



Науково-технічні проблеми нафтогазової інженерії

Прийнято 23.09.2025. Прорецензовано 06.10.2025. Опубліковано 26.12.2025.

УДК 622.244

DOI: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-55-69

ТЕХНІЧНІ АСПЕКТИ ЕФЕКТИВНОГО ЦЕНТРУВАННЯ ОБСАДНИХ КОЛОН

Сенюшкович М. В.

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

Дудич І. Ф. *

Доктор філософії
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
<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, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
<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. (2025). Технічні аспекти ефективного центрування обсадних колон. Нафтогазова енергетика, 2(44), 55-69. doi: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-55-69.

* 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, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15

<https://orcid.org/0009-0004-4331-3557>

e-mail: omelian.yatsiuk-a18524@nung.edu.ua

Анотація. Стаття присвячена дослідженню чинників, 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 стовбура свердловини. Також мають бути враховані параметри обсадної колони: діаметр обсадних труб, товщина стінки; довжина обсадної колони, група міцності сталі, а також параметри рідин у свердловині: густина бурового та цементного розчинів, коефіцієнт тертя, наявність твердих (абразивних) частинок у складі бурового розчину, його тиксотропні властивості. Швидкість спуску обсадної колони суттєво впливає на сам процес, тоді як її обертання та осьове переміщення визначають ступінь заміщення бурового розчину цементним. Обов'язково слід брати до уваги дані каверно- і профілометрії ствола свердловини, температуру в свердловині, інтервали пластів, у яких містяться агресивні середовища та взаємодію системи «центратор-гірський масив». Наголошено на складності вимог, яким повинні відповідати центратори та розглянуто їхні конструктивні особливості, переваги і недоліки різних типів центраторів (пружних, жорстких, напівжорстких, композитних), а також їхнє призначення. У роботі запропоновано методику розрахунку сили опору, що створюють пружні планки центратора, та розрахунки її величини для різних типів пружних центраторів: ЦП 114/146-165-1; ЦП 146/222-251-1; ЦП 194/245-270-1; ЦП 351/445-490-1. За результатами досліджень зроблено кілька важливих висновків: збільшення розмірів центратора призводить до збільшення сили опору; сила опору залежить від геометричних параметрів пружних планок та їх кількості; збільшення коефіцієнта тертя (μ) від 0,2 до 0,3 призводить до істотного зростання сили опору для кожного центратора (збільшення на ~25%).

Ключові слова: свердловина; обсадна колона; кріплення; центратор; ступінь центрування; концентричність; кільцевий простір.

Вступ

Сучасний економічний розвиток України вимагає збільшення обсягів видобутку нафти і газу для зменшення залежності від імпорту. Це передбачає розширення буріння, особливо похило-скерованих та надглибоких свердловин, що, своєю чергою, потребує значних матеріальних витрат та вдосконалення технологій кріплення. Спорудження свердловин є складним процесом, де якісне кріплення має вирішальне значення для їхньої довговічності та продуктивності. Обсадні колони, що є ключовим елементом кріплення, запобігають руйнуванню стінок і розмежовують пласти. Однак, для ефективного виконання своїх функцій вони потребують належного цементування. Проблема полягає в тому, що часто трапляється неефективне центрування обсадних колон, особливо в похилих і горизонтальних свердловинах. Це призводить до нерівномірного кільцевого зазору, де цементний розчин не може повноцінно витіснити промивальну рідину. В результаті утворюються канали, порожнечі та ділянки з низькою міцністю цементного каменю, що негативно впливає на якість кріплення. Вирішення цієї проблеми полягає у забезпеченні необхідного ступеня центрування, який, однак, важко досягти через недосконалість наявних центраторів. Аналіз показує, що ефективність

серійно виготовлених центраторів не відповідає сучасним вимогам, що призводить до частих порушень у процесах спорудження та експлуатації свердловин.

У межах наукових досліджень передбачено виявлення ключових чинників, що впливають на ефективність центрування обсадних колон у свердловинах з метою забезпечення формування їх надійного та довговічного кріплення.

