

# Виробничий досвід

УДК 622.243.23

## КОМПЛЕКТАЦІЯ ТА ВИБІР ТИПОРОЗМІРУ КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ДЛЯ ПОХИЛО-СПРЯМОВАНОГО БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

І. В. Восвідко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42464  
e-mail: math@nung.edu.ua

*Дан краткий анализ использования различных конструкций компоновок низа бурильной колонны (КНБК). Рассмотрены рациональные соотношения основных составных элементов компоновок. Обоснованы основные аспекты выбора калибрующего и опорно-центрирующего инструмента, а также трёхшарошечных долот для комплектации КНБК. Обоснован подбор типов КНБК в соответствии с задачами и геологическими условиями бурения наклонно-направленных скважин.*

*A short analysis of using different constructions of drilling string assemblies has been done. The rational correlation of main components of drilling string assemblies has been reviewed. The choice of different types of drilling string assemblies according to tasks and geological conditions of inclined wells drilling has been proved.*

Неорієнтовані компоновки низу бурильної колони (КНБК) для керування процесом викривлення похило-спрямованих свердловин знаходять широке застосування на практиці у всіх нафтогазовидобувних країнах світу. В залежності від місця розташування центраторів, їх діаметра, кількості і конструкції, геометричних, жорсткісних і вагових характеристик елементів компоновок існує можливість в широких межах регулювати величину зенітного кута і азимута стовбура свердловини [1, 2, 3].

Застосування багатоцентраторних компоновок сприяє також попередженню прихоплення бурильного інструмента і кращій прохідності обсадних колон [4, 5]. Кількість центраторів у компоновці певною мірою залежить від способу буріння. Так при турбінному способі буріння зазвичай застосовують не більше трьох центраторів, що, в основному, залежить від кількості секцій вибійного двигуна [6]. При роторному способі буріння кількість центруючих пристроїв може досягати п'яти [7] і навіть семи [8]. Безсумнівно, що вибір певної кількості центраторів обумовлений конкретними критеріями оцінки, якими керуються дослідники.

Пошук шляхів підвищення ефективності буріння спрямованих свердловин вимагає підбору шарошkových доліт для різних типів КНБК за їх боковою фрезеруючою здатністю [9]. Од-

нак запропонований критерій не дає змогу комплексно оцінити долото з точки зору його здатності забезпечувати бокове переміщення компоновки.

Метою даної статті є висвітлення основних аспектів науково-методичного підходу до комплектації та вибору типорозмірів КНБК для різних завдань спрямованого буріння.

При конструюванні неорієнтованих КНБК постає завдання вибору розмірів ГВД або ОБТ в процесі буріння долотами різного діаметра. Результати промислових спостережень, а також висновки деяких авторів свідчать про те, що у разі збільшення жорсткості елементів КНБК стабілізуються їх функціональні показники [10, 11]. З цього випливає, що співвідношення типорозмірів долота, ГВД та ОБТ повинні бути максимальними. Виходячи з багаторічного зарубіжного та вітчизняного досвіду розробки і застосування КНБК при бурінні свердловин на нафту та газ, слід, в першу чергу, дотримуватись таких співвідношень їх елементів:

долото-190,5мм / ГВД-172мм / ОБТ-146мм;  
долото-215,9мм / ГВД-195мм / ОБТ-178мм;  
долото-269,9мм / ГВД-240мм / ОБТ-203мм;  
долото-295,3мм / ГВД-240мм / ОБТ-203мм;  
долото-311,1мм / ГВД-240мм / ОБТ-229мм;  
долото-393,7мм / ГВД-240мм / ОБТ-254мм.

Під час вибору калібруючого та опорно-центрувального інструменту слід виходити з того, що він повинен відповідати як специфіці роботи з розширення деформованого долотом стовбура свердловини, так і різноманітним за фізико-механічними властивостями гірським породам [12]. Кожний тип такого інструменту, який працює в породах з певними фізико-механічними властивостями, повинен володіти необхідною опорно-центруючою здатністю і формувати стовбур свердловини високої якості.

В м'яких та середньої твердості пластичних, малоабразивних породах доцільно застосовувати центратори з прямими або спіральними лопатями. Наявність широких опорних поверхонь необхідна для досягнення високої центруючої здатності інструменту.

