знаходиться ОБТ діаметром 203—299 мм і довжиною 4—6 м. Для створення осьового навантаження довжина ОБТ діаметром 203—299 мм вибирається так само, як для роторного буріння.

Зміщення осі розширюваного стовбура відносно випереджаючого (рис. 5.112,а) призводить до відхилення верхньої частини турбобура у напрямку азимута природного викривлення. Наслідком цього є зміна напрямку вектора навантаження на долото і компенсація горизонтальної складової реакції вибою, яка призводить до природного викривлення свердловини. Л.А.Райхертом і Р.С.Яремійчуком на основі стендових і промислових досліджень показано, що для заданих умов буріння шляхом підбору режимних (осьове навантаження, частота обертання ротора) і технологічних (коефіцієнт розширення випереджаючого стовбура, відстань від долота до розширювача та ін.) параметрів можна керувати величиною зміщення осі розширюваного стовбура відносно випереджаючого. Характерним є те, що підвищення осьового навантаження сприяє зменшенню природного викривлення свердловини. Це зумовлене тим,

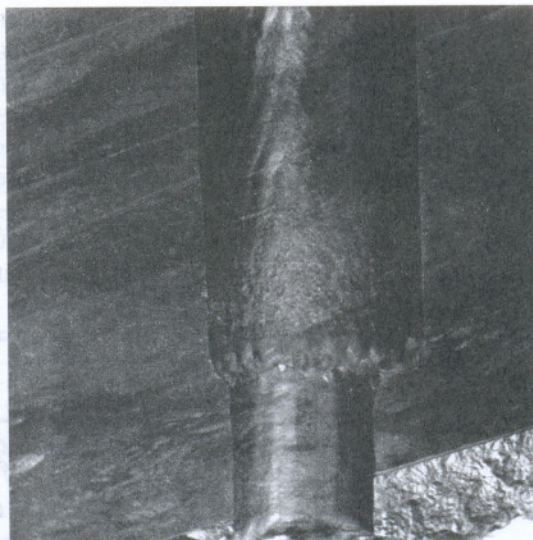


Рис. 5.111. Поздовжній переріз стовбура свердловини при ексцентричному розширенні

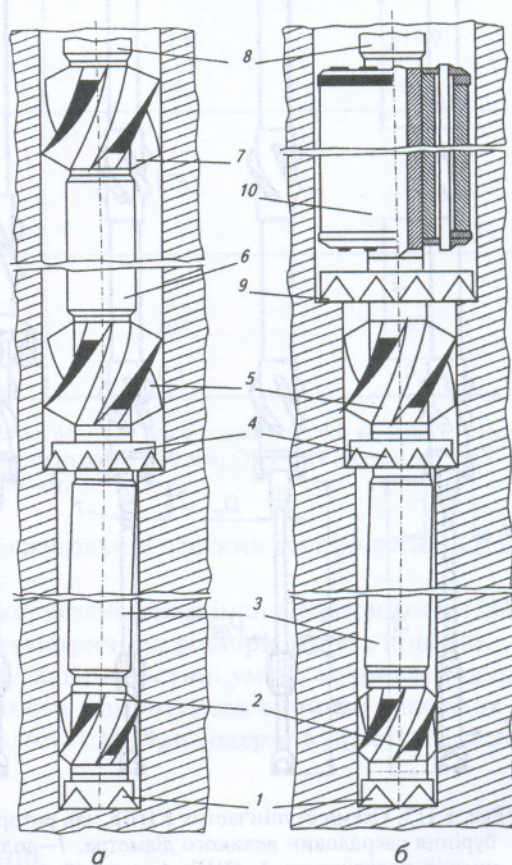


Рис. 5.112. Схеми компоновок для буріння свердловини турбінно-роторним способом: а—діаметром свердловини 393,7 мм; б—діаметром свердловини 555 мм; 1—долото; 2, 5, 7—спіральний калібратор; 3—турбобур; 4, 9—розширювач; 6, 8—ОБТ; 10—маховик ОМ-500

що з підвищенням осьового навантаження збільшується ексцентричне розширення випереджаючого стовбура і компоновка ефективніше запобігає природному викривленню свердловини.