Стаття підготовлена у рамках прикладного наукового дослідження на замовлення МОН України: «Розробка і виготовлення оболонкових демпферів, смартцентраторів та циклон-фільтрів для реалізації інноваційних технологій розвідки і видобутку корисних копалин». Наказ МОН України № 1572 від 27.12.2023 р. Шифр РК 0124U000668.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Аналіз промислових даних свідчить про зростання обсягів буріння похило-скерованих свердловин та їхні переваги у збільшенні обсягів видобування вуглеводнів. Незважаючи на їхню більшу вартість та складність спорудження, порівняно з вертикальними, економічна доцільність таких свердловин очевидна завдяки їхній швидкій окупності. Але головною

проблемою спорудження таких свердловин залишається формування якісного кріплення, що підтверджено авторами праці [1]. Це є наслідком неконцентричності розташування обсадної колони у свердловині через недостатню ефективність її центрування, що підкреслює необхідність подальших досліджень і розробок для вдосконалення технологій кріплення свердловин. Досить часто трапляються недопуски обсадних колон до проектних глибин, котрі іноді можуть сягати сотень метрів, на чому наголошено у роботі [2]. Негативні наслідки неякісного кріплення призводять до міжколонних тисків, міжпластових перетоків та грифонів, у результаті чого втрачаються значні обсяги видобування флюїду, а на усунення таких проблем витрачаються великі кошти і час на проведення ремонтно-ізоляційних робіт [3]. Наразі для центрування обсадних колон у свердловинах найчастіше використовують пружні центратори, рідше – жорсткі. Однак, ці центратори мають певні обмеження, оскільки їхні технічні характеристики не завжди відповідають потребам, а недостатньо обґрунтований вибір їх кількості та інтервалів встановлення призводить до ускладнень процесу спуску обсадної колони у свердловину. Все це в кінцевому підсумку знижує загальну ефективність роботи центрувальних пристроїв. Прийнято вважати, що ефективність центрування обсадних колон у свердловинах оцінюється ступенем центрування, величина котрого за вимогами [4] має складати не менше 67%, хоча там же зазначено, що за певних умов такої величини ступеня може бути недостатньо для якісного заповнення кільцевого простору цементним розчином. Розлого методику визначення ступеня центрування та чинники, котрі впливають на його величину, розглянуто у роботі [5]. Інші чинники, котрі визначають повноту витіснення бурового розчину з кільцевого простору свердловини та заміщення його цементним розчином, розглянуто у роботі [6]. У той же час автори роботи [7] стверджують, що створення рівномірного та інтегрованого цементного кільця навколо обсадної колони має вирішальне значення для зниження ризику втрати надійності кріплення свердловини, а, згідно з умовами моделювання, мінімальний відступ колони від стінки свердловини становить 20% від максимально можливої. Іншими словами, якщо відступ менший 20%, оболонка цементного каменю перейде в пластичну область та втратить свою цілісність. Крім забезпечення потрібного розміру зазору кільцевого простору центратори також сприяють проходженню обсадної ко-

лони та запобіганню диференціальному приховленню [8].

Важливо також знати та прогнозувати поведінку і закономірності деформації пружних планок центратора у процесі спуску обсадної колони та відновлення їх форми для центрування обсадної колони. У роботі [9] зазначено, що у літературі можна знайти небагато публікацій про моделювання пружних планок, особливо про їхню поведінку під час обертання обсадної колони виникнення сил опору у процесі спуску. За дослідженнями, поданими в роботі [10], величина сил опору залежить від глибини потенційного втискування елементів обсадної колони та центратора у стінки свердловини.

У статті [11] описана методологія вибору та експлуатації центраторів і заходи для забезпечення спуску обсадної колони до проектної глибини та необхідного ступеня центрування. Особлива увага звернута на коефіцієнт тертя, величина котрого, за аналізом спусків обсадних колон, дає значення від 0,20 до 0,60. Загалом, у сучасних дослідженнях трапляються різні значення коефіцієнтів тертя, але головний підхід зосереджений на зменшенні поверхні тертя [12] та підвищенні конструктивної міцності традиційних центраторів для протидії великій пусковій силі при вході в свердловину [13].