Із збільшенням абразивності і твердості гірських порід зростає інтенсивність зношування опорних елементів центраторів, що, зазвичай, призводить до зміни функціональних показників роботи КНБК, тому в таких породах застосовувати центратори планочного (лопатевого) типу невиправдано. Проте підвищення стійкості стінок стовбура свердловини дає можливість зменшити опорну площу інструменту, тому в щільних абразивних породах найдоцільніше застосовувати шарошкові калібратори або центратори, які більш зносостійкі і ефективні під час формування стовбура свердловини.

В складних геологічних умовах, зокрема в інтервалах, які характеризуються постійним чергуванням порід різної твердості і, як наслідок, утворенням локальних викривлень, слід використовувати центратори з двома ярусами. Використання такого типу центраторів, в першу чергу, попереджає утворення місцевих викривлень стовбура свердловини і підвищує надійність центрування низу бурильної колони.

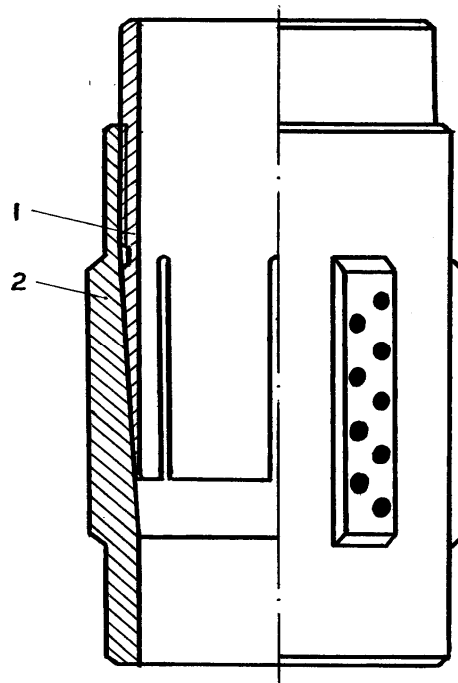
У всіх випадках використання центраторів у лопатевому використанні слід вивчати можливість застосування їх зі спіральними опорними елементами, оскільки такого типу інструмент підвищує надійність центрування вибієної компоновки.

В процесі буріння у в'язких гірських породах, які сприяють утворенню на центруючих пристроях сальників, рекомендується використовувати такий інструмент обов'язково з прямими планками. Довжина лопатей центраторів, як правило, не перевищує двох діаметрів долота.

Роторні вибієні компоновки зазвичай оснащені центраторами стаціонарного типу, які за допомогою різьбових з'єднань приєднуються до бурильної колони, і за конструктивними параметрами повністю відповідають калібраторам.

Центратори вибієних двигунів в Україні серійно не виготовляються, тому під час розроблення конструкцій такого типу центруючого інструменту слід користуватися відомими рекомендаціями [13]. При цьому необхідно надавати перевагу пересувним конструкціям центраторів, які можуть бути встановлені в довільному місці на корпусі ГВД в умовах бурової.

На рис. 1 наведено загальний вигляд пересувного центратора ЦП-295,3, конструкція якого забезпечує надійне закріплення в довільному місці на корпусі гідравлічного вибієного двигуна діаметром 240 мм, або на обважнених бурильних трубах діаметром 203 і 229 мм в процесі буріння долотами розміром 295,3 мм [14].