Для буріння стовбурів свердловин діаметром 555 мм КНБК (рис. 5.112,б) включає два ступеня розширення. Перший ступінь аналогічний такому самому у компоновці для буріння свердловин діаметром 393,7 мм. Розширювачі РШ-393,7 і РШ-555 з'єднуються між собою калібратором КЛС-393,7. Над розширювачем РШ-555 встановлюється маховик ОМ-500, а вище КНБК нарощується ОБТ діаметром 203—299 мм для створення осьового навантаження 250—350 кН. Основне призначення маховика ОМ-500 зводиться до стабілізації роботи компоновки і бурильної колони за рахунок згладжування збільшеним маховим моментом розширювачів.

У 70-х рр. минулого століття технологія буріння стовбурів великого діаметра сумішним турбінно-роторним способом була впроваджена на площах Прикарпаття. Результати промислових випробувань показали, що технологія є досить ефективною для попередження природного викривлення свердловин. На основі аналізу встановлено, що використання суміщеного турбінно-роторного способу забезпечило підвищення (у 1,5—2 рази) комерційної швидкості у порівнянні з технологією буріння випереджаючого стовбура з наступним його розширенням.

Досвід буріння свердловин великого діаметра в умовах Прикарпаття у 1980—1990 рр. показав, що використання **ступінчастих компоновок при роторному способі буріння** забезпечують досягнення кращих техніко-економічних показників.

Принципи вибору раціональних технічних засобів і технології мають базуватись на таких основних положеннях:

попередження природного викривлення свердловини;

забезпечення рівності механічної швидкості проходки випереджаючого стовбура та його розширення;

забезпечення однакової інтенсивності зношування долота і розширювача.

На рис. 5.113 показані рекомендовані ВНДІБТ ступінчасті КНБК для буріння свердловин в умовах Прикарпаття. Їх вибір здійснюється залежно від умов природного викривлення свердловин.

Для буріння в ізотропних і анізотропних породах, пласти яких залягають горизонтально, а також в інших умовах, де викривлення свердловин за геологічними причинами слабо проявляється, може бути використана компоновка А. В умовах з характерним проявом природного викривлення свердловин за геологічними причинами доцільно використовувати компоновку Б. Для