В теперішній час науковцями розробляються нові конструкції центраторів (наприклад, з приведенням у робоче положення на глибині), що дозволяє уникнути таких проблем, як значне тертя під час спуску, а також зменшує пошкодження стінок свердловини [14]. Незважаючи на отримані результати, сучасним розробкам бракує достатніх досліджень щодо вибору матеріалів для центратора, аналізу умов у свердловині та оцінки ефективності центрування. Однією з таких робіт є результати, подані в [15], де за допомогою методу скінченних елементів (МСЕ) досліджені різні геометрії центраторів для демонстрації змін поверхневих напружень залежно від типу пружної планки. Інший напрямок вирішення проблеми полягає у створенні інтегрованих центраторів шляхом витискування гвинтоподібних ребер на тілі обсадної труби [4]. Відомі розробки стержневих центраторів з радіальними упором, різними варіантами кріплення дугоподібних пружних планок та розраховано їхні жорсткісні характеристики [16]. Для забезпечення ефективного центрування обсадних колон необхідно також враховувати результати геофізичних досліджень, про що зазначено у статті [17].

Значний вплив на процес заміщення бурового розчину цементним за різного ексцентриситету обсадної колони у свердловині має температура, що досліджено у статті [18]. Ефективність витіснення зменшується зі зростанням температури та зі зменшенням ступеня центрування. Це свідчить про те, що в реальних умовах спорудження свердловин контроль ексцентриситету обсадної колони має вирішальне значення для ефективності витіснення бурового розчину.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Під час спуску обсадної колони, обладаної центраторами, виникає додатковий опір, зумовлений деформацією пружних планок, що найбільш інтенсивно проявляється на інтервалах із ускладненими геометричними та геологічними умовами. Для оцінки цієї сили опору та запобігання пошкодженню центратора під час його введення у свердловину (так званої початкової сили) необхідно визначити чинники, що впливають на величину цієї сили, моделювати процес деформації пружної планки та розробити відповідну методику розрахунку.

Мета та завдання досліджень

Мета статті полягає в дослідженні ключових чинників, що впливають на якість центрування обсадної колони у свердловині, а також у визначенні критеріїв для вибору оптимального типу центраторів та схеми їх розташування.

Завдання, що мають бути вирішені у ході дослідження:

1. Провести аналіз публікацій для отримання комплексної картини про стан технологій, актуальні проблеми та основні тенденції, пов'язані з центруванням обсадних колон у свердловинах.

2. Виділити ключові фактори, що визначають ефективність центрування обсадних колон та вимоги до центраторів.

3. Розглянути типи використовуваних центраторів, їхні конструктивні особливості, виявити переваги та недоліки, а також сучасні тенденції у напрямку удосконалення технології їх виготовлення.

4. Визначити критерії вибору типу центратора, а також принципи підбору їх кількості та схеми розташування на обсадній колоні.

5. Розрахувати величину сили опору, що створює центратор під час його переміщення з розширеного інтервалу свердловини у звужений.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Центратори відносно прості за конструкцією механізми, але вимоги, які ставлять до них, достатньо складні. Це насамперед забезпечення проходження обсадних труб по стволу свердловини до проектної глибини; недопущення пошкоджень внутрішньої поверхні труб; недопущення руйнування гірських порід; мінімізація гідравлічного опору у процесі спуску обсадної колони; забезпечення максимально можливої концентричності обсадної колони; забезпечення безперешкодного закачування технологічних рідин у процесі цементування; забезпечення турбулізації потоку закачуваних технологічних рідин; забезпечення осьового та обертального переміщень обсадної колони; надійність роботи та низька вартість.

Як бачимо, до центраторів висувають суперечливі вимоги, наприклад, жорсткість пристроїв має забезпечувати плавне та безперешкодне опускання колони обсадних труб, для чого значення жорсткості має бути якомога меншим. У момент досягнення проектної глибини центратор має забезпечити концентричність колони у свердловині, що можливо за максимального значення жорсткості. Сумістити такі протилежності у одній конструкції центратора вкрай складно, але за наявності їх різних типів можна знайти компромісне рішення, розробляти удосконалені та багатофункціональні конструкції або центратори зі змінною по довжині жорсткістю планок.

Щоб досягнути ефективного центрування обсадної колони, слід врахувати такі ключові фактори:

1. Параметри свердловини, до яких належать: тип свердловини, що характеризує її положення у просторі (тобто вертикальна, похило-скерована чи горизонтальна); геометрія свердловини, котра відображає локальні викривлення, каверни та нерівномірність діаметра ствола, які ускладнюють центрування; номінальний діаметр свердловини, що має відповідати діаметру долота, від якого залежить тип центратора, його діаметр та конструкція; глибина спуску обсадної колони та довжина інтервалу центрування, від чого залежить кількість центраторів та віддалі між ними; інтенсивність викривлення осі свердловини (одночасна зміна зенітного та азимутального кутів), від якої залежить величина сили спротиву переміщенню колони по стволу свердловини.

