№ 2(46) 2026

НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА

ISSN 1993-9868 print
ISSN 2415-3109 online

https://nge.nung.edu.ua

Прийнято 04.09.2026. Прорецензовано 11.10.2026. Опубліковано 30.11.2026.

УДК 622.244 **DOI: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-129-148**

ВПЛИВ ТИПУ ЦЕНТРАТОРА І ГЕОМЕТРІЇ СВЕРДЛОВИНИ НА ЦЕНТРУВАННЯ ОБСАДНОЇ КОЛОНИ

Сенюшкович М. В.
кандидат технічних наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
https://orcid.org/0009-0008-9943-869X
e-mail: mykolasen56@gmail.com

Марцинків О. Б.
кандидат технічних наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
https://orcid.org/0000-0003-4583-5944
e-mail: oleh.martsynkiv@nung.edu.ua

Витвицький І. І.
кандидат технічних наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
https://orcid.org/0000-0003-3782-3695
e-mail: ivan.vytvytskyi@nung.edu.ua

Дудич І. Ф. *
Доктор філософії, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
https://orcid.org/0000-0003-2917-0612
e-mail: ivan.dudych@nung.edu.ua

Витвицький І. І. (мол.)
аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
https://orcid.org/0009-0002-2795-8078
e-mail: ivan.vytvytskyi-a18524@nung.edu.ua

Запропоноване посилання: Сенюшкович, М. В., Марцинків, О. Б., Витвицький, І .І., Дудич, І. Ф., Витвицький, І. І. (мол.) & Яцюк, О. М. (2026). Вплив типу центратора і геометрії свердловини на центрування обсадної колони. Нафтогазова енергетика, 2(46), 129-148. doi: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-129-148.

* Відповідальний автор

Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Яцюк О. М.
аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
https://orcid.org/0009-0004-4331-3557
e-mail: omelian.yatsiuk-a18524@nung.edu.ua

Анотація. Надійність кріплення нафтових і газових свердловин значною мірою визначається ступенем центрування обсадної колони, від якого залежать рівномірність кільцевого зазору, повнота заміщення бурового розчину тампонажним, формування суцільного цементного кільця та довготривала герметичність заколонного простору. Особливої актуальності ця проблема набуває під час спорудження похило-скерованих і горизонтальних свердловин, де ексцентричне розташування обсадної колони істотно погіршує умови цементування. Метою роботи є дослідження впливу типу центратора та геометричних параметрів системи «свердловина – обсадна колона» на ступінь центрування обсадної колони, а також встановлення закономірностей зміни цього показника залежно від конструкції центратора, відстані між центраторами, геометричних параметрів обсадної колони та профілю свердловини. Дослідження виконано із застосуванням аналітичних методів розрахунку геометричних параметрів системи «свердловина – обсадна колона – центратор» та класичної теорії згину балок для визначення прогину обсадної колони між сусідніми центраторами. Проаналізовано вплив відстані між центраторами, діаметра обсадної колони, зенітного кута свердловини, діаметра центратора та коефіцієнта кавернозності на величину радіального кільцевого зазору і ступінь центрування обсадної колони. Встановлено, що найбільший вплив на величину прогину обсадної колони має відстань між центраторами, тоді як вплив діаметра обсадної колони є менш вираженим. Показано, що зі збільшенням зенітного кута та кроку встановлення центраторів прогин різко зростає, що призводить до погіршення умов центрування. Встановлено також, що збільшення діаметра жорсткого центратора забезпечує вищий ступінь центрування, однак одночасно зменшує мінімальний радіальний кільцевий зазор між обсадною колоною та стінкою свердловини. Доведено, що нормативний показник API Centralization не може розглядатися як універсальний критерій оцінювання ефективності центрування, оскільки однакові його значення можуть відповідати суттєво різним геометричним умовам руху цементного розчину в кільцевому просторі. Наукова новизна роботи полягає в обґрунтуванні необхідності комплексного оцінювання ефективності центрування обсадної колони з урахуванням не лише показника API Centralization, а й мінімального кільцевого зазору, який безпосередньо визначає умови проходження цементного розчину та формування герметичного цементного кільця. Практичне значення отриманих результатів полягає у можливості їх використання під час вибору типу та параметрів центраторів, визначення оптимального кроку їх встановлення і проєктування технології цементування обсадних колон у свердловинах складного профілю.

Ключові слова: кріплення; кільцевий простір; прогин; радіальний зазор; обсадна труба; жорсткість; зенітний кут.

Вступ

В умовах зростаючої потреби у нарощуванні обсягів видобутку власної нафти і газу в Україні ключовою проблемою є підвищення ефективності розробки родовищ. За цих умов усе частіше споруджують свердловини складного профілю, горизонтальні та з великим відходом від вертикалі, які часто характеризуються змінним діаметром стовбура та значною інтенсивністю викривлення. Спорудження таких свердловин пов’язане з високими матеріальними витратами, більша частина яких припадає на кріплення. Тому надійність кріплення набуває особливої актуальності. Цей важливий показник безпосередньо корелює з концентричністю розташування обсадної колони у свердловині та повнотою заміщення бурового розчину тампонажним у кільцевому просторі. Ексцентричне положення колони у стовбурі призводить до серйозних ускладнень: нерівномірного розподілу цементного розчину по периметру; утворення каналів заколонного перетоку та порожнин; погіршення адгезії цементного каменю з породою та металом труб; міжпластової міграції флюїдів поза межами кріплення. Ці дефекти зумовлюють значні економічні збитки через необхідність проведення дорогих ремонтно-ізоляційних робіт, зниження дебіту свердловини або навіть її повну ліквідацію.

Одним із головних технологічних напрямів досягнення високої якості кріплення є застосування технологічної оснастки, зокрема опорно-центрувальних елементів (центраторів). Вони забезпечують проєктне позиціонування обсадної колони у стовбурі свердловини, створюючи рівномірний кільцевий зазор, що є визначальним для успішного цементування, забезпечення структурної цілісності та екологічної безпеки свердловини протягом усього терміну її експлуатації.

Фундаментальна роль центраторів виходить за межі простого «центрування»; вони є необхідною передумовою для вирішення комплексу технологічних завдань:

1. Запобігання ускладненням під час спуску обсадної колони. Відсутність належного центрування призводить до значного зростання сил тертя колони об стінки свердловини, особливо на похило-скерованих і горизонтальних ділянках. Це ускладнює або унеможливлює доведення колони до проєктної глибини. Також зростає ризик заклинювання за складної геометрії стовбура та диференційного прихоплення.

2. Забезпечення міцності та довговічності цементного каменю. Неоднакова товщина цементного кільця зумовлює нерівномірний розподіл напружень. У найтоншій частині цементної оболонки виникає концентрація напружень, що під дією знакозмінних тисків і температурних коливань (наприклад, під час проведення гідророзриву пласта чи експлуатації) призводить до руйнування каменю та утворення мікротріщин, що ставить під загрозу герметичність кріплення.

3. Запобігання утворенню каналів та порожнин. Проблема каналоутворення у цементному кільці є не просто технічною проблемою, а системним ризиком, що впливає на всю життєздатність свердловини, підкреслюючи превентивну важливість центраторів. Неякісне заповнення кільцевого простору цементним розчином спричиняє міжпластові перетоки, наслідком чого є зниження продуктивності свердловини, втрати тиску та навіть витоків на поверхню а також забруднення водоносних горизонтів питної води.

4. Підвищення ефективності заміщення бурового розчину. Для адгезійного зчеплення цементу з трубою та гірськими породами необхідне повне витіснення бурового розчину. В ексцентричному зазорі формуються застійні зони («защемлення» розчину в звуженій частині), що перешкоджає якісному очищенню стовбура.

5. Створення умов для турбулізації потоку рідин. Турбулентний режим руху рідин під час цементування сприяє змиванню глинистої кірки та якісному заміщенню бурового розчину, особливо за наявності каверн і жолобних виробок.

6. Запобігання деформації та корозії обсадної колони. За умови коли обсадна колона не надійно закріплена в стовбурі зростає ризик її зминання під дією нерівномірного радіального навантаження (зокрема в інтервалах залягання пластичних/плинних порід, як-от солей). Окрім того, відсутність суцільного цементного каменю відкриває доступ агресивним пластовим агентам (H_2S, CO_2) до тіла труби, викликаючи корозію.

7. Продовження експлуатаційного терміну свердловини. Якісне кріплення мінімізує ризики передчасного обводнення продукції та продовжує безремонтний період роботи свердловини.

8. Уникнення екологічних ризиків. Герметичне заколонне кільце виключає міграцію вуглеводнів поза межами кріплення запобігаючи забруднення водонасичених пластів та довкілля.

З огляду на зазначене вище, головний напрям роботи спрямований на виявлення закономірностей впливу параметрів свердловини, обсадної колони та центраторів на величину кільцевого зазору у свердловині.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Якість кріплення нафтових і газових свердловин значною мірою визначається повнотою заміщення бурового розчину тампонажним та формуванням суцільного цементного кільця в заколонному просторі. Одним із ключових чинників, що впливають на ефективність цих процесів, є ступінь центрування обсадної колони відносно стінок свердловини. Недостатнє центрування призводить до ексцентричного розташування колони, нерівномірного розподілу ширини кільцевого зазору, погіршення гідродинамічних умов витіснення бурового розчину та формування зон із неповним цементуванням. Для забезпечення якісного цементування недостатньо лише збільшувати кількість центраторів. Сучасні дослідження показують, що для забезпечення нормативного ступеня центрування, необхідно враховувати комплекс факторів: тип центратора, схему їх розміщення, геометрію стовбура свердловини, жорсткість обсадної колони.

Фундаментальні основи впливу ексцентриситету обсадної колони на процес цементування були закладені у роботі [1]. На підставі лабораторних досліджень і польових спостережень автори встановили, що зі збільшенням ексцентриситету ефективність витіснення бурового розчину суттєво знижується, особливо в похилих та викривлених інтервалах свердловин. Отримані результати стали основою для подальшого розвитку методів проєктування систем центрування. Недостатня якість цементування може перешкодити досягненню очікуваних результатів виробництва і навіть призвести до серйозних експлуатаційних аварій [2].