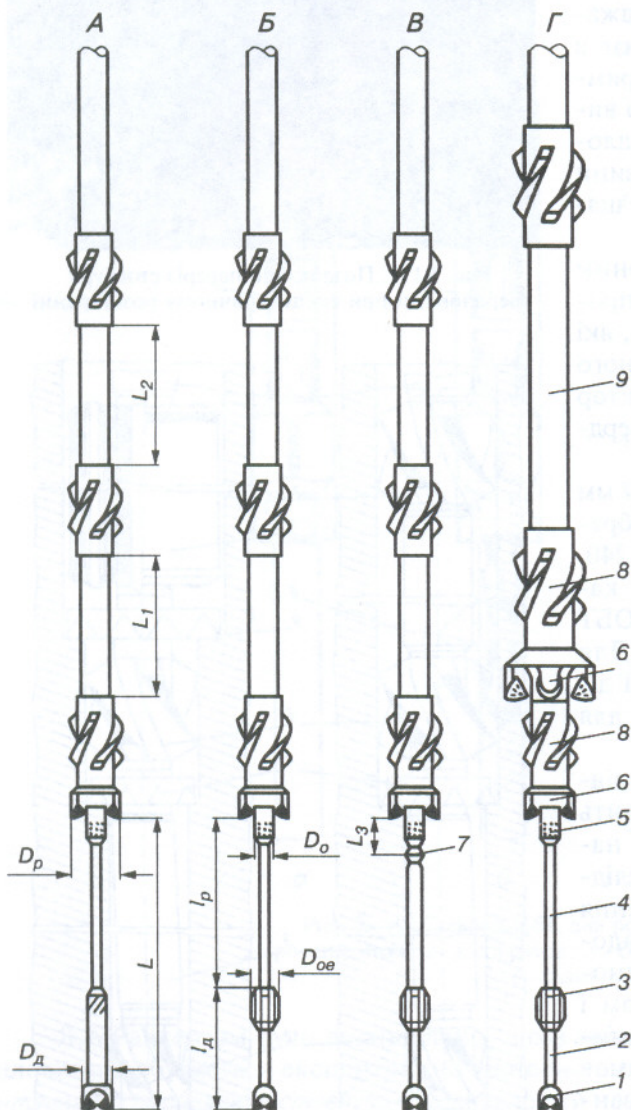


Рис. 5.113. Схеми ступінчастих КНБК для роторного буріння свердловин великого діаметра: 1—долото; 2—нижній подовжувач; 3—ОЦЕ; 4—верхній подовжувач; 5—обмежувач зміщення розширювача; 6—розширювач; 7—муфта шарнірна; 8—калібратор; 9—ОБТ; D_p —діаметр розширювача; D_d —діаметр долота; l_d —відстань від долота до верхнього торця ОЦЕ; l_p —відстань від розширювача до верхнього торця ОЦЕ; D_o —діаметр обмежувача; D_{oe} —діаметр ОЦЕ

зменшення зенітного кута викривленої свердловини в анізотропних породах можна використовувати компоновки *В* та *Г*. Причому у м'яких, схильних до каверноутворення відкладах перевага надається компоновці *В*.

Досвід буріння свердловин діаметром 393,7 мм в умовах Прикарпаття показав, що кращі результати одержані при використанні шарошкових доліт діаметром 215,9 мм. Номінальні геометричні розміри основних елементів компоновок *А—Г* для 215,9-мм доліт наведені у табл. 5.35. Для компоновок *В* та *Г* геометричні параметри відповідають умові зменшення зенітного кута свердловини з інтенсивністю 0,4 град/10 м.

Таблиця 5.35

Геометричні розміри елементів ступінчастих КНБК для буріння свердловин діаметром 393,7 мм

Елементи КНБК	Ступінчасті КНБК (рис. 5.113)			
	А	Б	В	Г
Нижній подовжувач:				
діаметр, мм	203×178	178	178	178
довжина, м	1,5×1,5	1,5	1,5	1,5
ОЦЕ:				
діаметр, мм	—	215,9	215,9	215,9
довжина, м	—	0,4	0,4	0,4
Верхній подовжувач:				
діаметр, мм	—	178	178	178
довжина, м	—	1,5	1,5	1,5
Обмежувач зміщення:				
діаметр, мм	—	203	203	203
довжина, м	—	0,3	0,3	0,3

Примітка. Розширювач 6РШ-393,7Т. Муфта шарнірна діаметром 220 мм і довжиною 0,8 м. Інші елементи КНБК: КЛС-394; ОБТ-229 (8–10 м); КЛС-394; ОБТ-229 (16–20 м); центратор 380 мм; ОБТ-229 (40–50 м); ОБТ-203 (8–10 м); ОБТ-178 (8–10 м); сталеві бурильні труби діаметром 140 мм.

На рис. 5.114 показані схеми конструкції випереджувальної частини ступінчастих КНБК, розроблених ВНДІБТ.

У ступінчастих КНБК (рис. 5.113) можуть бути використані також інші діаметри доліт (244,5; 269,9 і 295,3 мм). Але при цьому співвідношення їх геометричних розмірів будуть іншими.

Для ступінчастих компоновок з ОЦЕ у випереджувальній частині умова викривлення стовбура свердловини визначається величиною перекидного моменту, що виникає внаслідок дії горизонтальних відхиляючих сил на розширювачі і долоті. І.М.Фриз одержав прості залежності для умов стабілізації напрямку буріння

$$S_{кр} / l_p = S_{кл} / l_d; \quad (5.87)$$

збільшення або зменшення зенітного кута викривлення

$$\begin{aligned} S_{кр} / l_p - S_{кл} / l_d &< 0; \\ S_{кр} / l_p - S_{кл} / l_d &> 0, \end{aligned} \quad (5.88)$$

де $S_{кр}$, $S_{кл}$ — відповідно площа контактної поверхні розширювача і долота;
 l_p , l_d — відстані від розширювача до ОЦЕ та від долота до ОЦЕ (рис. 5.113).