2. Параметри обсадної колони. Насамперед, зовнішній діаметр обсадних труб, використовуваних для комплектування колони, кот-

рий може мати різні значення; товщина стінки труб; довжина обсадної колони та група міцності сталі. Від цих показників залежить вага колони та її жорсткість, що впливає на вибір типорозміру центратора. Потрібно також враховувати наявність антикорозійного покриття на внутрішній поверхні труб, котре може пошкоджуватись певними видами центраторів у ході їх переміщення колоною.

3. Параметри рідин у свердловині. У процесі спуску обсадної колони свердловина заповнена буровим розчином певної густини, що впливає на плавучість колони, тобто зменшення її ваги та, відповідно, навантаження на центратори. Надмірно густий або тиксотропний буровий розчин знижує ефективність його заміщення цементним, навіть у разі якісного центрування, та може ускладнювати проходження через нього певних видів центраторів під час спуску (поршневий ефект), а це створює небезпеку збільшення гідравлічного тиску на пласти. Слід мати на увазі те, що різні бурові розчини забезпечують різні значення коефіцієнта тертя планок центратора та поверхні обсадних труб до стінок свердловини, від чого залежить величина сили опору. Відповідно до рекомендацій [5] значення цього коефіцієнта слід вибирати залежно від типу бурового розчину: для розчинів на водній основі - від 0,25 до 0,35; для розчинів на нафтовій основі - від 0,15 до 0,25. Ці величини дещо не узгоджуються з дослідженнями, зазначеними у [3], тому доцільно проводити лабораторні випробування з вимірювання коефіцієнтів тертя для різних матеріалів і систем бурових розчинів. Важливе значення має наявність твердих і абразивних частинок у складі бурового розчину, оскільки це впливає на інтенсивність зношення елементів центратора у процесі спуску. Високі тиксотропні властивості бурового розчину (статична та динамічна напруга зсуву, пластична в'язкість) не сприяють турбулізації потоку, а надмірна товщина глинистої кірки збільшує силу опору для спуску колони. Властивості цементного розчину, котрий закачують у свердловину після спуску обсадної колони до проектної глибини, впливають на ступінь заміщення та його рівномірний розподіл по висоті і периметру кільцевого простору.

4. Інші фактори. Швидкість спуску колони має суттєвий вплив на перебіг цього процесу. Занадто швидкий спуск обсадної колони призводить до збільшення тиску на стінки свердловини через зростання динамічної складової тиску. Занадто повільний спуск призводить до затягування часу, через що у свердловині мо-

жуть відбутись зміни стану ствола. В окремих випадках для покращення процесу заміщення бурового розчину цементним рекомендовано обертання та осьове переміщення обсадної колони. Але такі маніпуляції потребують надійного фіксування центраторів на колоні, інакше вони змістяться з місця їх встановлення, що призведе до ексцентриситету кільцевого простору. Також необхідно брати до уваги дані каверно- і профілеметрії ствола свердловини та температуру в свердловині, інтервали пластів, у яких містяться агресивні середовища, оскільки це впливає на властивості матеріалів центраторів та їхню корозійну стійкість.

Але чи не найголовнішим чинником слід вважати взаємодію системи «центратор-гірський масив», що, головню, залежить від твердості гірських порід. У всіх ситуаціях, коли використовуються центратори, передбачається, що гірська порода матиме достатню міцність, щоб витримати навантаження центратора. Роздроблений або повністю неконсолідований пласт погано реагуватиме на сили центратора, а отже, можна очікувати, що центратор матиме високий потенціал до заглиблення в нього. Ймовірність того, що центратор заглибиться у породу, залежить від: кута нахилу свердловини; наявності локальних викривлень ствола, виступів; типу гірської породи та її міцнісних характеристик; типу центратора; форми та площі контакту; сили нормальної реакції (сила взаємодії пружної планки і стінки свердловини). На жаль, до теперішнього часу у галузі проведено дуже мало досліджень на цю важливу тему.

Для обґрунтованого вибору типу та конструкції центраторів слід виходити з їхнього призначення, переваг і недоліків, що притаманні кожному з них. На сьогодні у нафтогазовій промисловості для центрування обсадних колон використовують декілька основних типів центраторів, до яких належать: пружні, жорсткі, напівжорсткі та композитні. Кожен тип має свої унікальні переваги та недоліки, що визначають їх оптимальне застосування в різних умовах свердловини.

