

витрати клапана та гідродинамічної сили як змінних по величині залежно від висоти підйому тарілки клапана.

2. Оскільки математична модель роботи клапанів описується нелінійними диференціальними рівняннями другого порядку, які аналітично розв'язати неможливо, то для їх розв'язання з необхідною точністю потрібно використовувати чисельні методи (наприклад, метод Адамса).

3. Для розв'язання даної математичної моделі необхідно мати тільки експериментальні дані, які характеризують конструкцію гідравлічної частини і умови роботи насоса, а саме: коефіцієнт витрати щільності клапана.

4. З використанням розв'язку отриманої математичної моделі стало можливим ще на перших стадіях проектування нового бурового насоса визначати характеристики його роботи, такі як коефіцієнт подачі [9] і параметри пружин.

5. На основі даної моделі можна реалізувати програму на ЕОМ для спрощення процесу проектування нових конструкцій бурових насосів з високою точністю та скороченням терміну на проектування.

кращання якості бурових робіт. Це завдання включає в себе як кількісний ріст, тобто збіль-

Література

1. Кресин В.А. Исследование и разработка расчета клапанных гидромеханизмов привода металлургических машин: Канд. дисерт. – Днепропетровск, 1969. – 164 с.
2. Караев М.А. Гидравлика буровых насосов. – М.: Недра, 1983. – 208 с.
3. Ильский А.Л., Миронов Ю.В. Расчет и конструирование бурового оборудования. – М.: Недра, 1985. – 452 с.
4. Верзилин О.И. Современные буровые насосы. – М.: Машиностроение, 1978. – 255 с.
5. Караев М.А., Мамедов А.В. Зависимости для определения гидравлических показателей клапана бурового насоса // Известие вузов: Нефть и газ. – 1980. – №6. – С. 45-47.
6. Ливак И.Д. Исследование трехпоршневых буровых насосов и усовершенствование конструкций клапанных групп: Диссертация на соиск. уч. степени. к.т.н. – Ивано-Франковск, 1996. – 212 с.
7. Башта Т.М. Гидропривод и гидропнеумоавтоматика. – М.: Машиностроение, 1972. – 320 с.
8. Справочник авиаконструктора. Т.2. – М.: ЦАГИ, 1938.
9. Вишняков В.А., Аваков В.А. Определение коэффициента подачи поршневых буровых насосов // Машины и нефтяное оборудование. – 1975. – №3. – С. 21-25.

УДК 622.43.92

АНАЛІЗ СТІЙКОСТІ ВИБІЙНИХ КОМПОНОВОК НА ПРОЕКТНІЙ ТРАЄКТОРІЇ

І.В.Восвідко

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,
e-mail: public@ifdtung.if.ua*

Рассмотрены основные причины, оказывающие дестабилизирующее влияние на работу компоновок низа буровой колонны. Проведён анализ процесса износа опорноцентрирующих элементов забойной компоновки и его влияния на изменение её конструктивных параметров. Получены графические зависимости, позволяющие оценить степень стойкости различных типов забойных компоновок на проектной траектории. Сделаны основные выводы, касающиеся поведения различных типов компоновок при воздействии на них дестабилизирующих факторов

The basic reasons, causing destabilizing influence on the work of drilling string assembly are reviewed. The analysis of wear out process of strong centralizing elements bottom drilling string assembly and its influence to change of its constructive properties is done. The graphic dependences, giving an opportunity to value the stage of firmness of different types of bottom drilling string assemblies on projected trajectory are given. The conclusion about conduct of different types of drilling string assemblies during influence on it destabilizing factors is drawn

Україна належить до країн з дефіцитом власних природних енергоносіїв, задовольняючи потребу в газі за рахунок власного видобутку на 20-25%, у нафті – на 10-12%. Тому необхідність найшвидшого розвитку нафтогазової галузі нашої країни ставить перед її працівниками завдання підвищення ефективності і по-

шення швидкісних показників буріння, так і підвищення якості самих бурових робіт. Один із найважливіших факторів підвищення якості – буріння похило-спрямованих свердловин стро-го за проектом.