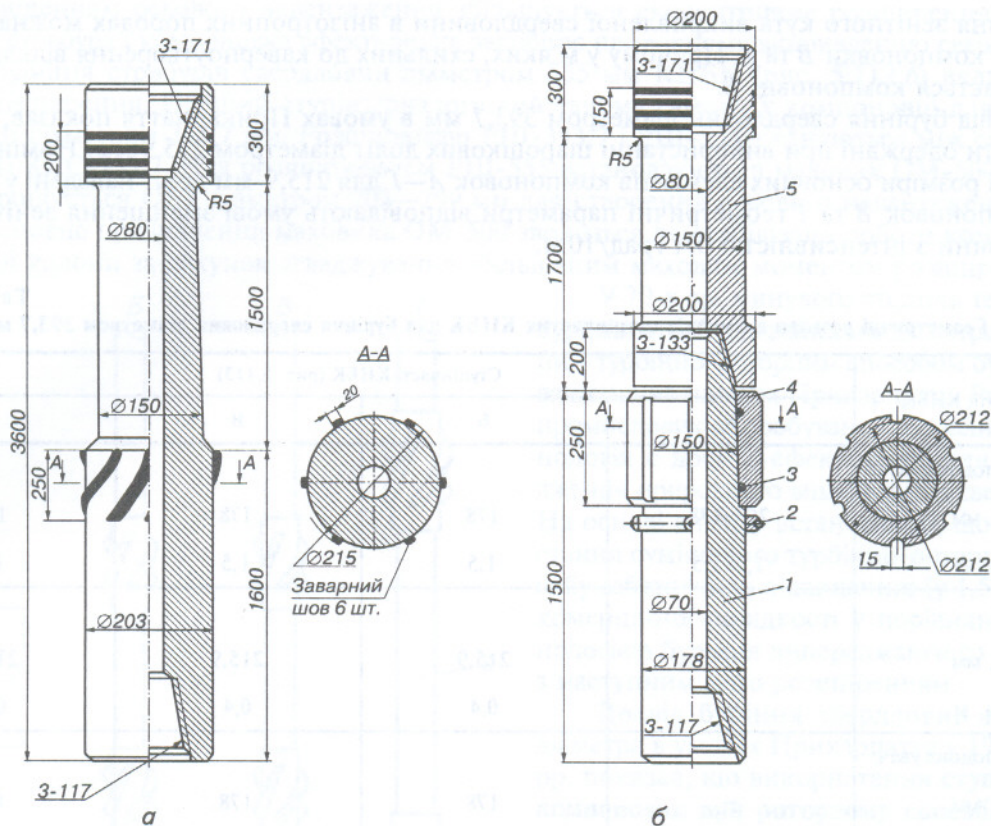


Рис. 5.114 Схеми конструкцій випереджувальної частини ступінчастих КНБК:
а—для компоновок А; б—для компоновок Б, В та Г (рис. 5.113)

Для ступінчастих КНБК В та Г (рис. 5.113) інтенсивність зменшення zenітного кута у град/10м розраховується за формулою

$$i = 573 \left[\frac{D_{oe} - D_o}{l_p l_d} - \frac{D_c - D_o}{l_d (l_p + l_d)} \right], \quad (5.89)$$

де D_c , D_o — відповідно діаметр свердловини і обмежувача зміщення розширювача;
 D_{oe} — діаметр ОЦЕ.

І.М.Фриз і В.Ю.Близнюков для забезпечення ефективного руйнування однорідних порід долотом і розширювачем рекомендують довжину L випереджувальної частини компоновки визначати за формулою

$$L = \frac{G}{q \left(1 + \frac{S_{кр}}{S_{кл}} \right)}, \quad (5.90)$$

де G — осьове навантаження на ступінчасту компоновку;
 q — вага одиниці довжини наддолотної ОБТ.