Пружні центратори

Застосування: Найпоширеніший тип, використовується в більшості умов спорудження свердловин: як вертикальних, так і слабко викривлених (до 15-20°), особливо в інтервалах з кавернами або звуженнями.

Особливості пружних центраторів. Центратори цього типу зменшують площу контакту обсадних труб зі стінками свердловини під час спуску, знижуючи силу тертя між ними

та ймовірність прихоплення колони, що сприяє більш плавному та безпечному спуску. Окремі пружні центратори (наприклад, з похилими гвинтовими ребрами) можуть забезпечувати турбулізацію висхідного потоку. За характером кріплення пружних планок, центратори можуть бути зварними та розбірними. У зварних пружні елементи приварені до основи кілець, у розбірних кріпляться шарнірно. Розбірні мають значні переваги, оскільки відсутність зварних з'єднань підвищує надійність та дозволяє транспортувати центратори у розібраному стані, що зручніше для логістики та збирання безпосередньо на місці перед встановленням на труби. Збирання таких центраторів є оперативним та простим. Виробники пропонують два різновиди пружних центраторів: пружні (ЦП) та центратори-турбулізатори (ЦТ). ЦП – класичний тип центратора, що виконує лише функцію центрування обсадної колони. ЦТ – особливий вид центраторів, які, окрім центрування, виконують функцію турбулізації потоку закачуваних рідин.

Переваги пружних центраторів: завдяки пружним планкам ці центратори мають тенденцію демонструвати високі пускові та робочі сили; добре проходять через звужені ділянки ствола свердловини завдяки гнучкості пружних планок; універсальність застосування, тобто вони ефективні у вертикальних та у свердловинах з невеликими значеннями Zenітного кута, і широко застосовуються за різних розмірів діаметра їх ствола; забезпечують надійне центрування, навіть за зміни діаметра ствола, а окремі конструкції додатково турбулізують потік рідин під час їх руху по кільцевому простору; простота та оперативність монтажу; висока надійність.

Недоліки пружних центраторів: мають відносно невисоку відновлювальну силу порівняно з жорсткими; планки можуть не зворотно деформуватися під час спуску; обмеження по кривизні свердловини, тобто не рекомендовані для використання у свердловинах з горизонтальними ділянками або зі значними викривленнями (більше 15-20°); обмеження по діаметру свердловини, оскільки можуть виникати такі самі ризики, як і за обмежень по кривизні свердловини; під час спуску обсадних колон у глибокі свердловини можливе значне зношення планок; планки центратора під час переміщення колоною можуть призвести до пошкодження антикорозійного покриття або, навіть, і поверхні труб.

Жорсткі центратори

Застосування. Жорсткі центратори широко застосовуються в тих випадках, де потрібна висока жорсткість та стабільне положення колони, наприклад, у вертикальних та похило-скерованих свердловинах із відносно стабільним діаметром ствола, стінки яких складені щільними, міцними породами без каверн.

Особливості жорстких центраторів. Жорсткі центратори відрізняються від пружних своєю негнучкою конструкцією, котра забезпечує високу опорну силу і стабільне центрування (сталий зазор) незалежно від бокових навантажень або нерівностей стінок свердловини. Крім того, вони зменшують ймовірність заклинювання обсадної колони під час спуску та особливо ефективні у горизонтальних та похилих свердловинах, де гравітація може спричинити значне зміщення колони від осі свердловини.

Існує декілька основних типів жорстких центраторів, які відрізняються конструкцією та функціональними можливостями: прямі (лопатеві), спіральні (гвинтові), центратори з роликами, суцільні, центратор-муфта, інтегровані.

Переваги жорстких центраторів: пускові сили дорівнюють нулю, що дозволяє безперешкодно вводити центратор в колону на усті; забезпечення мінімального зазору, що є однією з їхніх головних переваг; деформування центрувальних планок, що дозволяє центратору проходити по стволу свердловини з малим поперечним перерізом; фіксоване позиціонування; висока міцність на вигин; мінімальний опір потоку рідин; забезпечення функції очищення стінки свердловини від глинистої кірки.