За останні роки при освоєнні морських родовищ на континентальному шельфі суттєво виросли глибина похило-спрямованих свердловин і відхилення їх стовбурів від вертикалі, збільшилась кількість свердловин в одному куші. Для буріння похилих свердловин застосовуються досконаліші технології і техніка, зокрема використовуються різні типи вибійних компоновок. Буріння свердловин стало здійснюватись на більш форсованих режимах при одночасному зменшенні так званого кола допуску. Тому проблема якісного проведення похило-спрямованих свердловин, а, власне, надійного і ефективного регулювання викривлення їх стовбурів, висувається на перший план.

В процесі буріння на КНБК діють з різною інтенсивністю різноманітні дестабілізуючі фактори гірничогеологічного та технологічного характеру.

Вплив геологічних чинників на низ бурильної колони зумовлюється, в першу чергу, фізико-механічними властивостями гірських порід інтервалу буріння. При бурінні в м'яких, слабоцементованих породах внаслідок ерозії стінок свердловини її діаметр збільшується, в результаті чого стан рівноваги вибійної компоновки порушується. При проходженні твердих високоабразивних гірських порід зазвичай спостерігається інтенсивне зношення контактуючих зі стінкою стовбура свердловини елементів КНБК, що призводить нерідко до якісної та кількісної зміни функціональних показників вибійної компоновки.

До технологічних факторів, що можуть дестабілізувати роботу КНБК, в першу чергу слід віднести інтенсивність зміни зенітного кута свердловини, що в кінцевому результаті свідчить про наявність на певному інтервалі її траєкторії перепаду його величин. При застосуванні компоновки з конкретним варіантом розрахункових розмірів, яка призначена для роботи в стовбурі свердловини з певною величиною зенітного кута, його зміну навіть в незначному діапазоні безперечно необхідно вважати дестабілізуючим фактором КНБК.

Одним з перших, хто в своїх розрахунках робив поправку на знос опорноцентруючих елементів, був відомий американський дослідник Мілхайм [1]. Бокова сила на долоті і на опорноцентруючих елементах компоновки розраховувалась як функція не тільки осьового навантаження на долото, довжини обважнених бурильних труб, зенітного кута свердловини, але й зношення самих центраторів, тобто більш вичерпно.

В практиці буріння західних нафтовидобувних країн, в першу чергу виходячи з американського досвіду бурових робіт, набув розповсюдження метод оперативного коригування конструктивних параметрів компоновки [2]. Беручи до уваги те, що зазвичай на КНБК діє цілий ряд дестабілізуючих факторів, необхідно враховувати в першу чергу той, який має найбільш істотний вплив на процес викривлення свердловини. У зв'язку з таким підходом західні спеціалісти в області буріння нафтових і газових свердловин вважають, що компоновка певної конструкції може гарантувати тільки виконання конкретного завдання в якості плану, наприклад, набір зенітного кута свердло-

вини. Для того, щоб виконати завдання в кількісному плані – досягти запланованої інтенсивності викривлення, після кожного довбання аналізують процес викривлення стовбура свердловини і за необхідності вносять поправки в конструкцію компоновки. Такий метод, безперечно, дає змогу оперативно реагувати на дію дестабілізуючих факторів, але є надзвичайно трудомістким, результат якого залежить від фахового рівня бурового інженера.

На недоліки розрахунку неорієнтованих вибійних КНБК зарубіжними спеціалістами наголошується також в роботі [3]:

1) розрахунки проводяться без врахування впливу геологічних факторів і характеру зміни геометричних розмірів елементів КНБК (діаметра центратора), тому вони бувають достовірним тільки в тих випадках, коли долотом формується стовбур свердловини номінального діаметра;

2) інтенсивність приросту зенітного кута із збільшенням його величини зростає для кожної вибійної компоновки, однак при розрахунках прийнято брати до уваги тільки середнє значення радіуса кривизни.

Необхідність врахування впливу дестабілізуючих факторів на поведінку вибійної компоновки вказується також в роботі [4]. Під поняттям стійкості траєкторії свердловини мають на увазі реакцію системи свердловини – бурильної колони – долото на дію дестабілізуючих факторів, тобто її тенденцію до повернення в стан рівноваги або, навпаки, – до зростання процесу дестабілізації. Автор робить висновок про необхідність розробки такого методу розрахунку компоновок, який би міг забезпечити її конструктивне виконання з максимальним ступенем стійкості на проектній траєкторії.

Про створення конструкцій вибійних компоновок, які б характеризувались запасом статичної стійкості відносно зміни навантаження на долото, йде мова в роботі [5].