Параметри ступінчастої компоновки вибирають залежно від умов буріння з урахуванням співвідношень (5.87)—(5.90) та досвіду. Підготовка КНБК до роботи включає контроль і перевірку її параметрів, опресування шарнірної муфти (при її наявності), підготовку отворів в корпусі розширювача на рівні висоти шарошок під кутом 35—45° (у разі вибору схеми промивання з розділенням потоку на дві частини).

При опусканні КНБК у свердловину не слід допускати посадки інструменту більш ніж на 60—100 кН. Для попередження самовідкручування випереджувальної частини компоновки в

процесі проробки стовбура свердловини потрібно забезпечити плавне подавання інструмента з постійним контролем крутного моменту. Буріння випереджувального стовбура починають з поступовим підвищенням осьового навантаження до необхідного значення протягом 15—20 хв. Після досягнення кільцевого вибою розширювачем осьове навантаження плавно протягом 15—20 хв збільшують до значень відповідно режимно-технологічній карті.

Вибір параметрів режиму буріння здійснюють на основі аналізу результатів буріння та промислових досліджень у конкретних геолого-технологічних умовах. Для нафтогазоносних площ Прикарпаття при бурінні у твердих породах осьове навантаження знаходилось в межах 220—240 кН, а частота обертання ротора відповідно 60—120 об/хв.

Об'ємна витрата бурового розчину має, в основному, задовольняти вимогам очищення вибою, виносу вибуреної породи і попередженню можливих ускладнень (розмивання стінок свердловини у випереджувальному стовбурі, поглинань тощо). При бурінні ступінчастих стовбурів можуть бути використані дві схеми промивання: перша — через долото і друга — з розділенням об'ємної витрати Q на дві частини: витрату Q_1 через долото для забезпечення очищення вибою і винесення породи з випереджувального стовбура, а витрату Q_2 — через отвори розширювача. Сумарний потік з витратою $Q = Q_1 + Q_2$ забезпечує очищення кільцевого вибою і винесення вибуреної породи. Друга схема промивання, особливо при розбурюванні ускладнених ділянок свердловини, має переваги.

Для другої схеми промивання вибір продуктивності Q бурових насосів здійснюють у такій послідовності.

1. Відповідно до рекомендацій, викладених у розділах 4.3.3 і 4.3.4, том 2, обґрунтовують вибір величини Q з умов забезпечення технологічних вимог і обмежень для стовбура свердловини, який формується розширювачем.

2. Визначають об'ємну витрату Q_1 , яку потрібно подати на долото для очищення вибою і винесення вибуреної породи з випереджувального стовбура.

3. Аналогічно (4.96) (розділ 4.6.4, том 2) визначають сумарну площу промивних отворів у розширювачі з умови забезпечення необхідного розділення потоку бурового розчину

$$f_n = \frac{Q - Q_1}{\mu_n} \sqrt{\frac{\rho_p}{2[\Delta p_r(Q_1) + \Delta p_d(Q_1) + \Delta p_{кп}(Q_1)]}},$$

де μ_n — коефіцієнт витрати промивних отворів у розширювачі;

$\Delta p_r(Q_1)$; $\Delta p_{кп}(Q_1)$; $\Delta p_d(Q_1)$ — відповідно гідравлічні втрати в ОБТ і кільцевому просторі випереджувальної частини компоновки, а також на долоті при об'ємній витраті Q_1 ;

ρ_p — густина бурового розчину.

4. За площею f_n підбирають діаметри промивних отворів у корпусі розширювача.

Недолік використання розділених потоків полягає в тому, що при зміні протягом довбання перерізу паралельних каналів або властивостей бурового розчину виникає довільний перерозподіл потоків.

При виникненні сильних вібрацій інструменту в процесі буріння в ступінчасту компоновку включають амортизатор, який встановлюють над розширювачем. Контроль за відробкою розширювача і долота здійснюють при допомозі роторного моментоміра. Підйом КНБК в зоні башмака обсадної колони і гирла свердловини виконують на понижених швидкостях.