Подальший розвиток проблематики знайшов відображення у роботі [3], де було узагальнено основні причини неякісного цемен-

тування свердловин. Автор показав, що недостатній ступінь центрування обсадної колони є однією з найпоширеніших причин утворення каналів заколонної міграції флюїдів та міжпластових перетоків. При цьому було наголошено, що навіть високоякісні тампонажні матеріали не здатні компенсувати негативний вплив значного ексцентриситету колони. У цьому плані важливим чинником є ефективність використання центратора, недостатній рівень якої може призвести до виникнення різного роду ускладнень або навіть недопусків обсадних колон до проектної глибини, на чому наголошено в роботі [4]. Із розвитком похилоскерованого та горизонтального буріння проблема центрування набула ще більшої актуальності. Дослідження [5] показали, що ефективність використання центраторів визначається не лише їх конструкцією, але й схемою розміщення вздовж колони. Наочно продемонстровано: при значенні радіального зазору між обсадною колоною і стінкою свердловини близькому до мінімуму утворюються величезні зони защемленого бурового розчину, тоді як підвищення цього показника до 70% повністю вирівнює фронт витіснення тампонажної суміші. Було встановлено, що оптимізація відстаней між центраторами дозволяє істотно підвищити середній ступінь центрування та покращити рівномірність розподілу цементного розчину в кільцевому просторі. Результати аналогічних досліджень подані у роботі [6], де з використанням числового моделювання розглянуто вплив ексцентриситету обсадної колони на гідродинамічні показники заміщення двох в'язкопластичних рідин. Автори доводять математично, що при зниженні ступеня центрування нижче 50% ефективність витіснення розчину у звуженій зоні зменшується майже до нуля.

Важливий напрямок досліджень пов'язаний із удосконаленням конструкцій центраторів. У роботі [7] проаналізовано особливості застосування пружних, жорстких і комбінованих центраторів у горизонтальних свердловинах. Показано, що традиційні пружні центратори не завжди забезпечують необхідний рівень центрування в інтервалах значного викривлення або розширення стовбура, тоді як використання високо-жорстких конструкцій дозволяє суттєво зменшити ексцентриситет обсадної колони.

Суттєвий внесок у розвиток методів оцінювання ефективності центрування зроблений авторами публікації [8], які розробили числову модель взаємодії обсадної колони, центраторів і стінок свердловини. Запропонований підхід дозволяє прогнозувати фактичний ступінь центрування з урахуванням просторової траєкторії свердловини, жорсткості обсадної колони, характеристик центраторів та контактних навантажень.

Окремий напрямок сучасних досліджень присвячений впливу ексцентричного положення обсадної колони на напружено-деформований стан цементного каменю. Авторами праці [9] встановлено, що збільшення радіального зазору між обсадною колоною і стінкою свердловини може знижувати тиск ініціювання руйнування цементного кільця до 30 % та змінювати характер розвитку тріщин. Крім того, недостатній ступінь центрування призводить не тільки до нерівномірної товщини цементного кільця але навіть і відсутності цементного каменю в окремих інтервалах свердловини [10], наслідком чого є руйнування цементної оболонки під навантаженням [11]. Так, у публікації [12] встановлено, що нерівномірна товщина цементного кільця, зумовлена недостатнім центруванням, спричиняє локальну концентрацію напружень і підвищує ризик втрати герметичності під час експлуатації свердловини.

Подальший розвиток цього напряму відображено у роботі [13], де за допомогою тривимірного моделювання досліджено вдосконалені конструкції центраторів для горизонтальних свердловин. Розрахунки показали, що використання традиційних центраторів дає середній ступінь центрування лише 55,58%.

Особливої актуальності питання центрування набуває в контексті довготривалої цілісності свердловин. У роботах, присвячених проблемам геологічного зберігання вуглекислого газу, встановлено, що якість контакту між обсадною колоною, цементним каменем і породою є одним із визначальних чинників довгострокової герметичності свердловин [14]. При цьому початковий ступінь центрування обсадної колони розглядається як один із базових параметрів, що впливають на формування надійної бар'єрної системи.

Аналіз результатів досліджень [15] дозволив виділити чинники, що визначають ефективне центрування обсадних колон у свердловинах, до яких належать: тип свердловини, її геометричні параметри, глибина спуску обсадної колони та довжина інтервалу центрування; інтенсивність викривлення осі свердловини. Також слід врахувати параметри обсадної колони, параметри рідин у свердловині, коефіцієнт тертя, наявність твердих (абразивних) части-

нок у складі бурового розчину та його тиксотропні властивості. Наголошено на складності вимог, яким повинні відповідати центратори та розглянуто їхні конструктивні особливості, переваги і недоліки різних типів центраторів а також умови їх роботи.

Важливим науково-практичним завданням вважається розрахунок ексцентриситету обсадної колони. Автори статті [16] порівнюють два підходи до такого розрахунку та доводять, що стандартна методика за моделлю гнучкої колони (яка не враховує власну жорсткість труби на згин) часто завищує реальний ступінь центрування, тоді як модель жорсткої колони (з використанням методу скінчених елементів) дає точний прогноз для складних профілів свердловин.

У роботі [17] досліджено динамічний аспект проблеми та наголошено на тому, що в горизонтальних свердловинах, навіть із центра торами, статичний ступінь центрування рідко буває ідеальним. Виходом є застосування сумісної дії центраторів та розходжування або обертання колони під час цементування (технологія CRT). Те саме стверджують автори публікації [18], але зазначають, що у випадку коли зворотно-поступальний рух обсадної колони неможливий, то ефективне витіснення бурового розчину і заповнення кільцевого простору цементним розчином досягається лише завдяки високому ступеню центрування.

Традиційно ефективність центрування обсадних колон оцінюють за ступенем центрування, величина якого, згідно з вимогами [19], має становити не менше 67%. Проте у цьому ж джерелі зазначено, що за певних умов такого значення може бути недостатньо для якісного заміщення бурового розчину в кільцевому просторі тампонажним.

Аналіз опублікованих досліджень свідчить, що більшість робіт зосереджена на оцінюванні впливу центрування на процес витіснення бурового розчину та якість цементування. Водночас недостатньо уваги приділено встановленню взаємозв'язків між фактичним ступенем центрування обсадної колони, геометрією кільцевого зазору та подальшими механічними характеристиками сформованого цементного каменю в складних геолого-технічних умовах. Крім того, потребують подальшого розвитку підходи до комплексного проєктування систем центрування для інтервалів із кавернозністю, значною анізотропією напружень та заляганням пластичних порід.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

На сьогодні в нафтогазовій промисловості використовуються такі основні типи центраторів: пружні, жорсткі, напівжорсткі та наливні/формовані. Кожен із цих типів має свої переваги та недоліки, що зумовлюють їх раціональне застосування в різних гірничо-геологічних і технічних умовах свердловин. Наявність значної кількості конструктивних різновидів центраторів свідчить про постійну еволюцію їх конструкцій, спрямовану на вирішення дедалі складніших завдань буріння та кріплення свердловин.

Водночас критичний аналіз існуючих типів центраторів показує, що їхні технічні характеристики не завжди забезпечують концентричне розташування обсадної колони в стовбурі свердловини та формування кільцевого зазору необхідної величини для якісного заповнення його тампонажним розчином. Крім того, у багатьох випадках вони не гарантують безперешкодного спуску обсадних колон, особливо в умовах просторового викривлення осі свердловини та наявності ускладнень у процесі буріння.

Ефективність використання окремого центратора не є ізольованою, а значною мірою визначається загальною пружно-деформованою поведінкою обсадної колони в стовбурі свердловини, зокрема її прогином між сусідніми центраторами. Ідеальним вважається 100-відсоткове співвісне розташування обсадної колони відносно осі свердловини, проте у реальних умовах буріння досягти такого стану вдається не часто.

Застосовувані типи центраторів по-різному впливають на ступінь центрування обсадної колони. При цьому значення ступеня центрування безпосередньо на самому центраторі та в проміжках між ними суттєво відрізняються. Рекомендований інтегральний показник ступеня центрування (API Centralization) не завжди адекватно відображає реальний кільцевий зазор між обсадною колоною та стінкою свердловини, оскільки за однакових умов він істотно залежить від типу, фактичного стиснення (для пружних типів) та діаметра центратора. У зв'язку з цим дослідження спільного впливу типу центратора та геометричних параметрів системи «свердловина – обсадна колона» на фактичний ступінь центрування залишається актуальним науково-технічним завданням.

Мета та завдання досліджень

Мета роботи полягає у дослідженні впливу типу центратора та геометричних параметрів системи «свердловина – обсадна колона» на ступінь центрування обсадної колони.

Для досягнення поставленої мети сформульовано такі завдання:

1. Проаналізувати особливості центрування обсадної колони жорсткими та пружними центраторами.
2. Встановити вплив геометричних параметрів системи «свердловина – обсадна колона» на величину радіального зазору.
3. Дослідити вплив відстані між центраторами, діаметра обсадної колони та зенітного кута свердловини на прогин обсадної колони.
4. Оцінити зміну ступеня центрування обсадної колони на центраторі та між сусідніми центраторами.
5. Визначити умови, за яких забезпечується нормативний ступінь центрування обсадної колони.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Незалежно від типу використовуваного центратора один із основних показників його ефективності полягає у забезпеченні максимально можливого радіального зазору між обсадною колоною та стінками свердловини. Радіальний зазор (δ_1) у випадку, коли поздовжні осі обсадної колони та свердловини збігаються (ідеальне центрування), обчислюють за формулою:

$$\delta_1 = \frac{D_c - D_к}{2}, \qquad (1)$$

де D_c – діаметр стовбура свердловини, м;

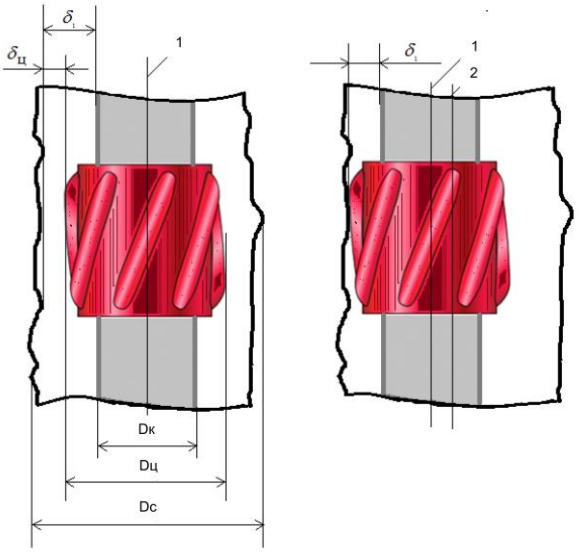
$D_к$ – зовнішній діаметр обсадної колони, м.