Недоліки жорстких центраторів: неефективне центрування у перерізах свердловин великого діаметра та за наявності каверн; ризик заклинювання; обмежена гнучкість; складність монтажу та фіксації.

Напівжорсткі центратори

Застосування. Напівжорсткі центратори є гібридним типом пристроїв, що поєднують бажані характеристики як пружних, так і жорстких центраторів. Це дозволяє їм забезпечувати ефективне центрування в широкому діапазоні умов свердловини, вирішуючи обмеження, притаманні лише пружним або лише жорстким конструкціям. Ефективні в умовах, де потрібний високий ступінь центрування, наприклад, у похило-скерованих і горизонтальних свердловинах, а також у свердловинах з великою довжиною обсадних колон або складним профілем.

Особливості напівжорстких центраторів. Вони забезпечують високі відновлювальні та центрувальні сили за низьких початкових сил та сил опору, а їхня адаптивність до складної геометрії ствола свердловини є ключовою для умов, де потрібна як гнучкість, так і висока центрувальна сила. Також мають високу стійкість до радіальних навантажень та здатність відновлюватися після мікродеформацій.

Переваги напівжорстких центраторів: зменшення сили тертя, оскільки матеріали, з якого вони виготовляються, мають низький коефіцієнт тертя; висока стійкість до зносу та корозії в агресивних середовищах; достатня гнучкість; економічна доцільність використання за кінцевим результатом.

Недоліки напівжорстких центраторів: можуть бути менш ефективними в сильно кавернозних свердловинах порівняно з пружними центраторами; окремі матеріали можуть мати обмежену температурну стійкість.

Композитні центратори

Застосування. Композитні центратори є різновидом жорстких центраторів суцільного корпусу, які можуть бути виготовлені повністю з композитного матеріалу, або гібридні конструкції, де композитні елементи поєднуються з металевими частинами. Однією з ключових конструктивних особливостей композитних центраторів є їхня цілісна конструкція та гладка конічна форма, що дозволяє центратору легко проходити перешкоди у стволі свердловини, мінімізуючи тертя та ризик застрягання. Ці центратори розроблені для поєднання функцій традиційного жорсткого та роликового центраторів, що забезпечує їхню універсальність та ефективність у різноманітних умовах свердловини. Розроблені різні варіанти конструкції композитних центраторів, кожен з яких оптимізований для конкретних умов.

Особливості композитних центраторів. Однією з найважливіших характеристик є їхній низький коефіцієнт тертя та висока зносостійкість. Деякі полімерні центратори можуть мати до 67% менший коефіцієнт тертя порівняно з термореактивними полімерними центраторами та на 85% менший, ніж сталеві центратори. Вони демонструють високу термостійкість, причому деякі композитні центратори можуть витримувати температури до 175°C або навіть до 205°C. Цілісна композитна конструкція забезпечує високу стійкість до ударних навантажень та довговічність. Деякі моделі були випробувані на вертикальну силу до 410 кН, що підтверджує їхню міцність у складних умовах.

Матеріали для виготовлення композитних центраторів. Для їх виготовлення використовують комбінації сучасних багатокомпонентних матеріалів, а саме: скловолокно; вуглецеве волокно; графіт; кевлар, котрі мають функцію армування та підвищення міцності. Як матричні матеріали, що зв'язують армуючі волокна, використовують полімерні смоли та поліетилен (PE) з додатковими присадками для покращення специфічних властивостей, таких як УФ-стійкість, вогнестійкість або ударостійкість.

Переваги композитних центраторів: висока міцність за малої ваги; висока стійкість до корозії та ерозії; немагнітні властивості; низький коефіцієнт тертя; стійкість до високих температур; довговічність; менша схильність до пошкодження внутрішньої поверхні обсадних колон.

Недоліки композитних центраторів: більша вартість порівняно з традиційними сталевими; крихкість (для деяких типів).

Обґрунтування вибору типорозміру центратора та схеми їх розташування. Вибір центратора – це багатofакторна оптимізаційна задача, що вимагає глибокого розуміння як характеристик самого інструменту, так і специфічних умов свердловини. Очевидно, що не існує універсального "найкращого" центратора; кожен тип обладнання має свої сильні та слабкі сторони, і його ефективність визначається конкретними геолого-технологічними умовами свердловини. Тому знаючи конструктивні особливості центраторів, їхні переваги та недоліки необхідно враховувати ключові чинники для вибору його оптимального типу, кількості та схеми розташування. Оскільки кожна свердловина, зазвичай, кріпиться декількома обсадними колонами то вимоги до якості їх цементування можуть різнитись, але, у будь-якому випадку, найвищі вимоги, виходячи з призначення, висуваються до цементування експлуатаційних колон. Однак, тут потрібно розуміти, що забезпечення відповідної якості цементування тільки завдяки ефективному центруванню колони, нехтуючи обґрунтуванням інших факторів (властивості цементного розчину, використання буферних рідин, спосіб цементування та режими закачування тощо), досягнути неможливо.