Після піднімання інструменту контролюється знос елементів ступінчастої КНБК і параметри кривизни свердловини. Знос нижнього калібратора допускається на 8—10 мм, а верхнього на 16—18 мм. Шарнірна муфта перевіряється на герметичність через 50—60 год механічного буріння. Знос кулачків шарнірної муфти по ширині допускається не більше 50%, а знос корпусу за діаметром не більше 10 мм для МШ-220 і 8 мм для МШ-170. Знос обмежувача зміщення розширювача за діаметром допускається не більше 15 мм.

Контроль за параметрами кривизни здійснюється відповідно до вказівок технологічних служб.

Порівняльні дані буріння свердловин діаметром 393,7 мм різними технологіями

Номер свердловини, площа	Спосіб буріння	Діаметр долота, розширювача, мм	Стратиграфічний горизонт	Інтервал буріння, м		Кількість довбань	Пробурено, м	Час механічного буріння, год	Середні показники роботи доліт			
									проходка		механічна швидкість	
				від	до				м	%	м/год	%
13-Східниця	Роторний, ступінчаста компоновка	Долото 295,3 мм; розширювач 6РШ394	Стрийська світа	2040	2307	16	274	302	17,0	133,8	0,9	112,5
	Суміщений турбінно-роторний	Те саме	—"	1900	2400	11	140	174	12,7	100	0,8	100
13-Марково	Роторний, ступінчаста компоновка	—"	Стрийська та вигодська світи	9	488	13	479	299	36,8	184	1,6	119
3-Марково	Суміщений турбінно-роторний	—"	Вигодська та манявська світи	9	480	22	462	344	21,0	100	1,34	100
102-Спас	Роторний, ступінчаста компоновка	—"	Менілітова та поляницька світи	723	1988	50	1265	944	25,3	187	1,34	85
101-Спас	Суміщений турбінно-роторний	—"	—"	724	1992	992	1268	801	13,8	100	1,58	100
51-Східниця	Роторний, ступінчаста компоновка	—"	Поляницька світа та еоцен	1914	2305	24	391	638	16,2	267	0,61	101
	Суміщений турбінно-роторний	—"	Стрийська та поляницька світи	1798	1914	19	115	189	16,0	100	0,60	100
30-Східниця	Роторний, ступінчаста компоновка	Долото 215,9 мм; розширювач 6РШ394	Стрийська світа	1398	1502	6	104	95	17,3	163	1,09	93
	Суміщений турбінно-роторний	Долото 295,9 мм; розширювач 6РШ394	—"	1296	1398	10	102	87	10,2	100	1,17	100
102-Східниця	Роторний, ступінчаста компоновка	Те саме	Менілітова світа, еоцен та Ямненська світа	93	695	17	602	392	35,4	232	1,82	0,93
21-Східниця	Суміщений турбінно-роторний	—"	—"	54	706	44	692	374	14,8	100	1,75	100
456-Битків	Роторний, ступінчаста компоновка	Долото 215,3 мм; розширювач 6РШ394	Менілітова світа	0	251	7	251	72,5	35,8	182	3,45	165
2-Марково	Буріння випереджаючого стовбура з наступним розширенням	Долото 295,3 мм; розширення ротором-розширювачем 6РШ394	Манявська та Ямненська світи	0	255	13	255	122,5	19,61	100	2,08	100

Керування інтенсивністю викривлення свердловини виконується зміною довжини l_d подовжувача та діаметра D_{oe} опорного елемента відповідно до залежності (5.89).

У табл. 5.36 наведені порівняльні дані про середні показники роботи доліт при бурінні свердловин діаметром 393,7 мм з використанням різних технологій у подібних гірничогеологічних умовах.

5.6.4. БУРІННЯ РОТОРНО-ТУРБІННИМИ І ДОЛОТНИМИ БУРАМИ

РТБ (рис. 2.100, розділ 2.4.1, том 1) вперше були запропоновані і розроблені для буріння свердловин великого діаметра під керівництвом Р.А.Іоаннесяна і М.Т.Гусмана ще в 1949 р.