На рисунку 1 зображені схеми центрування обсадної колони у свердловині з використанням жорсткого центратора.

Оскільки лопаті жорсткого чи монолітного центратора не деформуються, то зазор центратора між опорною поверхнею центратора та стінкою свердловини ($\delta_ц$) визначають за діаметром кола, описаного навколо лопатей за виразом:

$$\delta_ц = \frac{D_c - D_ц}{2}, \qquad (2)$$

де $D_ц$ – зовнішній діаметр монолітного чи жорсткого центратора, м.



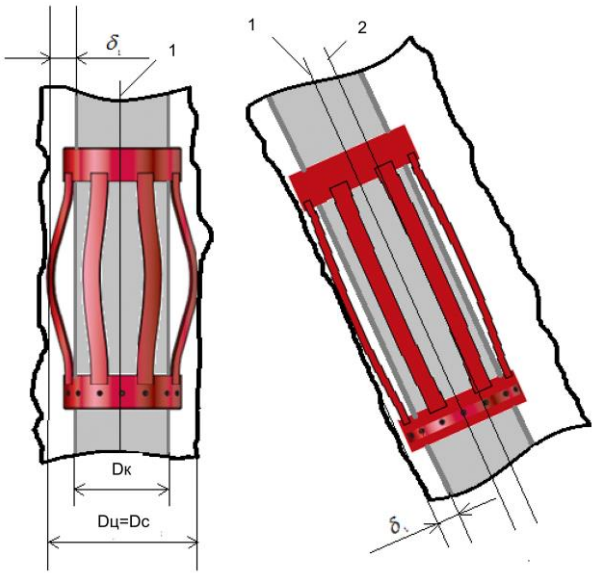
а) *б)*

1 – вісь обсадної колони; 2 – вісь свердловини
а – вісь обсадної колони та вісь свердловини збігаються;
б – вісь обсадної колони та вісь свердловини не збігаються

Рисунок 1 – Схема центрування обсадної колони жорстким центратором

Зовнішній діаметр ($D_ц$) для жорсткого центратора є фіксованою величиною, і радіальний зазор (δ_1) на центраторі, завжди матиме максимально можливе значення (рис. 1а). Проте це можливо тільки за припущення, що свердловина вертикальна, а осі обсадної колони та свердловини збігаються. У випадку зміщення обсадної колони до стінок вертикальної свердловини (рис.1б) зазор центратора ($\delta_ц$) дорівнює нулю, а радіальний зазор (δ_1) зменшується до мінімального значення (за умови, що лопаті центратора не втискуються у породу стінок свердловини). При втискуванні лопатей у стінки (глинисту кірку чи слабку породу) можлива найгірша ситуація, коли радіальний зазор (δ_1) досягне нуля, тобто обсадна колона безпосередньо контактуватиме зі стінкою свердловини. Загалом, схеми, зображені на рисунку 1, відображають граничні випадки розташування, тоді як на практиці реалізуються проміжні варіанти.

У випадку використання пружного центратора, ідеальне центрування можливе лише в умовно вертикальній свердловині, коли пружні планки контактують зі стінками стовбура без значного однобічного навантаження (рис. 2а). Тоді осі колони та свердловини збігаються, а радіальний зазор (δ_1) на центраторі



а) *б)*

1 – вісь обсадної колони; 2 – вісь свердловини
а – вісь обсадної колони та вісь свердловини збігаються;
б – вісь обсадної колони та вісь свердловини не збігаються

Рисунок 2 – Схема центрування обсадної колони пружним центратором

матиме максимально можливе значення за умови, що діаметр описаного кола навколо планок у вільному стані ($D_c \geq D_ц$).

Якщо ж ($D_c < D_ц$) або бокова сила у похилій свердловині перевищує силу пружної деформації планок (рис. 2б), планки повністю випрямляються, і радіальний зазор (δ_1) знижується до мінімуму.

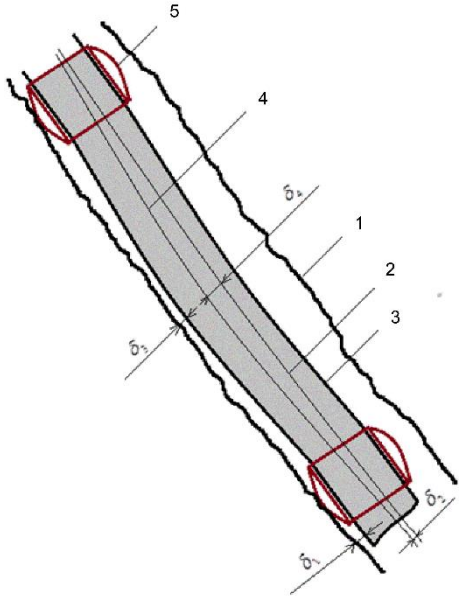
Зазор на центраторі ($\delta_ц$) для жорстких центраторів у похило-скерованих свердловинах під дією гравітаційної складової завжди дорівнюватиме нулю (одна з лопатей безпосередньо спирається на стінку) і, відповідно, зазор (δ_1) буде мінімальним:

$$\delta_1 = \frac{D_ц - D_к}{2}. \qquad (3)$$

При використанні пружних центраторів ці зазори є динамічними величинами, що залежать від співвідношення між відновлювальною силою планок та діючою боковою силою.

Слід розрізняти якість центрування безпосередньо на самому центраторі та в прольоті між ними. У похило-скерованих свердловинах за достатньої жорсткості обсадних труб та раціональної схеми розташування центраторів, прогин колони (вільне провисання) між центраторами може бути мінімальним або відсутнім. За недостатньої жорсткості або занадто великої відстані між точками опори виникає прогин (δ_4), який зростає зі збільшенням зенітного кута.

Радіальний зазор (δ_3) у точці провисання зменшується (рис. 3), а за найнесприятливіших умов колона контактує зі стінкою стовбура ($\delta_3 = 0$). Тому ступінь центрування у прольоті завжди гірший, ніж на самому центраторі, досягаючи свого критичного мінімуму в точці максимального провисання.



1 – стінки свердловини;2 – вісь свердловини;
3 – обсадна колона;4 – вісь обсадної колони;
5 – центратор; δ_1 – радіальний зазор обсадної колони на центраторі; δ_2 – відхилення осі обсадної колони від осі свердловини на центраторі; δ_3 – радіальний зазор у точці провисання обсадної колони; δ_4 – відхилення осі обсадної колони від осі свердловини у точці провисання

Рисунок 3 – Схема центрування обсадної колони у похило-скерованій свердловині

Необхідно зазначити, що з використанням жорстких і суцільних центраторів неможливо отримати 100 % ступеня центрування незалежно від профілю свердловини, оскільки максимальний зовнішній діаметр цих типів центраторів завжди менший за її діаметр. Аналогічно, пружні центратори можуть не забезпечувати 100 % ступеня центрування у разі дії на них бокової сили більшої за пружну силу деформації планок.

Прогин обсадної колони між двома суміжними центраторами визначається відстанню між ними (L), параметрами труб та геометрією стовбура. Нижче наведено математичний розрахунок залежності прогину труб різних діаме-

трів від дії власної сили ваги при відстанях L= 10, 20 та 30 м. Для обчислень використано класичну теорію згину балок, де обсадна труба розглядається як шарнірно-обперта балка на двох опорах (центраторах) з припущенням відсутності втискання лопатей у стінки. Розрахунок виконано для зенітних кутів α=15°, 30°, 60° та для горизонтальної ділянки (α=90°).

Максимальний прогин балки обчислюють за формулою:

$$f_{\max} = \frac{5 \cdot q \cdot L^4}{384 \cdot EI}, \qquad (4)$$

де q – рівномірно розподілене по довжині труби поперечне навантаження від її власної ваги з урахуванням кута нахилу свердловини, Н/м;

L – віддаль між центраторами, м;

E - модуль пружності сталі ($2{,}1 \cdot 10^{11}$ Па);

I – осьовий момент інерції перерізу труби, м^4;

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D^4 - d^4), \qquad (5)$$

де D – зовнішній діаметр труби, м;

d – внутрішній діаметр труби, м.

Рівномірно розподілене поперечне навантаження $q_{(\alpha)}$ визначають за формулою:

$$q_{(\alpha)} = \rho \cdot F \cdot g \cdot \sin\alpha, \qquad (6)$$

де ρ – густина матеріалу труб, (для сталі 7850 кг/м^3);

F – площа поперечного перерізу тіла труби, м^2.

α – зенітний кут осі свердловини, град.

$$F = \frac{\pi}{4}\left(D^2 - d^2\right). \qquad (7)$$

Приклад обчислення максимального прогину обсадних труб ОТТМ діаметром 146 мм та товщиною стінки 9,5 мм.

Внутрішній діаметр

$$d=0{,}146-2\cdot 0{,}0095=0{,}127 \text{ м}.$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (0{,}146^4 - 0{,}127^4) = 9{,}53 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$$

$$F = 0{,}785 \cdot \left(0{,}146^2 - 0{,}127^2\right) = 4{,}07 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

Розподілене навантаження від власної ваги у вертикальній площині (для горизонтальної ділянки,sin 90°=1):

$$q = 7850 \cdot 0{,}00407 \cdot 9{,}81 = 313{,}563 \text{ Н/м}$$

При відстані між центраторами L=10 м (горизонтальний стовбур):

$$f_{\max} = \frac{5 \cdot 313{,}563 \cdot 10^4}{384 \cdot 2{,}1 \cdot 10^{11} \cdot 0{,}00000953} = 0{,}0204 \text{ м}.$$

При куті нахилу 15° $f_{\max}$ = 0,0052 м; при куті нахилу 30° $f_{\max}$ =0,0102 м; при куті нахилу 60° $f_{\max}$ =0,0177 м.

Аналогічні розрахунки проведено для інших діаметрів труб. Результати зведено у таблицях 1 і 2 та візуалізовано на графіках.

Аналіз впливу параметрів на прогин колони

За отриманими результатами проаналізовано вплив досліджуваних параметрів на величину максимального прогину.