1 – цанга; 2 – муфта

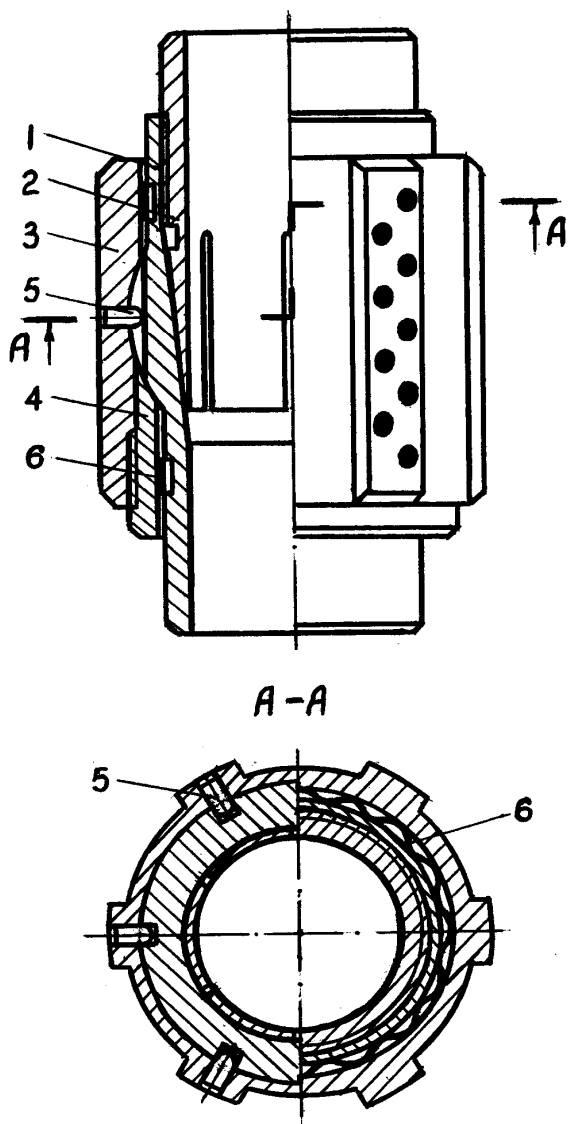
Рисунок 1 – Пересувний центратор ЦП-295,2

При скручуванні муфти і цанги діаметр останньої зменшується за рахунок пересування її вздовж конічної поверхні муфти. В результаті центратор шляхом фрикційної взаємодії внутрішньої поверхні цанги з корпусом турбобура або бурильних труб закріплюється на них.

У разі розташування КНБК в похилому стовбурі свердловини, внаслідок прогину бурильних труб між її опорноцентруючими елементами, останні контактують зі стінками свердловини своїми периферійними ділянками [14]. На базі реальної схеми розташування КНБК в стовбурі свердловини було розроблено відповідну методику їх розрахунку. Однак таке розташування центруючих пристроїв у стовбурі свердловини пов'язане із виникненням значних контактних сил, які з одного боку спричиняють проникнення ОЦЕ в стінку стовбура свердловини, а з іншого - при бурінні в міцних абразивних породах - викликають їх інтенсивне конусоподібне зношування. При цьому слід констатувати, що таке явище неможливо усунути шляхом вдосконалення конструкцій опорно-центрувальних елементів КНБК в традиційному лопатевому виконанні.

На рис. 2 зображено загальний вигляд пересувного центратора з підвищеною опорно-центруючою здатністю шарнірного типу ЦПШ-393,7 [15], конструкція якого забезпечує його надійне закріплення в довільному місці на

корпусі гідравлічного вибійного двигуна діаметром 240мм, або на обважнених бурильних трубах діаметром 203 і 229мм в процесі буріння долотами розміром 393,7мм. Муфта центратора, маючи можливість провертатись відносно центра кульової поверхні корпусу, буде контактувати із стінкою свердловини по всій своїй опорній поверхні і, таким чином, займатиме співвісне положення із віссю стовбура свердловини.



1 – корпус; 2 – цанга; 3 – муфта; 4 – фіксатор; 5 – вставки; 6 – пружини синусоїдальні

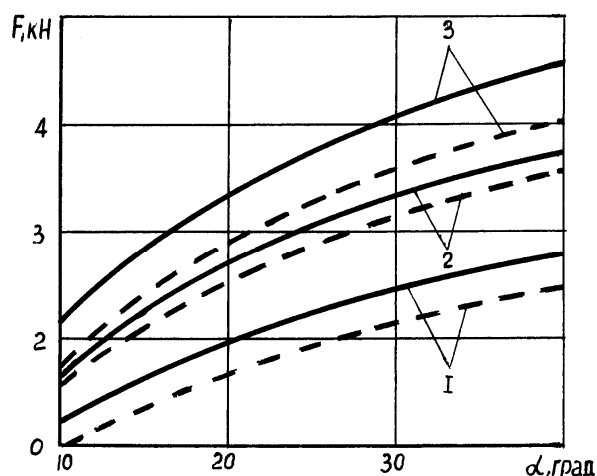
**Рисунок 2 — Центратор пересувний шарнірний ЦПШ-393,7**

Під час конструювання або вибору типу центратора для ГВД необхідно, в першу чергу, зосереджувати увагу на отворах для проходження промивальної рідини, оскільки через їх обмежені розміри центратори часто стають причиною сальнікоутворення і зростання гідравлічного опору. Розміри опорної поверхні контактуючих елементів повинні бути в пропорційній залежності від сили тиску центруючого пристрою на стінку свердловини.