ВНДІБТ розроблений нормальний ряд роторно-турбінних бурів 1 РТБ діаметрами 394; 445; 490; 590 і 640 мм та реактивно-турбінних бурів 11 РТБ діаметрами 760—5000 мм. Досвід показав, що обертання бура навколо осі свердловини з допомогою реактивних сил забезпечується при діаметрах 760 мм і більше (*реактивно-турбінні бури 11 РТБ*). Бури меншого діаметра (394—640 мм) потрібно обертати ротором при низьких швидкостях (*роторно-турбінні бури 1 РТБ*).

Технічні характеристики цих бурів наведені в табл. 2.123 і 2.124 (розділ 2.4.1, том 1).

Бур з'єднують, в основному, з бурильною колоною. Встановлення ОБТ і ОЦЕ допускається в межах однієї свічі, включаючи довжину бура з долотами.

Буровий розчин, який подається до бурильної колони, розподіляється в траверсі на два рівних паралельних потоки, які приводять турбобури в рух. У процесі буріння порода на вибої руйнують периферійні вінці шарошкових доліт, що дозволяє створювати високі контактні напруження. Планетарний рух доліт по вибою свердловини забезпечує при взаємодії зубів доліт з породою формування підвищених деформацій сколювання та згину. Це підвищує ефективність руйнування гірських порід.

Швидкість обертання бура ротором залежно від міцності і абразивності гірських порід становить від 10 до 90—100 об/хв. Не допускається наближати бур до вибою і створювати осьове навантаження без обертання його ротором. При використанні реактивного моменту, що забезпечує обертання бура, потрібно стежити за обертанням ведучої труби.

Винесення вибуреної породи при використанні РТБ діаметром 394—640 мм задовільне при об'ємній витраті бурового розчину 60—70 л/с. Але для більших діаметрів РТБ швидкість висхідного потоку може бути недостатньою для винесення шламу. В цих випадках використовують спеціальні шламозбірники, що встановлюють над РТБ.

Вертикальність стовбурів свердловин при бурінні РТБ забезпечується за рахунок створення навантажень на долота вагою бурів, а також підвищеними жорсткістю і вагою низу бурильної колони. Досвід буріння свердловин в умовах Прикарпаття показав, що при збільшенні навантаження на вибій понад 3/4 ваги РТБ стовбур починає викривлятися з інтенсивністю, пропорційній зростанню навантаження.

З 1970 р. на площах Прикарпаття почали застосовувати РТБ-640 та РТБ-394. Ними були створені стовбури великого діаметра на свердловинах 19-Яблунька Кричка, 1-Синевидне, 814-Пасічна, 22-Смільна, 14-Іваники та ін. Лише за 1970—1973 рр. загальний обсяг буріння РТБ становив близько 8000 м. Із зменшенням обсягів надглибокого буріння необхідність у використанні РТБ відпала. Проте отриманий досвід їх використання є повчальним, особливо при порівнянні різних способів та технічних засобів буріння таких стовбурів. Тим більше, що в найближчі роки нафтова промисловість України повернеться до геологічного вивчення та освоєння видобування нафти з великих глибин, в тому числі на Прикарпатті.

Так, наприклад, на св. 1-Синевидне РТБ-640 використовувався в інтервалі 0—901 м, а РТБ-394 — в інтервалі 901—4001 м. За нашими даними зазначені глибини при застосуванні цих складних агрегатів були рекордними.

У пробурений РТБ-640 стовбур свердловини без будь-якої проробки успішно була опущена і зацементована 426-мм обсадна колона (кондуктор).

При бурінні РТБ-640 продуктивність бурових насосів становила 65—76 л/с, осьове навантаження на вибій 20—100 кН і швидкість обертання ротором 30—38 об/хв. Максимальний зенітний кут викривлення стовбура св. 1-Синевидне в інтервалі буріння не перевищував 2°.

Перед спуском 324-мм обсадної зварної колони було використано дворазове калібрування стовбура свердловини із застосуванням спіральних лопатевих калібраторів у нижній частині бурильної колони. Обсадна колона була спущена трьома секціями до проектної глибини.