1. Вплив відстані між центраторами (L) на прогин (рис.4). Для всіх діаметрів обсадних труб та всіх кутів нахилу, залежність має нелінійний характер, тобто зі збільшенням віддалі між центраторами прогин зростає швидше, ніж пропорційно (це особливо помітно при переході відстані між центраторами з 20 м до 30 м). Збільшенням віддалі між центраторами удвічі викликає зростання прогину в 16 разів, а зі збільшенням віддалі утричі – в 81 раз. Слід зазначити, що такі великі розрахункові значення відображають лише потенційну математичну тенденцію системи без урахування геометричних обмежень, тоді як у реальних умовах свердловини подібні переміщення унеможливлюються контактом зі стінкою.

2. Вплив зовнішнього діаметра труби (D) на прогин. На графіку (рис.5) подано залежність максимального прогину обсадної колони від її діаметра за різних значень віддалі між центраторами (L=10 м, 20 м, 30 м). Зі збільшенням діаметра максимальний прогин зменшується для всіх значень віддалей між центраторами. Це пояснюється зростанням моменту інерції (жорсткості на згин), який залежить від діаметра у четвертій степені. Наприклад для обсадної труби діаметром 146 мм збільшення віддалі між центраторами призводить до значного зростання максимального прогину: якщо при L=10 м прогин не перевищує ~0,0204 м то при L=30 м він досягає ~1,65261 м, тобто збільшується в 81 раз. Отже, для труб малих діаметрів зростання віддалі між центраторами призводить до критичного збільшення прогину, наслідком чого в окремих випадках може бути повне прилягання колони до стінки (δ_3=0). Для інших діаметрів труб та за інших значень зенітного кута спостерігається така сама тенденція зі зменшенням абсолютних значень прогинів.

Таблиця 1 – Значення вихідних параметрів обсадних труб різних діаметрів

Зовнішній діаметр обсадної труби, м	Внутрішній діаметр обсадної труби, м	Момент інерції, $м^4$	Площа перерізу тіла труби, $м^2$	Рівномірно розподілена сила від власної ваги, Н/м
0,146	0,1270	$9{,}534 \cdot 10^{-6}$	0,004074	313,563
0,168	0,1468	$1{,}631 \cdot 10^{-5}$	0,005242	403,44
0,1778	0,1504	$2{,}393 \cdot 10^{-5}$	0,007063	543,90
0,245	0,2174	$6{,}718 \cdot 10^{-5}$	0,010023	771,89

Таблиця 2 – Значення максимального прогину обсадних труб між двома центраторами за різних значень зенітного кута

Зенітний кут	Відстань між центраторами L, м	Максимальний прогин, м, для обсадної труби зовнішнім діаметром, м			
		0,146	0,168	0,1778	0,245
15°	10	0,00528	0,00397	0,00365	0,00184
	20	0,08449	0,06356	0,05834	0,02949
	30	0,42773	0,32178	0,29532	0,14928
30°	10	0,01020	0,00767	0,00704	0,00356
	20	0,16322	0,12279	0,11269	0,05697
	30	0,82630	0,62163	0,57052	0,28839
60°	10	0,01767	0,01329	0,01220	0,00617
	20	0,28271	0, 21268	0,19519	0,09867
	30	1,43120	1,07669	0,98817	0,49951
90° (горизонтальне розташування)	10	0,02040	0,011535	0,01409	0,00712
	20	0,32644	0,24558	0,22539	0,11393
	30	1,65261	1,24325	1,14104	0,57678

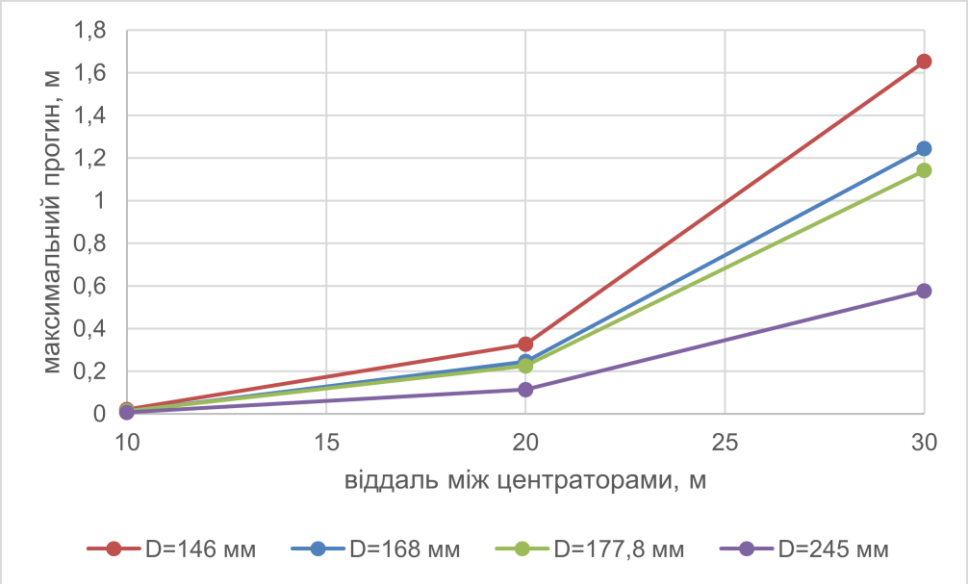


Рисунок 4 – Залежність максимального прогину колони труб від віддалі між центраторами (горизонтальне розташування колони труб)

3. Вплив зенітного кута (α) на прогин. На рис. 6 зображена залежність максимального прогину колони труб діаметром 177,8 мм від віддалі між центраторами за різних значень зенітного кута. Зі збільшенням зенітного кута за всіх значень віддалі між центраторами прогин зростає, а загальний характер залежностей теж нелінійний. Найбільш різке зростання прогину спостерігаються при віддалі між центраторами 30 м, унаслідок чого зменшується зазор (δ_3), а максимальні значення прогину характерні для випадку горизонтального розташування труби, що зумовлено дією максимальної нормальної складової сили тяжіння.

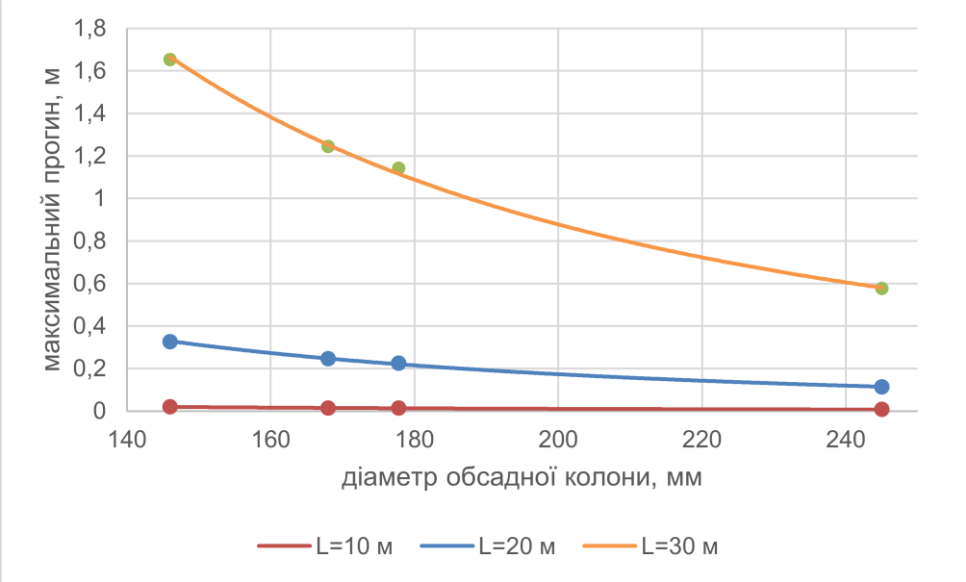


Рисунок 5 – Залежність максимального прогину колони труб від діаметра труб для різних значень віддалі між центраторами (горизонтальне розташування колони труб)

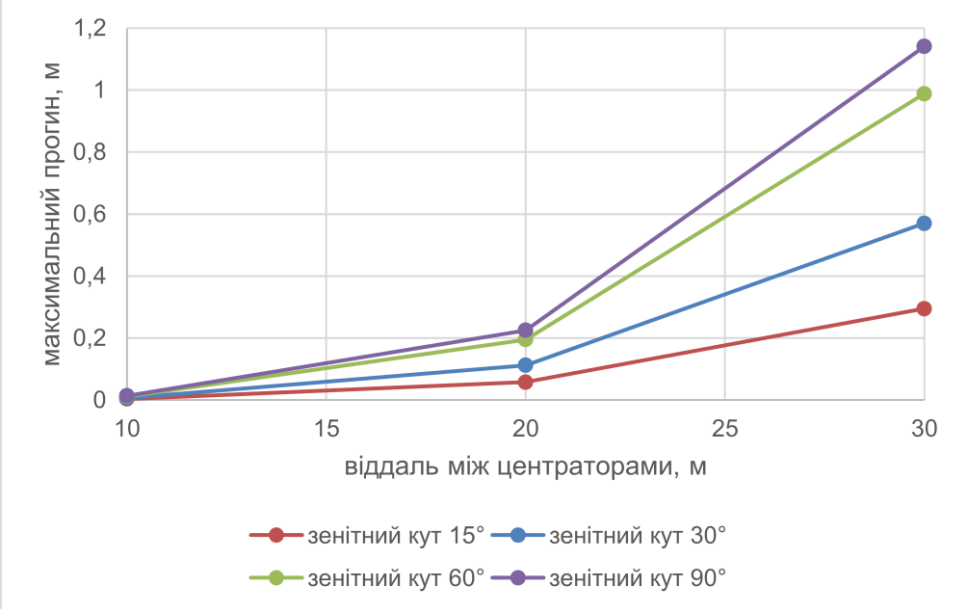


Рисунок 6 – Залежність максимального прогину колони труб діаметром 177,8 мм від віддалі між центраторами за різних значень зенітного кута

Залежність максимального прогину колони труб діаметром 177,8 мм від зенітного кута за різних значень віддалі між центраторами подана на рисунку 7, яка дозволяє зробити такі висновки:

– для всіх значень віддалі прогин зростає зі збільшенням зенітного кута: чим більший кут, тим більший прогин;

– зростання не однакове: при малих кутах (≈10–20°) прогини малі, а при великих кутах (≥60°) – різке збільшення, особливо для великої віддалі між центраторами;

– збільшення відстані між центраторами призводить до значного (непропорційного) збільшення максимального прогину, що особливо помітно при великих кутах.