Вибір тришаршкових доліт для комплектації різних типів КНБК переслідують дві мети: відтворення в процесі буріння розрахункової величини відхиляючої сили на породоруйнуючому інструменті та реалізацію відхиляючого потенціалу КНБК в процесі всього довбання [14]. У першому випадку необхідно проводити аналіз точності виготовлення існуючого асортименту доліт за діаметром. Для досягнення другої мети виникає потреба в проведенні аналізу фрезеруючої здатності сучасних тришаршкових доліт, які виготовляються у відповідності з ГОСТ-20 692-75.

Відхилення від номінального значення діаметра долота може бути тільки в більшу сторону (тобто із знаком „+”). Для діаметрів доліт в межах 93,0-349,2 і 374,6-444,5мм відхилення від номінального діаметра складає відповідно +0,8 і +1,6.

На рис. 3 зображено залежності відхиляючої сили на долоті від зенітного кута свердловини для одноцентраторних КНБК на базі доліт розміром  $215,9^{+0,8}$ ,  $295,3^{+0,8}$  і  $393,7^{+1,6}$ мм з номінальними і максимально можливими діаметрами.



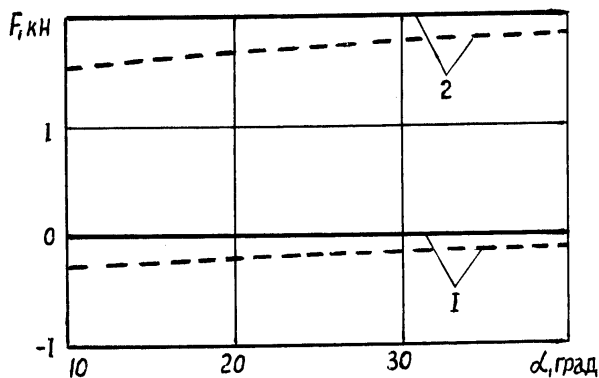
— для номінального діаметра долота;  
 -- для максимально можливого діаметра долота;  
 1 – дол.-  $215,9^{+0,8}$ мм, ОБТ-178мм-2м, ОЦЕ-214мм; ОБТ-178мм;  
 2 – дол.-  $295,3^{+0,8}$ мм, ОБТ-203мм-3м, ОЦЕ-286мм, ОБТ-203мм;  
 3 – дол.-  $393,7^{+1,6}$ мм, ОБТ-229мм-4м, ОЦЕ-372мм, ОБТ-229мм

**Рисунок 3 — Залежність відхиляючої сили на долоті від зенітного кута свердловини для одноцентраторних роторних КНБК**

Як видно з графічних залежностей, величина відхиляючої сили на долоті у всіх випадках зменшується. Так, у випадку КНБК із долотом діаметром  $215,9^{+0,8}$ мм відхиляюча сила зменшується на 21 і 10,7% відповідно при  $\alpha=10$  і  $40^\circ$ . У разі використання доліт розміром  $295,3^{+0,8}$  і  $393,7^{+1,6}$ мм спостерігається зменшення відхиляючої сили відповідно на 8,2 і 5% та 18,4 і 12% при  $\alpha=10$  і  $40^\circ$ . Отже, в цілому, збільшення діаметра долота до максимального

можливого розміру призводить до істотного зменшення відхиляючої сили на долоті, яке із збільшенням зенітного кута свердловини стає все менш вагомим. Найсуттєвіше зменшення відхиляючої сили на долоті у випадку збільшення діаметра долота з 393,7 до 395,3 мм свідчить в даному випадку про суттєве збільшення його розміру в процентному відношенні, яке складає 0,4%.

На рис. 4 зображено графічні залежності відхиляючої сили на долоті від зенітного кута свердловини для пасивних роторних КНБК на базі долота 215,9<sup>+0,8</sup> мм, які не реагують на зміну зенітного кута свердловини протягом довбання [14]. З рисунка видно, що при  $\alpha=10^\circ$  та  $F=0$  і 2 кН відхиляюча сила на долоті зменшується відповідно на 0,27 і 0,5 кН. У разі збільшення зенітного кута свердловини зменшення функціонального показника КНБК  $F$  стає все менш істотним і при  $\alpha=40^\circ$  та  $F=0$  і 2 кН складає відповідно 0,12 і 0,17 кН.