Питанню надійності стабілізації похило-прямолинійної ділянки стовбура свердловини при роботі компоновок з різною кількістю центраторів приділялась увага в [6]. При цьому зроблено висновок, що найнадійнішою компоновкою слід вважати КНБК з двома центраторами.

Найбільш детальні дослідження стійкості КНБК на проектній траєкторії виконані у Всеросійському науково-дослідному інституті бурової техніки [7]. Автори провели аналіз поведінки КНБК при зміні деяких конструктивних параметрів, таких як жорсткість секцій, зношення опорноцентруючих елементів (ОЦЕ), довжини спрямовуючої ділянки компоновки. При цьому досліджувалась реакція компоновки низу бурильної колони на збільшення діаметра свердловини та зміну її зенітного кута.

Таким чином, аналіз інформаційних джерел, які відображають результати досліджень КНБК на предмет їх стійкості на проектній тра-

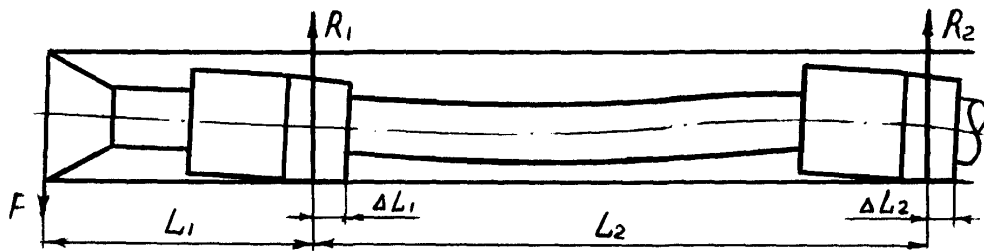
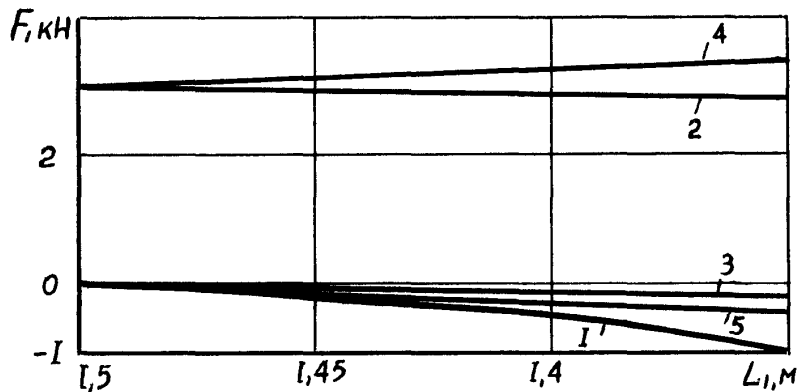


Рисунок 1 — Схема розташування вибійної компоновки в стовбурі свердловини



1, 2 — для одноцентраторної КНБК (дол.-215,9мм, ОБТ-178мм-1,5м, ОЦЕ-Д, ОБТ-178мм) з F відповідно 0 і 3 кН; 3, 4 — для двоцентраторної пасивної КНБК (дол.-215,9мм, ОБТ-178мм-1,5м, ОЦЕ-215мм, ОБТ-178мм- L_2 , ОЦЕ-Д₂, ОБТ-178мм) з F відповідно 0 і 3 кН; 5 — для три центраторної КНБК (дол.-215,9мм, ОБТ-178мм-1,5м, ОЦЕ-214мм, ОБТ-178мм-8,3м, ОЦЕ-213мм, ОБТ-178мм, ОЦЕ-202мм, ОБТ-178мм, $L_3=19$ м - відстань між першим і третім ОЦЕ) з $F=0$ кН

Рисунок 2 — Залежність відхиляючої сили на долоті від відстані між долотом і точкою опори нижнього центратора при $\alpha = 20^\circ$

екторії, засвідчив, що в даному випадку не враховувалась як специфіка розташування компонок в стовбурі свердловини, так і специфіка зношення їх центруючих елементів. Окрім цього, слід констатувати факт, що не існує універсального критерію оптимізації КНБК у даному напрямі при зміні зенітного кута свердловини.