Така сама тенденція спостерігається і для інших діаметрів обсадних труб.

Цікавими є 3D-залежності прогину від кута нахилу та віддалі між центраторами, що як приклад, продемонстровано для обсадної труби діаметром 245 мм на рисунку 8.

На графіку чітко спостерігається суттєве підвищення прогину зі зростанням віддалі між центраторами і збільшення кута нахилу одночасно. Водночас для цих найбільш жорстких труб прогини значно менші порівняно з трубами менших діаметрів (за тих самих значеннях

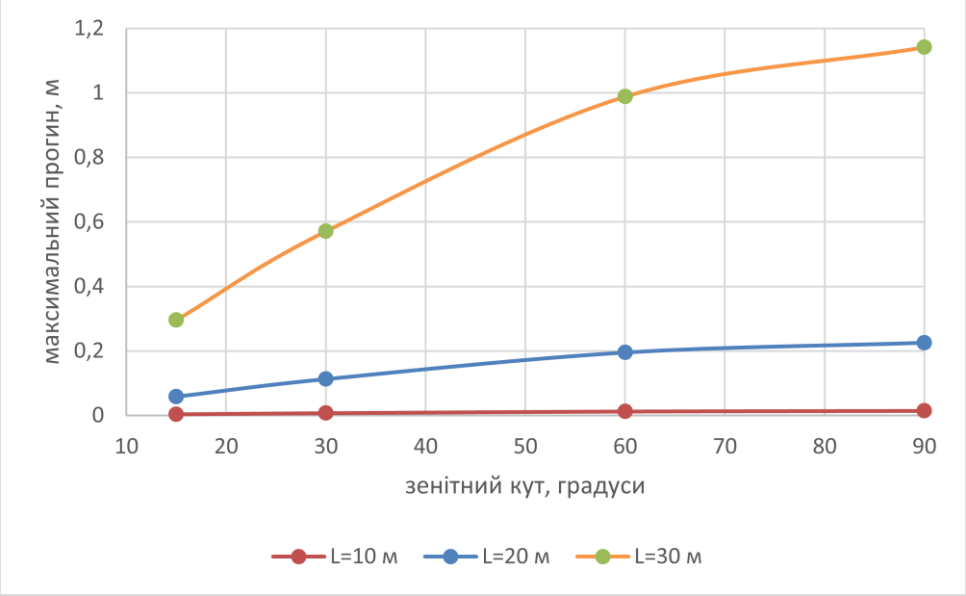


Рисунок 7 – Залежність максимального прогину колони труб діаметром 177,8 мм від зенітного кута за різних значень віддалі між центра торами

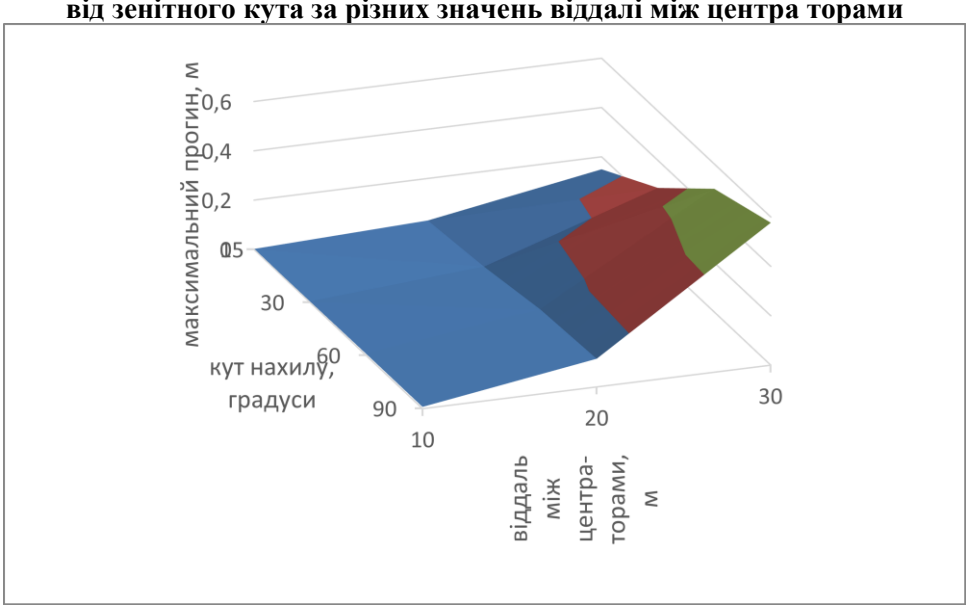


Рисунок 8 – Залежність прогину обсадної труби діаметром 245 мм від кута нахилу та віддалі між центраторами

віддалі між центраторами та кутах нахилу). Проте навіть для діаметра 245 мм прогин різко зростає при переході до віддалі 30 м та великих кутах (>60°), та досягає значних величин (≈ 0,49951 м). З аналізу 3D-залежностей випливає важливий практичний висновок: відстань між центраторами є більш вагомим технологічним чинником керування прогином, ніж зміна товщини стінки чи діаметра труб. Для запобігання ексцентриситету в інтервалах інтенсивного викривлення та великих зенітних кутів єдиним ефективним рішенням є зменшення кроку встановлення центраторів.

Отже, найбільший вплив на величину прогину має саме відстань між центраторами, а не діаметр: збільшення відстані з 10 м до 30 м дає кратне зростання прогину, тоді як збільшення діаметра на десятки міліметрів зменшує прогин поступово, але не настільки різко. Другим за значущістю фактором є кут нахилу – при збільшенні кута до 60° прогин може зростати у декілька разів. Для практики це означає: щоб зменшити провисання обсадної колони і відповідно збільшити зазор (δ_3), доцільно зменшувати віддаль між центраторами; застосування обсадних колон більшого діаметра також ефективне, але в меншій мірі, ніж зменшення віддалі між центраторами; необхідно враховувати критичність великих кутів нахилу. Для відстані 30 м між центраторами при великих кутках нахилу прогини можуть стати критичними, особливо для труб менших діаметрів, що може

викликати проблеми з центруванням, збільшенням сили тертя під час спуску колони, виникненням затяжок або навіть пошкодженням колони чи її недопуском до проектної глибини.

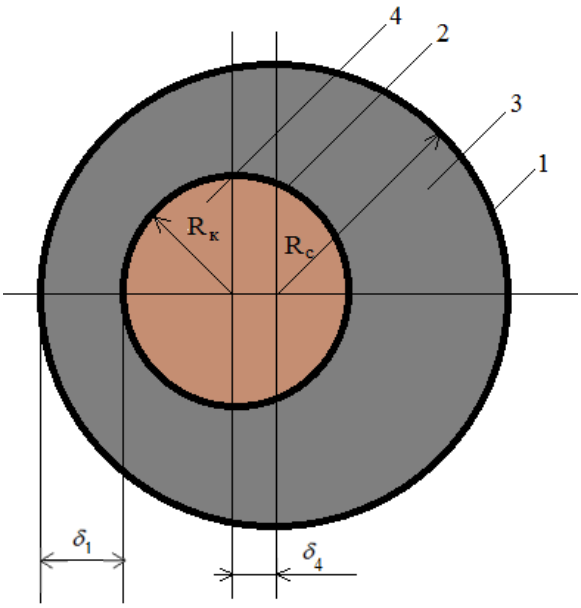
Знаючи зміщення обсадної колони до стінки свердловини, можна визначити ступінь центрування, як найменшу відстань між зовнішнім діаметром обсадної колони та стовбуром свердловини (рис. 9), який здебільшого залежить від типу центратора та його технічних характеристик. Інші чинники, такі як: діаметр свердловини, діаметр обсадної колони та зенітний кут теж впливають на ступінь центрування але вони визначають, насамперед, типорозмір центратора. Відповідно до рекомендацій API ступінь центрування (e) на центраторі у відсотках обчислюють так:

$$e = \frac{R_ц - R_к}{R_c - R_к} \cdot 100, \qquad (8)$$

де $R_ц$ – радіус центратора;

$R_к$ – зовнішній радіус колони м^2.

R_c – радіус свердловини.



1– стінки свердловини: 2 – обсадна колона; 3 – цементний розчин; 4 – промивальна рідина

Рисунок 9 – Схема визначення ступеня центрування обсадної колони

Розглянемо практичний приклад: обсадна колона зовнішнім діаметром 177,8 мм оснащена жорсткими центраторами типу «VariForm UR CT» зовнішнім діаметром 8" (203,2 мм) та 9"- (228,6 мм). Припущення: свердловина вертикальна, центратор не втискується в породу на стінках свердловини.

Згідно з рекомендаціями [20] діаметр долота ($D_д$)для буріння під 177,8 мм обсадну колону розраховують через діаметр з'єднувальної муфти:

$$D_д = D_м + 2\Delta, \qquad (9)$$

де $D_м$ – діаметр муфти; $D_м$=194 мм;

Δ – рекомендований радіальний зазор між муфтою та стінкою свердловини, Δ=15–25 мм. Тоді

$$D_д = 0{,}194 + 2 \cdot 0{,}025 = 0{,}244 м$$

Отже, для буріння свердловини буде використане долото стандартного діаметра – 244,5 мм. Якщо прийняти, що коефіцієнт каверзності дорівнює 1, то $D_c = D_д$, а максимально можливий радіальний зазор між опорною поверхнею центратора та стінкою свердловини ($\delta_ц$), якщо вісь свердловини і вісь обсадної колони збігаються, дорівнює:

для 8" центратора:

$$\delta_ц = \frac{244{,}5 - 203{,}2}{2} = 20{,}65 \text{ мм};$$

для 9" центратора:

$$\delta_ц = \frac{244{,}5 - 228{,}6}{2} = 7{,}95 \text{ мм}.$$

Максимально можливий радіальний зазор у будь-якому перерізі між обсадною колоною та стінкою свердловини (δ_1), якщо вісь свердловини і вісь обсадної колони збігаються, дорівнює:

для 8" центратора:

$$\delta_1 = \frac{244{,}5 - 177{,}8}{2} = 33{,}35 \text{ мм};$$

для 9" центратора:

$$\delta_1 = \frac{244{,}5 - 177{,}8}{2} = 33{,}35 \text{ мм}.$$

Мінімально можливий радіальний зазор між обсадною колоною та стінкою свердловини на центраторі (δ_1) і між центраторами (δ_3) якщо вони зміщені до стінки свердловини, тобто ($\delta_ц = 0$), а зенітний кут дорівнює нулю:

для 8" центратора:

$$\delta_1 = \frac{203{,}2 - 177{,}8}{2} = 12{,}7 \text{ мм};$$

для 9" центратора:

$$\delta_1 = \frac{228{,}6 - 177{,}8}{2} = 25{,}4 \text{ мм}.$$

Обчислення ступеня центрування:

для 8" центратора:

$$e = \frac{101{,}6 - 88{,}9}{122{,}25 - 88{,}9} \cdot 100 = 38{,}08\%;$$

для 9" центратора:

$$e = \frac{114{,}3 - 88{,}9}{122{,}25 - 88{,}9} \cdot 100 = 76{,}2\%.$$

Таблиця 3 – Результати обчислень радіальних зазорів та ступеня центрування 177,8 мм обсадної колони

Діаметр обсадної колони, мм	Діаметр свердловини, мм	Діаметр жорсткого центратора, мм (дюйми)	Ступінь центрування, %	Максимально можливий радіальний зазор $\delta_{ц}$, мм	Максимально можливий радіальний зазор δ_{1}, мм	Мінімально можливий радіальний зазор δ_{1}, мм
177,8	244,5	203,2мм (8")	38,08	20,65	33,35	12,7
	269		27,85	32,9	45,6	12,7
	293,4		21,97	45,1	57,8	12,7
	244,5	228,6 мм (9")	76,2	7,95	33,35	25,4
	269		55,7	20,2	45,6	25,4
	293,4		43,94	32,4	57,8	25,4

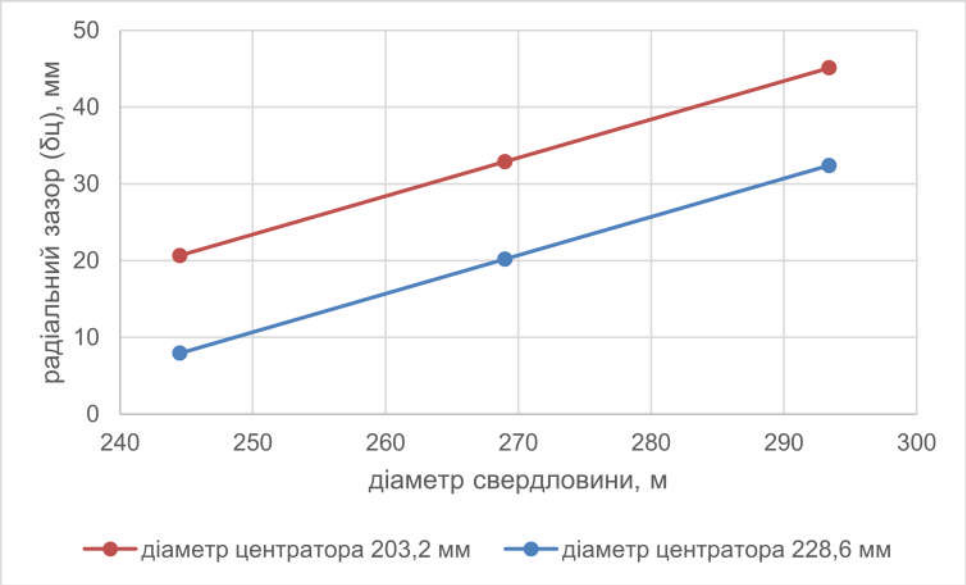


Рисунок 10 – Залежність максимально можливого радіального зазору ($\delta_{ц}$) від діаметра свердловини

Такі ж розрахунки виконані ще для двох варіантів стану стовбура свердловини пробуреної долотом 244,5 мм, залежно від коефіцієнта кавернозності:

$1. K_k = 1,1 \cdot D_c$ =269,0 мм;

$2. K_k = 1,2 \cdot D_c$ =293,4 мм.

Результати всіх обчислень подані у таблиці 3 за даними якої побудовані графічні залежності.

Залежність максимально можливого радіального зазору ($\delta_{ц}$) від діаметра свердловини для двох діаметрів центратора продемонстровано на рис.10.

Залежність ($\delta_{ц}$) від діаметра свердловини має лінійний характер (рис.10): зі зростанням діаметра свердловини значення ($\delta_{ц}$) прямопропорційно збільшується. Для центратора діаметром 203,2 мм ($\delta_{ц}$) зростає від 20,65 мм (діаметр свердловини 244,5 мм) до 45,1 мм (діаметр – 293,4 мм). Для центратора діаметром 228,6 мм цей показник становить відповідно 7,95 мм та 32,4 мм. Водночас, при використанні центратора більшого діаметра у свердловинах діаметром рівним діаметру долота, величина ($\delta_{ц}$) є критично малою (7,95 мм), навіть за умови, коли вісь обсадної колони збігається з віссю свердловини, що може призвести до ускладнень під час спуску обсадної колони та у процесі її цементування.

На рис.11 зображено залежність максимально можливого радіального зазору (δ_{1}) від діаметра свердловини для двох діаметрів центратора.

Залежність (δ_{1}) від діаметра свердловини подібна (рис. 11): зі зростанням діаметра свердловини значення (δ_{1}) збільшується від 33,35 мм до 57,8 мм. Проте для обох типів центратора ці значення практично ідентичні. Це пояснюється тим, що (δ_{1}) залежить від геометричних розмірів свердловини та обсадної колони і не залежить від діаметра центратора.

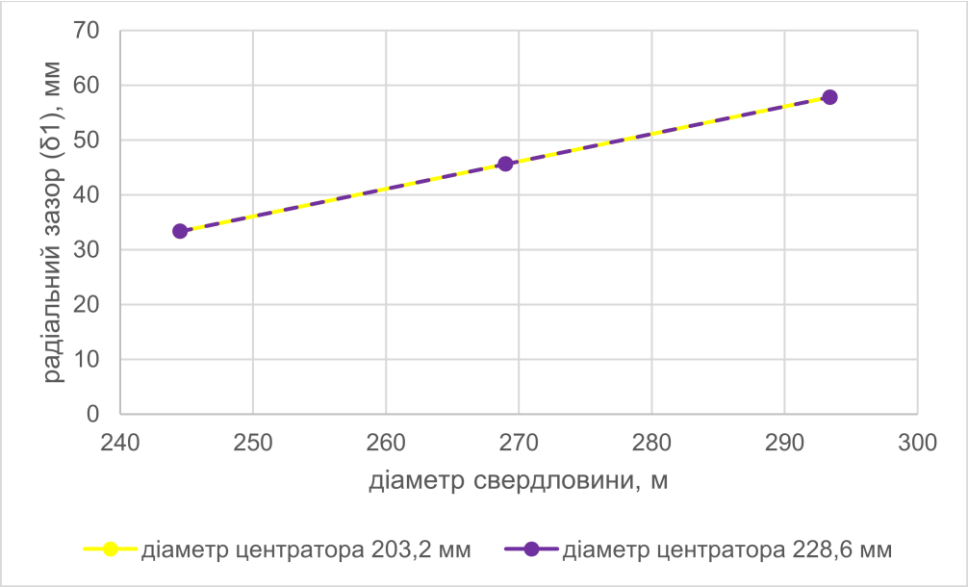


Рисунок 11 – Залежність максимально можливого радіального зазору (δ_1) від діаметра свердловини

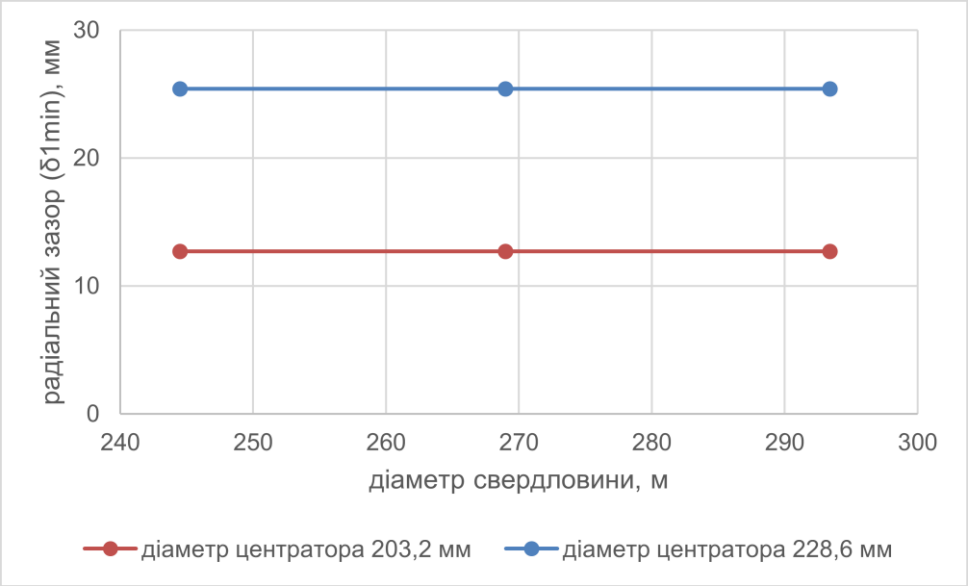


Рисунок 12 – Залежність мінімально можливого радіального зазору (δ_{1min}) від діаметра свердловини

Залежність мінімально можливого радіального зазору (δ_{1min}) від діаметра свердловини для двох діаметрів центратора зображено на рис.12.

На відміну від попередніх показників, (δ_{1min}) не залежить від діаметра свердловини (рис.12). Його величина визначається виключно співвідношенням діаметра центратора та діаметра обсадної колони відтак, використання центраторів більшого діаметра гарантовано збільшує цей мінімальний зазор. Він може мати таке саме значення на всій довжині інтервалу колони між двома центраторами у випадку, коли центратори зміщені до стінки свердловини і прогин колони відсутній. Така стабільність зазору вздовж інтервалу між центраторами, коли вони зміщені до стінки, має важливе практичне значення, оскільки дозволяє прогнозувати мінімальний зазор між обсадною колоною та стінками свердловини, незалежно від її діаметра та можливість формування зон защемлення промивальної рідини, що впливає на якість цементування.

Залежність ступеня центрування від діаметра свердловини графічно продемонстровано на рис.13.