- для номінального діаметра долота;
- для максимально можливого діаметра долота;
- 1 – дол.- 215,9<sup>+0,8</sup> мм, ОБТ-178 мм-1,5 м; ОЦЕ-215 мм; ОБТ-178 мм-6,3 м, ОЦЕ-207,5 мм; ОБТ-178 мм;
- 2 – дол.- 215,9<sup>+0,8</sup> мм, ОБТ-178 мм-1,5 м, ОЦЕ-215 мм, ОБТ-178 мм-5,9 м; ОЦЕ-201,5 мм, ОБТ-178 мм.

**Рисунок 4 — Залежність відхиляючої сили на долоті від зенітного кута свердловини для пасивних роторних КНБК**

Таким чином, аналіз наведених графічних залежностей однозначно свідчить про те, що реальний діаметр долота в межах його допуску відіграє суттєву роль у формуванні відхиляючої сили на долоті. Вибір типу шарошкового долота і облік точності його виготовлення повинен стати однією із складових технології буріння похило-спрямованих свердловин, оскільки є резервом підвищення ефективності їх проведення.

Більш детально методичний підхід до раціонального вибору тришарошкових доліт для різних завдань спрямованого буріння висвітлений в [16].

Зазвичай тип неорієнтованої компоновки вибирається, виходячи з способу буріння і кількості її опорно-центрувальних елементів. Під розміром КНБК слід вважати варіант розрахун-

кових розмірів, що включає схему взаємодії контактуючих елементів низу бурильної колони та їх діаметри [14].

Спосіб буріння свердловини в конкретному розрізі родовища вибирають, виходячи з фізико-механічних властивостей гірських порід і технічної оснащеності бурового підприємства, тому тип компоновки повинен бути адаптованим до вже вибраного роторного способу буріння, або ж буріння із застосуванням гідравлічних вибійних двигунів.

При роторному способі буріння легко реалізувати необхідну (розрахункову) неорієнтовану КНБК, оскільки в даному випадку можна застосовувати повнорозмірні опорно-центруючі та калібруючі елементи, місце розташування яких також не лімітується конструктивними особливостями низу бурильної колони.

При бурінні із застосуванням гідравлічних вибійних двигунів (ГВД), умови для впровадження широкої гама КНБК стають обмеженішими. По-перше, робоча поверхня центрувальних пристроїв гідравлічних двигунів значно коротша, ніж у калібруючого і центрувального інструменту, який застосовується при роторному способі буріння, що певною мірою знижує надійність роботи компоновки [13]. З іншого боку, наявність радіального люфту вихідного вала турбобура або гвинтового двигуна (ГД) негативно відбивається на роботі стабілізуючої чи викривляючої компоновки [13].

Таким чином, якщо гостро стоїть питання проведення ділянки свердловини строго за проектом, то в даному випадку доцільно застосувати КНБК при роторному способі буріння. У всіх інших випадках цілком реально керувати просторовою траєкторією стовбура свердловини за допомогою вибійних компонок на базі ГВД.

Що стосується вибору між одноцентраторною та багатоцентраторними схемами, то на даний час деякі переваги та недоліки кожної з них достатньо вичерпно вивчені. В першу чергу, недоліками одноцентраторної схеми слід вважати значну силу тиску центратора на стінку свердловини і жорсткий взаємозв'язок розмірів спрямовуючої секції компоновки (довжина секції і діаметр центратора), що значно обмежує можливості їх конструювання, особливо при бурінні ГВД [10]. Велика сила тиску центратора на стінку стовбура свердловини сприяє інтенсивному зношуванню його опорної поверхні в процесі буріння в абразивних гірських породах і її надмірному проникненню в стінку свердловини під час розбурування м'яких, нестійких гірських порід. В обидвох випадках порушується робота КНБК, що призводить до відхилення фактичного профілю свердловини від проектного.

Проведений аналіз стійкості різних типів неорієнтованих КНБК свідчив, що одноцентраторні компоновки відзначаються найнижчою стійкістю на проектній траєкторії свердловини [11].