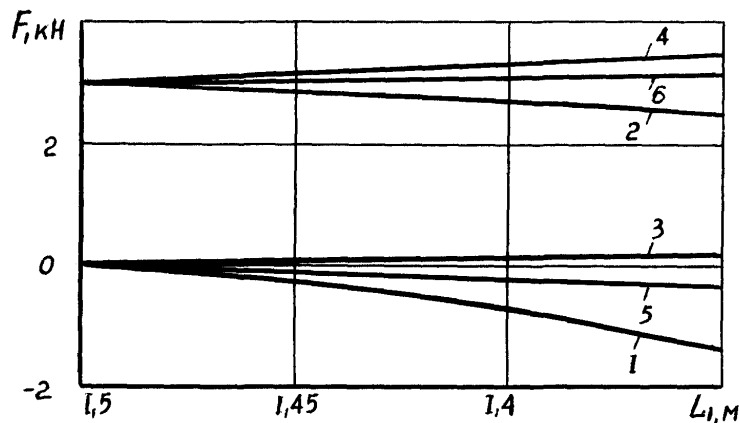
Метою статті є висвітлення результатів досліджень вибійних КНБК на предмет їх стійкості на розрахунковій траєкторії при зміні зенітного кута свердловини з урахуванням особливостей зносу опорноцентруючих елементів компонок і як результат зміни деяких конструктивних параметрів КНБК.

Ступінь впливу кожного з вказаних факторів на параметри стовбура свердловини важко кількісно оцінити через відсутність необхідного обсягу точної та оперативної інформації про фізико-механічні властивості гірських порід та геометрію центраторів у кожний момент часу, а також внаслідок недостатньої вивченості процесу формування вибою і стовбура свердловини.

Отже, реальніше з'ясувати вплив зазначених вище дестабілізуючих факторів на роботу КНБК в якісному плані і зробити висновки про той чи інший ступінь стійкості конкретного типу вибійної компоновки на проектній траєкторії. Вплив кожного дестабілізуючого фактора на чутливість вибійної компоновки доцільно з'ясувати окремо, оскільки комплексний вплив зазначених факторів у процесі буріння постійно змінюється і достовірно оцінити його практично неможливо.

На рис. 1 схематично зображено розташування двоцентраторної вибійної компоновки в горизонтальному стовбурі свердловини. Таке положення КНБК у більшості випадків відповідає її реальному розташуванню в стовбурі свердловини при реалізації позитивно направленої (до верхньої стінки) відхиляючої сили, а також при стабілізації її зенітного кута. Опорноцентруючі елементи нахилені в додатному напрямку (за годинниковою стрілкою), у результаті чого відбувається зношення протилежних від долота їх ділянок. Опорноцентруючі і калібруючі елементи набувають конусоподібної форми зношення [8], а усереднені точки опори елементів зміщуються в бік долота. Як видно з рисунка, відстань між центраторами не змінилась, однак відстань від долота до точки опори нижнього центратора скоротилась. Тобто, в даному випадку фактично відбувається зміна конструктивного параметра КНБК за рахунок зношення їх ОЦЕ.

Така картина зміни схеми взаємодії центраторів зі стовбуром свердловини відбувається і при роботі турбінної неорієнтованої КНБК, зношення контактуючих елементів якої відбувається в процесі спускопідймальних операцій, а також при провертанні компоновки ротором.



1, 2 – для одноцентраторної КНБК (дол.-215,9мм, ОБТ-178мм-1,5м, ОЦЕ-Д, ОБТ-178мм) з F відповідно 0 і 3 кН; 3, 4 – для двоцентраторної пасивної КНБК (дол.-215,9мм, ОБТ-178мм-1,5м, ОЦЕ-215мм, ОБТ-178мм-L2м, ОЦЕ-Д2, ОБТ-178мм) з F відповідно 0 і 3 кН; 5, 6 – для трицентраторної КНБК (дол.-215,9мм, ОБТ-178мм-1,5м, ОЦЕ-214мм, ОБТ-178мм-L2, ОЦЕ-213мм, ОБТ-178мм, ОЦЕ-202мм, ОБТ-178мм, L3=19м – відстань між першим і третім ОЦЕ) з F відповідно 0 і 3 кН

Рисунок 3 — Залежність відхиляючої сили на долоті від віддалі між долотом і точкою опори нижнього центратора при $\alpha = 40^\circ$