Ступінь центрування обсадної колони істотно залежить як від діаметра свердловини, так і від діаметра жорсткого центратора (рис.13). Наведений графік чітко демонструє спадну залежність для обох типів центратора, що підтверджує висновок про негативний

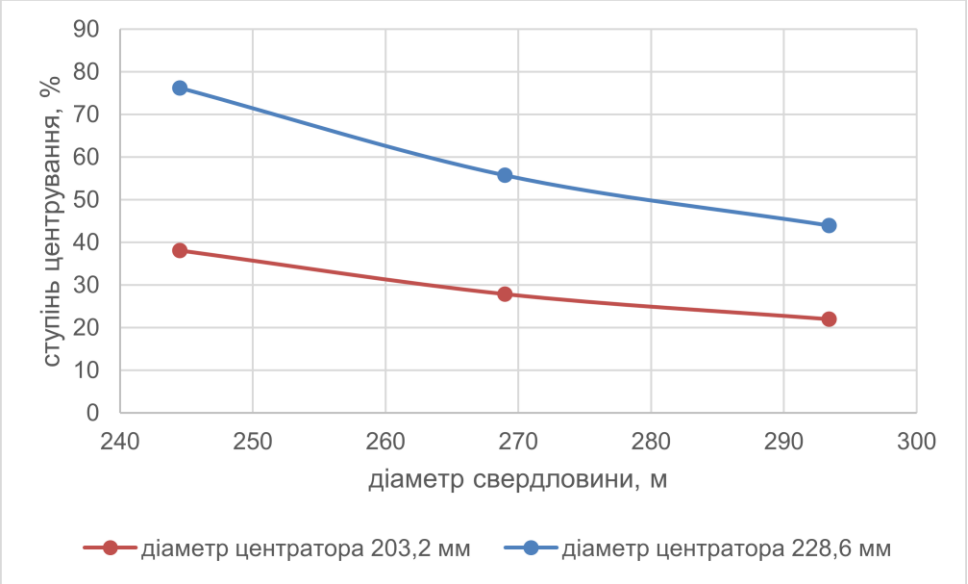


Рисунок 13 – Залежність ступеня центрування від діаметра свердловини

вплив збільшення діаметра свердловини на якість центрування. Для центратора діаметром 203,2 мм ступінь центрування за діаметра свердловини 244,5 мм становить 38,08 %, тоді як за діаметра 293,4 мм він зменшується до 21,97 %. Аналогічна тенденція спостерігається і для центратора діаметром 228,6 мм: ступінь центрування спадає з 76,2 % до 43,94 %. Причиною цього є збільшення розміру кільцевого простору: чим більший діаметр свердловини, тим більший можливий ексцентриситет обсадної колони. Відповідно, колона зміщується до стінки свердловини, що погіршує умови центрування. Загальна закономірність та практичне значення: – з використанням центратора більшого діаметра ступінь центрування завжди значно вищий, ніж для центратора меншого діаметра; – у міру збільшення діаметра свердловини ступінь центрування зменшується для обох типів центратора.

Слід зазначити, що незалежно від того, яку позицію займає вісь центратора по відношенню до осі свердловини ступінь центрування завжди матиме однакове значення. Тобто від ситуації коли вісь центратора та вісь свердловини збігаються і аж до зміщення центратора до стінки свердловини ступінь центрування однаковий. Коли центратор контактує зі стінкою свердловини, діаметр якої збільшується за сталих діаметрів колони і центратора, зазор на центраторі ($\delta_ц$) та зазор (δ_1) матимуть незмінні значення, хоча величина ступеня центрування при цьому зменшується. Тому показник API Centralization можна вважати інтегральною геометричною характеристикою положення обсадної колони відносно стінок свердловини. Проте він не враховує абсолютних розмірів кільцевого простору. За однакового значення ступеня центрування фактична мінімальна ширина кільцевого зазору може істотно відрізнятися залежно від діаметра свердловини, діаметра обсадної колони, ексцентриситету та інших геометричних параметрів системи. За таких умов однакове нормативне значення API може відповідати принципово різним умовам руху цементного розчину. При цьому показник ступеня центрування перестає однозначно характеризувати якість геометричних умов цементування і фактично втрачає свій фізичний зміст як критерій ефективності центрування. Виходячи з цього, об'єктом оцінювання повинно бути не досягнення нормативного значення API Centralization як такого, а забезпечення геометричних умов, необхідних для якісного цементування обсадної колони. Головною з таких умов є достатній мінімальний кільцевий зазор, який безпосередньо визначає можливість проходження цементного розчину та витіснення бурового розчину. На відміну від показника API Centralization, мінімальний кільцевий зазор є безпосередньою фізичною характеристикою простору, через який переміщується цементний розчин. Саме величина мінімального зазору визначає локальний гідравлічний опір, можливість витіснення бурового розчину, ризик утворення застійних зон та каналів, а також умови формування суцільного цементного кільця. Тому мінімальний кільцевий зазор безпосередньо пов'язаний із якістю цементування, тоді як показник API Centralization характеризує лише ступінь геометричного зміщення обсадної колони.

Висновки

1. Встановлено закономірності впливу геометричних параметрів системи «свердловина – обсадна колона – центратор» на величину прогину обсадної колони між центраторами. Показано, що найбільший вплив на прогин має відстань між центраторами, тоді як діаметр обсадної колони та зенітний кут свердловини є менш вагомими факторами. Наприклад, для обсадної колони діаметром 146 мм при зенітному куті 15° зміна віддалі між центраторами 10→20→30 метрів призводить до збільшення прогину 0,00528→0,08449→0,42773 м, відповідно. Тобто збільшення прогину досягає десятків разів. Зміна зенітного кута 15°→30°→60°→90° викликає збільшення прогину 0,00528→0,01020→0,01767→0,02040 м, тобто максимальне збільшення досягає 3,9 разів. Збільшення діаметра колони з 146 до 245 мм при 15° зменшує прогин з 0,00528 м до 0,00184 м, або у 2,9 рази.

2. Доведено, що збільшення діаметра жорсткого центратора підвищує ступінь центрування обсадної колони та мінімальний радіальний кільцевий зазор. Для 177,8 мм обсадної колони розташованої у свердловині діаметром 244,5 мм збільшення діаметра цетратора з 203,2 мм до 228,6 мм збільшує ступінь центрування та мінімальний радіальний кільцевий зазор у 2 рази. Тому під час вибору центраторів необхідно враховувати не лише ступінь центрування, а й забезпечення допустимого мінімального зазору між обсадною колоною та стінкою свердловини.

3. Показано, що для вертикальних свердловин використання центраторів з фіксованим діаметром не завжди забезпечує необхідні умови для якісного цементування, оскільки в окремих випадках може призводити до критичного зменшення мінімального кільцевого зазору. Так, за діаметра свердловини 244,5 мм максимально можливий радіальний зазор між опорною поверхнею центратора та стінкою свердловини ($\delta_ц$), якщо вісь свердловини і вісь обсадної колони збігаються, для 8" центратора дорівнює 20,65 мм тоді як для 9" – тільки 7,95 мм. У таких умовах вибір параметрів центратора доцільно здійснювати за критерієм забезпечення мінімального допустимого радіального зазору.

4. Доведено, що нормативний показник API Centralization не може розглядатися як універсальний критерій оцінювання ефективності центрування обсадної колони, оскільки однакові значення ступеня центрування можуть відповідати суттєво різним геометричним умовам у кільцевому просторі. Наприклад, з використанням жорсткого центратора сталого діаметра (203,2 мм) у свердловинах, діаметр яких збільшується (244,5→269,0→ 293,4 мм), призводить до погіршення ступеню центрування: 30,08→27,85→21,97 мм, хоча при цьому максимально можливий радіальний зазор $\delta_ц$ збільшується у 2,2 рази а δ_1 – у 1,7 рази.

5. На підставі викладеного вище, обґрунтовано доцільність використання мінімального кільцевого зазору як основного критерію оцінювання ефективності центрування обсадної колони, оскільки саме цей параметр безпосередньо визначає умови руху цементного розчину в затрубному просторі та якість формування цементного кільця.

Перспективи подальших досліджень будуть спрямовані на математичне моделювання різних розмірів кільцевого простору свердловини, залежно від співвідношення геометрії свердловини, обсадної колони та типорозміру центратора з метою оцінювання ступеня центрування, умов та коефіцієнта заміщення промивальної рідини цементним розчином.

Подяки

Дослідження виконано за фінансової підтримки Міністерства освіти і науки України (проєкт РК 0124U000668).

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел

1. McLean R. H., Manry C. W., Whitaker W. W. Displacement Mechanics in Primary Cementing. *Journal of Petroleum Technology*. 1967. Vol. 19, no. 2. P. 251–260. DOI: https://doi.org/10.2118/1488-pa

2. De Andrade J., Sangesland S. Cement Sheath Failure Mechanisms: Numerical Estimates to Design for Long-Term Well Integrity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016. Vol. 147. P. 682–698. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.032

3. Sabins F. L. Problems in Cementing Horizontal Wells. *Journal of Petroleum Technology*. 1990. Vol. 42, no. 4. P. 398–400. DOI: https://doi.org/10.2118/20005-pa

4. Розроблення ефективного центратора для обсадних колон похило скерованих свердловин / М. В. Сенюшкович та ін. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2024. № 19 (73). С. 126–139. DOI: https://doi.org/10.31471/2304-7399-2024-19(73)-126-139

5. Liu G., Weber L. D. Centralizer Selection and Placement Optimization. *SPE Deepwater Drilling and Completions Conference* (Galveston, Texas, USA, June 2012). DOI: https://doi.org/10.2118/150345-ms

6. Kragset S., Skadsem H. J. Effect of Buoyancy and Inertia on Viscoplastic Fluid: Fluid Displacement in an Inclined Eccentric Annulus With an Irregular Section. *ASME 2018 37th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering* (Madrid, Spain, 17–22 June 2018). 2018. DOI: https://doi.org/10.1115/omae2018-77519

7. Sanchez R. A., Brown C. F., Adams W. Casing Centralization in Horizontal and Extended Reach Wells. *SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition* (Vienna, Austria, March 2012). DOI: https://doi.org/10.2118/150317-ms

8. Tikhonov V., Bukashkina O., Gandikota R. Numerical Simulation of Casing Centralization. *11th World Congress on Computational Mechanics (WCCM XI)* (Barcelona, Spain, 20–25 July 2014). 2014. URL: https://congress.cimne.com/iacm-eccomas2014/admin/files/filePaper/p1297.pdf (date of access: 20.10.2026).