За допомогою РТБ-394 пробурили такі інтервали в інших свердловинах:

23-Семигинів	20—730 м,	19-Яблунька Кричка	550—969 м,
10-Завода	33—1069 м,	14-Іваники	324—919 м,
12-Завода	64—1380 м,	14-Іваники	1126—1590 м,
1-Північна Завода	155—1158 м,	22-Смільна	52—290 м,
19-Яблунька Кричка	0—448 м,	22-Смільна	421—475 м.

На основі аналізу використання РТБ (640 та 394) було встановлено, що при невеликих осьових навантаженнях можна забезпечити вертикальність стовбурів свердловин великого діаметра. Основним недоліком РТБ, особливо РТБ-640, були складності його збирання в умовах свердловини, необхідність використання автомобільних та тракторних кранів для подачі агрегата з містків у бурову, особливо при їх завантаженні та розвантаженні на стелажі. Ремонт та транспортування РТБ теж створювали значні труднощі.

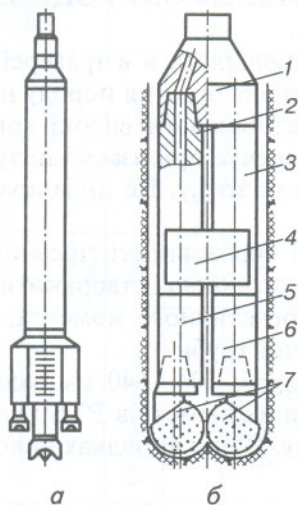


Рис. 5.115. Схеми бурів долотних БД-394 (а) та БД-393,7 СЗ-АУ (б):

- 1—траверса; 2, 3—ОБТ; 4—контрвантаж;
5—ексцентричний перехідник;
6—перехідник; 7—одношарошкові долота

Проте отримані низькі техніко-економічні показники при бурінні з використанням РТБ, а також технічні незручності при їх експлуатації дозволяють вважати доцільним використання РТБ лише в особливо складних умовах для попередження викривлення стовбурів свердловин.

Бури долотні БД (рис. 5.115,а) використовували при роторному бурінні на площах Білорусі в 70-х рр. минулого століття. Для бурів БД-394 і БД-490 застосовували такі компоновки: бур, ОБТ і бурильні труби; бур, лопатевий центратор, ОБТ, лопатевий центратор, ОБТ і бурильні труби; бур БД-394, ОБТ-254 довжиною 18 м, лопатевий центратор ЦМ-394, ОБТ-203 довжиною 66 м і бурильні труби.

Аналіз результатів буріння показав, що для умов Білорусі застосування роторного способу з долотами великого діаметра є перспективнішою технологією у порівнянні з бурами БД. Показники роботи доліт великого діаметра були вищими, ніж із застосуванням бурів БД при майже однакових кутах викривлення стовбура свердловини.

Долотний бур (рис. 5.115,б) на базі одношарошкових доліт для роторного буріння розроблений ВНДІБТ у 1996 р. (В.Ю.Близнюков та ін).

У конструктивному відношенні бури долотні враховують переваги і недоліки РТБ: паралельне розташування ОБТ у поєднанні з одношарошковими долотами забезпечує високі контактні тиски на вибій;

попередження викривлення стовбура свердловини за рахунок підвищення жорсткості низу і зменшення зазору між стінкою свердловини і ОБТ.

Експериментальні зразки бурів БД-480 СЗ-АУ та БД-393,7 СЗ-АУ були випробувані при розширенні стовбурів свердловин ВГО «Уральскнефтегазгеология» і тресті «Оренбурггаз» (Росія). Використовували такі компоновки:

БД-480 СЗ-АУ; ОБТ-229 довжиною 23 м; ОБТ-203 довжиною 35 м і 140-мм бурильні труби;
БД-393,7 СЗ-АУ; ОБТ-247 довжиною 8 м; центратор СЦ-390; ОБТ-247 довжиною 16 м; СЦ-390; ОБТ-229 довжиною 16 м; ОБТ-203 довжиною 25 м; СЦ-380; ОБТ-178 довжиною 8 м і 127-мм бурильні труби.

Результати випробувань підтвердили роботоздатність конструкції долотних бурів. Одержані середні показники розширення свердловин (механічна швидкість і проходка) кратно вищі за такі самі для серійних доліт і РТБ.