На рис. 2 наведено залежності відхиляючої сили на долоті від відстані між долотом і усередненою точкою опори нижнього центратора, яка змінюється в процесі зносу опорноцентруючих і калібруючих елементів, для одноцентраторної, двоцентраторної (пасивної) і трицентраторної вибійних неорієнтованих компоновок для двох різних значень відхиляючого зусилля (F=0 і 1 кН) і зенітного кута свердловини 20°. З рисунка видно, що при зменшенні відстані між долотом і точкою опори нижнього центратора при F=0 функціональний показник КНБК (відхиляюча сила на долоті) зменшується, при цьому максимальна інтенсивність спостерігається у одноцентраторній КНБК, а мінімальна – у двоцентраторній. При F=3 кН картина зміни відхиляючої сили дещо інша. При роботі одноцентраторної КНБК F зменшується, а при застосуванні двоцентраторної компоновки, навпаки, F збільшується. Тобто, при роботі пасивної неорієнтованої компоновки створюється запас додатної відхиляючої сили на долоті. Графічна залежність зміни F від L₁ для трицентраторної КНБК не наведена, оскільки така компоновка при $\alpha=20^\circ$ не спроможна реалізувати на долоті відхиляючу силу F=3 кН.

Тут слід зазначити, що у даному випадку розглядається пасивна КНБК такого типу, яка дає змогу реалізувати відхиляючу силу на долоті конкретної розрахункової величини при бурінні свердловин з різним значеннями зенітного кута. Принцип розрахунку таких КНБК буде розглянутий в наступній статті.

Графічні залежності відхиляючої сили на долоті від відстані між долотом і усередненою точкою опори нижнього центратора для аналогічних КНБК при $\alpha=40^\circ$ зображено на рис. 3. При F=0 одноцентраторна КНБК дає значне зменшення відхиляючої сили на долоті, яке при L₁=1,35 м становить близько 1,4 кН. При роботі трицентраторної КНБК відхиляюче зусилля на

долоті зменшується маловідчутно, а при використанні пасивної двоцентраторної КНБК відхиляюча сила на долоті навіть дещо зростає.

При застосуванні зазначених КНБК для набору зенітного кута свердловини при реалізації відхиляючого зусилля 3 кН легко побачити, що стійкість таких компоновок на проектній траєкторії підвищується. При цьому у дво- і трицентраторних вибійних компоновках виникає запас додатної відхиляючої сили, що, безперечно, може нейтралізувати дію іншого дестабілізуючого фактора, вплив якого в процесі буріння певного інтервалу передбачити дуже важко.

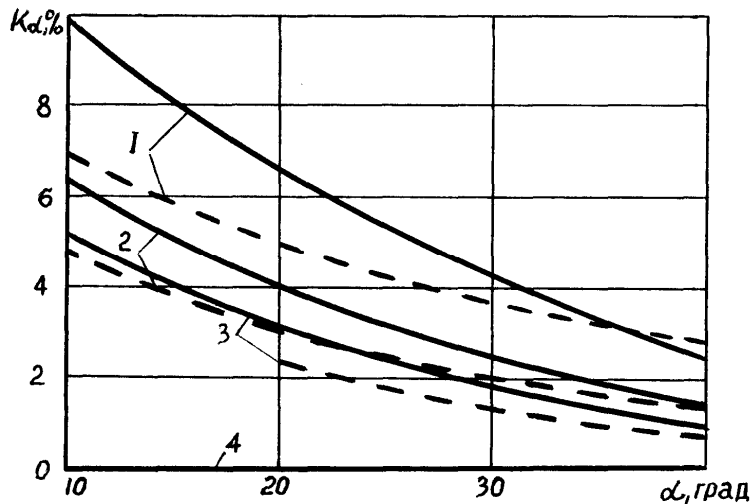
На рис. 4 зображено залежність коефіцієнта відносної зміни відхиляючої сили на долоті від зенітного кута свердловини для різних типів КНБК: одноцентраторної, пасивної двоцентраторної та трицентраторної. У даному випадку коефіцієнт зміни відхиляючої сили на долоті