9. Phase-field Analysis of Fracture in Heterogeneous Wellbore Systems: Effects of Casing Eccentricity and Cement-Formation Interface Strength / S. Tharunsarathy et al. *Computational Engineering, Finance, and Science*. 2026. DOI: https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2026.106711

10. Salehi R., Paiaman A. M. A novel cement slurry design applicable to horizontal well conditions. *Petroleum & Coal*. 2009. Vol. 51, no. 4. P. 270–276.

11. Experimental study on the integrity of casing-cement sheath in shale gas wells under pressure and temperature cycle loading / D. Kuanhai et al. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 195. Art. 107548. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107548

12. Wang W., Taleghani A. D. Three-dimensional analysis of cement sheath integrity around Wellbores. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2014. Vol. 121. P. 38–51. DOI: https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.024

13. Numerical analysis on the centralization effect of improved horizontal well casing centralizer / J. Xie et al. *Frontiers in Energy Research*. 2023. Vol. 11. Art. 1304813. DOI: https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1304813

14. Well Cement Degradation and Wellbore Integrity in Geological CO2 Storages: A Literature Review / V. Nguyen et al. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*. 2021. Vol. 5, no. 3. Art. 000269. DOI: https://doi.org/10.23880/ppej-16000269

15. Технічні аспекти ефективного центрування обсадних колон / М. В. Сенюшкович та ін. *Нафтогазова енергетика*. 2025. № 2 (44). С. 55–69. DOI: https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-2(44)-55-69

16. Gorokhova L., Parry A., Flamant N. Comparing Soft-String and Stiff-String Methods Used to Compute Casing Centralization. *SPE/IADC Drilling Conference* (Amsterdam, The Netherlands, March 2013). DOI: https://doi.org/10.2118/163424-ms

17. Holt C., Lahoti N., Fortier V. New cementing method uses pipe movement to maximize displacement. *Drilling Contractor Magazine*. 2012. URL: https://drillingcontractor.org/new-cementing-method-uses-pipe-movement-to-maximize-displacement-21248 (date of access: 20.10.2026).

18. Casing Centralization and Pipe Movement in Cementing Operations for Improved Displacement Efficiency / J. Guzman et al. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference* (Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 2018). DOI: https://doi.org/10.2118/191255-ms

19. Specification for Bow-Spring Casing Centralizers : API Specification 10D / ISO 10427-1. 6th ed. Washington, D.C. : American Petroleum Institute, 2002 (Reaffirmed 2010). 24 p.

20. Коцкулич Я. С., Тищенко О. В. Закінчування свердловин : підручник. Київ : Інтерпрес ЛТД, 2009. 457 с.

References

1. McLean, R. H., Manry, C. W., & Whitaker, W. W. (1967). Displacement mechanics in primary cementing. *Journal of Petroleum Technology*, *19*(2), 251–260. https://doi.org/10.2118/1488-PA

2. De Andrade, J., & Sangesland, S. (2016). Cement sheath failure mechanisms: Numerical estimates to design for long-term well integrity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *147*, 682–698. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.032

3. Sabins, F. L. (1990). Problems in cementing horizontal wells. *Journal of Petroleum Technology*, *42*(4), 398–400. https://doi.org/10.2118/20005-PA

4. Senyushkovych, M. V., & et al. (2024). Rozroblennia efektyvnoho tsentratora dlia obsadnykh kolonn pokhylo skyerovanykh sverdlovyn [Development of an effective centralizer for casing strings of directional wells]. *Prykarpatskyi Visnyk NTSH. Chyslo*, (19(73)), 126–139. https://doi.org/10.31471/2304-7399-2024-19(73)-126-139 (in Ukrainian)

5. Liu, G., & Weber, L. D. (2012). *Centralizer selection and placement optimization*. Paper presented at the SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, Galveston, Texas, USA. https://doi.org/10.2118/150345-MS

6. Kragset, S., & Skadsem, H. J. (2018). *Effect of buoyancy and inertia on viscoplastic fluid: Fluid displacement in an inclined eccentric annulus with an irregular section*. Paper presented at the ASME 2018 37th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, Madrid, Spain. https://doi.org/10.1115/OMAE2018-77519

7. Sanchez, R. A., Brown, C. F., & Adams, W. (2012). *Casing centralization in horizontal and extended reach wells*. Paper presented at the SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, Vienna, Austria. https://doi.org/10.2118/150317-MS

8. Tikhonov, V., Bukashkina, O., & Gandikota, R. (2014). *Numerical simulation of casing centralization*. Paper presented at the 11th World Congress on Computational Mechanics (WCCM XI), Barcelona, Spain. https://congress.cimne.com/iacm-eccomas2014/admin/files/filePaper/p1297.pdf

9. Tharunsarathy, S., & et al. (2026). Phase-field analysis of fracture in heterogeneous wellbore systems: Effects of casing eccentricity and cement-formation interface strength. *Computational Engineering, Finance, and Science*. https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2026.106711

10. Salehi, R., & Paiaman, A. M. (2009). A novel cement slurry design applicable to horizontal well conditions. *Petroleum & Coal*, *51*(4), 270–276.

11. Kuanhai, D., & et al. (2020). Experimental study on the integrity of casing-cement sheath in shale gas wells under pressure and temperature cycle loading. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *195*, Article 107548. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107548

12. Wang, W., & Taleghani, A. D. (2014). Three-dimensional analysis of cement sheath integrity around wellbores. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *121*, 38–51. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.024

13. Xie, J., & et al. (2023). Numerical analysis on the centralization effect of improved horizontal well casing centralizer. *Frontiers in Energy Research*, *11*, Article 1304813. https://doi.org/10.3390/fenrg.2023.1304813

14. Nguyen, V., & et al. (2021). Well cement degradation and wellbore integrity in geological CO2 storages: A literature review. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*, *5*(3), Article 000269. https://doi.org/10.23880/ppej-16000269

15. Senyushkovych, M. V., & et al. (2025). Tekhnichni aspekty efektyvnoho tsentruvannia obsadnykh kolonn [Technical aspects of effective casing centralization]. *Naftohazova Enerhetyka*, (2(44)), 55–69. https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-2(44)-55-69 (in Ukrainian)

16. Gorokhova, L., Parry, A., & Flamant, N. (2013). *Comparing soft-string and stiff-string methods used to compute casing centralization*. Paper presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands. https://doi.org/10.2118/163424-MS

17. Holt, C., Lahoti, N., & Fortier, V. (2012). New cementing method uses pipe movement to maximize displacement. *Drilling Contractor Magazine*. https://drillingcontractor.org/new-cementing-method-uses-pipe-movement-to-maximize-displacement-21248

18. Guzman, J., & et al. (2018). *Casing centralization and pipe movement in cementing operations for improved displacement efficiency*. Paper presented at the SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago. https://doi.org/10.2118/191255-MS

19. American Petroleum Institute. (2002). *Specification for bow-spring casing centralizers* (API Specification 10D / ISO 10427-1, 6th ed., Reaffirmed 2010). API Publishing Services.

20. Kotskulych, Ya. S., & Tyshchenko, O. V. (2009). *Zakinchuvannia sverdlovyn* [Well completion] (Textbook). Interpres LTD. (in Ukrainian)

IMPACT OF CENTRALIZER TYPE AND WELLBORE GEOMETRY ON CASING CENTRALIZATION

Seniushkovych M. V.
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
https://orcid.org/0009-0008-9943-869X
e-mail: mykolasen56@gmail.com

Martsynkiv O. B.
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
https://orcid.org/0000-0003-4583-5944
e-mail: oleh.martsynkiv@nung.edu.ua

Vytvytskyi I. I.
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
https://orcid.org/0000-0003-3782-3695
e-mail: ivan.vytvytskyi@nung.edu.ua

Dudych I. F.
PhD, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
https://orcid.org/0000-0003-2917-0612
e-mail: ivan.dudych@nung.edu.ua
+380 096 106 78 18

Vytvytskyi I. I. (junior)
Postgraduate student
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
https://orcid.org/0009-0002-2795-8078
e-mail: ivan.vytvytskyi-a18524@nung.edu.ua

Yatsiuk O. M.
Postgraduate student
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
https://orcid.org/0009-0004-4331-3557
e-mail: omelian.yatsiuk-a18524@nung.edu.ua

Abstract. The reliability of oil and gas well casing and cementing largely depends on the degree of casing centralisation. This determines the uniformity of the annular clearance, the efficiency with which the cement slurry displaces the drilling fluid, the formation of a continuous annular cement sheath and the long-term annular sealability. This issue is particularly critical during the construction of directional and horizontal wells, where the placement of the casing eccentrically can significantly impair cementing conditions. This study aims to investigate how centraliser type and wellbore–casing system geometry influence casing standoff. It also seeks to establish the patterns that govern standoff variation depending on centraliser design, centraliser spacing, casing geometry and wellbore profile. Analytical methods were used to calculate the geometric parameters of the wellbore–casing–centraliser system and classical beam bending theory was employed to determine casing deflection between adjacent centralisers. The effects of centraliser spacing, casing diameter, wellbore inclination angle, centraliser outer diameter and borehole enlargement factor (caliper ratio) on radial annular clearance and casing standoff were analysed. It was found that centraliser spacing has the most significant impact on casing deflection, whereas the influence of casing diameter is less pronounced. Casing deflection increases sharply with greater hole inclination and wider centraliser spacing, resulting in poorer centralisation conditions. Increasing the diameter of a rigid centraliser was found to provide a higher degree of centralisation; however, this simultaneously reduces the minimum radial clearance between the casing string and the borehole wall. Furthermore, it has been demonstrated that the standard API Centralization metric cannot serve as a universal criterion for evaluating centralization efficiency, since identical values can correspond to fundamentally different geometric conditions for slurry flow in the annulus. This study's scientific novelty lies in demonstrating the need for a comprehensive assessment of casing centralisation that considers not only the API centralisation ratio, but also the minimum annular clearance, which directly affects mud displacement dynamics and the formation of an impermeable cement sheath. The practical significance of these findings is that they can be applied to select centraliser types and specifications, optimise centraliser spacing and design cementing programmes for casing strings in complex-trajectory wells.

Keywords: casing, annulus, deflection, radial clearance, casing pipe, stiffness, inclination angle.