Отже, враховуючи досвід роботи та результати аналізу на предмет стійкості різних

типів КНБК на проектній траєкторії, можна зробити висновок, що однокентраторні КНБК доцільно використовувати:

а) під час буріння в геологічних структурах, які не мають значного впливу на викривлення свердловини;

б) під час буріння інтервалів, які складені міцними, стійкими і, що найголовніше, малоабразивними породами;

в) зі складовими елементами (вибійний двигун, обважені бурильні труби) максимально можливої жорсткості;

г) на проектній траєкторії з мінімальною інтенсивністю викривлення і за зенітних кутів стовбура свердловини понад 30°.

Двоцентраторні пасивні КНБК раціонально застосовувати у випадку необхідності реалізації значної величини відхиляючої сили на долоті для забезпечення високої інтенсивності викривлення стовбура свердловини, в першу чергу, в породах середньої твердості і твердих, середньоабразивних, які не сприяють інтенсивному зношуванню контактуючих елементів і ерозії стінок свердловини.

Трицентраторні КНБК необхідно використовувати в екстремальних геологічних умовах, які спричиняють інтенсивне зношування ОЦЕ вибійної компоновки, викликають відхилення форми стовбура свердловини від номінального діаметра, або сприяють інтенсивному його викривленню.

Таким чином, розглянуто і обґрунтовано основні аспекти комплектації та вибору типорозміру компонок низу бурильної колони у відповідності до основних завдань геологічних умов буріння похило-спрямованих свердловин, що дасть змогу підвищити точність їх проведення загалом.

### Література

1 Сулакшин С.С. Направленное бурение. – М.: Недра, 1987. – 272 с.

2 Гасанов И.З., Оганов Г.С. Расчёт неориентированной компоновки низа бурильной колонны с большим количеством опорных элементов // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1987. – №2. – С. 22-26.

3 Гулизаде М.П., Оганов С.А., Гасанов И.З., Джалалов С.М. Методика определения размеров центратора с учётом требований искривления ствола скважины и предотвращения желобообразования // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1978. – №4. – С. 21-24.

4 Калинин А.Г. Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин: Справочник. – М.: Недра, 1990. – 348 с.

5 Яремийчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надёжности и качества стволов глубоких скважин. – М.: Недра, 1982. – 260 с.

6 Гасанов И.З. Разработка КНБК с тремя центраторами для стабилизации зенитного угла и азимута ствола наклонной скважины // Теория и практика бурения наклонных скважин. – Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1985. – Вып. 3. – С. 22-29.

7 Keith Millheim. Behavior of multiple stabilizer bottom-hole assemblies // The Oil and Gas Journal. – 1979. – #1. – P. 59-64.

8 Розрахунок стабілізованих компонок низу бурильної колони / М.А.Мислюк, В.Д.Новіков, А.С.Овсянніков, В.В.Лях, Р.І.Стефурак // Нафтова і газова промисловість. – 1996. – №1. – С. 17-19.

9 Григорян Н.А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых диаметров. – М.: Недра, 1974. – 312 с.

10 Профили направленных колонн / А.Г.Калинин, Б.А.Никитин, К.М.Солодкий, А.С.Повалихин. – М.: Недра, 1995. – 649 с.

11 Воевідко І.В. Аналіз стійкості вибійних компонок на проектній траєкторії // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 4(9). – С. 18-20.

12 Воевідко І.В. Разработка и совершенствование шарошечных калибраторов для бурения нефтяных и газовых скважин: Дис... канд. техн. наук: 05.04.07. – М.: ВНИИБТ, 1988. – 202 с.

13 Кузнецова И.И., Никитин Г.М. Современные технические средства бурения наклонно-направленных скважин с забойными двигателями и технология их применения // Обзор. инфор. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – Вып. 5. – 47 с.

14 Воевідко І.В. Розробка теоретичних основ і технічних засобів для підвищення точності проведення спрямованих свердловин: Дис... докт. техн. наук: 05.15.10. – Івано-Франківськ, 2007. – 410 с.

15 Пат. 50920 Україна, 6 Е21В10/26. Опорноцентрирующий пристрій / Крижанівський Є.І., Воевідко І.В., Шандровський Т.Р. – № 2001053042; Заявл. 04.05.2001; Опубл. 15.11.2002, Бюл. 311. – 3 с.

16 Воевідко І.В. Методичний підхід до раціонального вибору тришарошкових доліт для різних задач спрямованого буріння // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – № 1(17). – С. 8-11.