$$K_\alpha = \frac{F_1 - F_2}{F_2} \cdot 100$$

характеризує його відносну

зміну при зміні зенітного кута свердловини на один градус. Як видно з рисунка, із збільшенням зенітного кута свердловини і зростанням відхиляючої сили на долоті чутливість як одно-, так і трицентраторних КНБК знижується. Так, коефіцієнт K_α при $\alpha=10^\circ$ для одноцентраторної КНБК з F=1, 2, 3 кН становить відповідно 10, 6,5 і 5,2%, а при $\alpha=40^\circ$ – відповідно лише 2,5, 2 і 1%. Для трицентраторної КНБК ці показники при $\alpha=10^\circ$ і F=1 і 2 кН будуть відповідно становити 7 і 5%, а при $\alpha=40^\circ$ і F=1, 2 і 3 кН – відповідно 3,2 і 0,8%. КНБК з трьома ОЦЕ стійкіша на проектній траєкторії порівняно з одноцентраторними, окрім діапазону значень зенітного кута в межах 36-40° при F=1 кН.

Коефіцієнти K_α були підраховані для одно- і трицентраторних КНБК різних типорозмірів, аналіз яких показав, що в діапазоні величин зенітного кута свердловини 30-40° їх значення



1, 2, 3 – F відповідно 1, 2 і 3 кН; -- для трицентраторної КНБК (дол.-295,3мм, ОБТ-203мм-2,5м, ОЦЕ-293мм, ОБТ-203мм- L_2 , ОЦЕ-291мм, ОБТ-203мм, ОЦЕ-260мм, ОБТ-203мм, $L_3=22$ м-відстань між першим і третім ОЦЕ), 1, 2, 3 – F відповідно 1, 2 і 3 кН; 4-двоцентраторна пасивна КНБК (дол.-295,3мм, ОБТ-203мм-2,5м, ОЦЕ-293мм, ОБТ-203мм-5,7м, ОЦЕ-199,5мм, ОБТ-203мм), $F=3$ кН

Рисунок 4 — Залежність коефіцієнта відносної зміни відхиляючої сили на долоті від зенітного кута свердловини:
— для одноцентраторної КНБК (дол.-295,3мм, ОБТ-203мм-2,5м, ОЦЕ-Д, ОБТ-203мм)

для обидвох типів компоновок також дуже близькі.

Пасивні двоцентраторні неорієнтовані КНБК взагалі не реагують на зміну зенітного кута свердловини. Їх графічні залежності мають вигляд прямої, яка збігається з віссю абсцис.

На основі викладеного є можливість зробити такі висновки.

1. При інтенсивному зношенні опорноцентруючих елементів компоновки змінюється не тільки їх геометрія, але й схема взаємодії зі стовбуром свердловини.

2. Із зростанням зенітного кута свердловини зменшується ступінь впливу дестабілюючих факторів на роботу КНБК.

3. При інтенсивному викривленні стовбура свердловини слід застосовувати пасивні двоцентраторні КНБК, оскільки вони взагалі не реагують на зміну його зенітного кута.

Збільшення кількості опорноцентруючих елементів КНБК підвищує їх стійкість при зміні зенітного кута свердловини.

Література

1. Millheim K. The effects of hole curvature on the trajectory of a borehole // World Oil. – Vol. 192, #5. – P. 18-23, 37.

2. Белоруссов В.О. Подбор компоновок низа буровой колонны методом прогнозирования // Обзор. информ. Сер.: Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1984. – Вып. 18. – 48 с.

3. Белоруссов В.О. Подбор компоновок низа буровой колонны для безориентированного бурения скважин за рубежом // Обзор. информ.

Сер.: Техника и технология бурения скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – Вып. 8. – 52 с.

4. Свалов А.М. Исследование процесса искривления скважин при бурении // Труды ВНИИБТ. – 1985. – Вып. 81. – С. 65-71.

5. Барский И.Л., Близиюков В.Ю. Компонировка, обеспечивающие предупреждение искривления и одновременную подготовку ствола скважин к спуску обсадных колонн // Труды ВНИИБТ. – 1988. – Вып. 66. – С. 27-31.

6. Мамедбеков О.К. Выбор КНБК для регулирования интенсивности искривления наклонных скважин при больших зенитных углах // Азерб. нефтяное хозяйство. – 1989. – №3. – С. 18-21.

7. Профили направленных скважин и компоновки низа буровых колонн / А.Г.Калинин, Б.А.Никитин, К.М.Солодкий, А.С.Повалихин. – М.: Недра, 1995. – 305 с.

8. Яремийчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надёжности и качества стволов глубоких скважин. – М.: Недра, 1982. – 259 с.