Жорсткі та суцільні центратори мають менші робочі сили, ніж пружні центратори, однак їх фіксований зовнішній діаметр обмежує здатність підтримувати високий ступінь центрування у інтервалах свердловин збільшеного, порівняно з номінальним, діаметра. Крім того,

внутрішній діаметр попередньої колони часто обмежує зовнішній діаметр центратора, який можна спустити для центрування обсадної колони у відкритому стволі свердловини. Ступінь центрування, що досягається жорсткими центраторами, може бути недостатнім для ефективного заміщення бурового розчину та заповнення всього об'єму кільцевого простору цементним розчином. І навпаки, пружинні центратори можуть не витримувати бічних навантажень, що виникають у стволі свердловини, обмежуючи, таким чином, ступінь центрування, який може бути запроєктований.

Іншим важливим моментом є те, чи оптимальний вибір центраторів для обсадної колони зроблений до того, як стане відомим фактичний розмір (за результатами профілеметрії) незакріпленого інтервалу свердловини, оскільки часто цей розмір обґрунтовують на підставі інформації з уже пробурених на родовищі свердловин. У цій ситуації, якщо фактичний діаметр виявиться збільшеним, може бути занадто пізно змінювати попередньо обраний тип центратора. Загалом для свердловини зі збільшеним поперечним перерізом, пружні центратори можуть забезпечити вищий ступінь центрування, якщо робочі та нормальні сили є прийнятними. Центратори з подвійною дугою також можуть забезпечити достатній ступінь центрування при зменшеному рівні робочих сил. Існує багато ситуацій, коли пружні центратори не працюють належним чином через великі нормальні та/або робочі сили, наприклад, у ситуаціях з великим викривленням свердловини. За таких обставин і для складних траєкторій свердловин може знадобитися використання суцільних або жорстких центраторів. Вибір типу центратора (або комбінації центраторів) слід здійснювати за допомогою симулятора розміщення центратора для фактичного стану свердловини. Що стосується обґрунтування кількості центраторів та схеми їх розташування, то це завдання вирішити складніше. Зазвичай тут виходять з таких міркувань, щоб мінімізувати кількість точок провисання обсадної колони у свердловині або зовсім їх уникнути. Для цього сервісні компанії, що надають послуги з такого напрямку, використовують своє власне програмне забезпечення, котре моделює положення обсадної колони у свердловині, розраховує сили, що діють на колону (вага, гідростатичний тиск, сили тертя), моделює прогин колони між центраторами, визначає оптимальну кількість центраторів та місця їх встановлення для досягнення бажаного ступеня центрування. Тут постає питання:

наскільки точно модель відображає реальне положення обсадної колони у стволі свердловини.

Визначення сили опору, що створюють пружні планки центратора. Всі типи перелічених вище центраторів (окрім жорстких) оснащуються пружними планками, тому важливо знати величину сили їхнього деформування під час переміщення з розширеного інтервалу свердловини у звужений та величину початкової сили при введенні центратора у колону на усті. Це дозволить запобігти можливій надмірній деформації планок та пошкодження центратора і оцінити величину сили опору, створювану кожним центратором під час спуску обсадної колони. Оскільки центратор оснащений певною кількістю пружних планок (зазвичай від 4 до 6), то сумарна сила опору на одному центраторі дорівнює сумі сил деформування всіх планок. Окрім того, тут розглядається такий варіант, коли стінки свердловини складені міцними породами і планки центратора не заглиблюються у них. Для обчислення сили деформування планки, жорстко прикріпленої до двох кілець центратора, на рисунку зображена розрахункова схема. Центратор з одного боку зафіксований стопорним кільцем (на рис. не зображено) на обсадній колоні, що унеможливило його зміщення у цьому напрямку (т.1), з іншого боку можливе осьове зміщення (т.2).

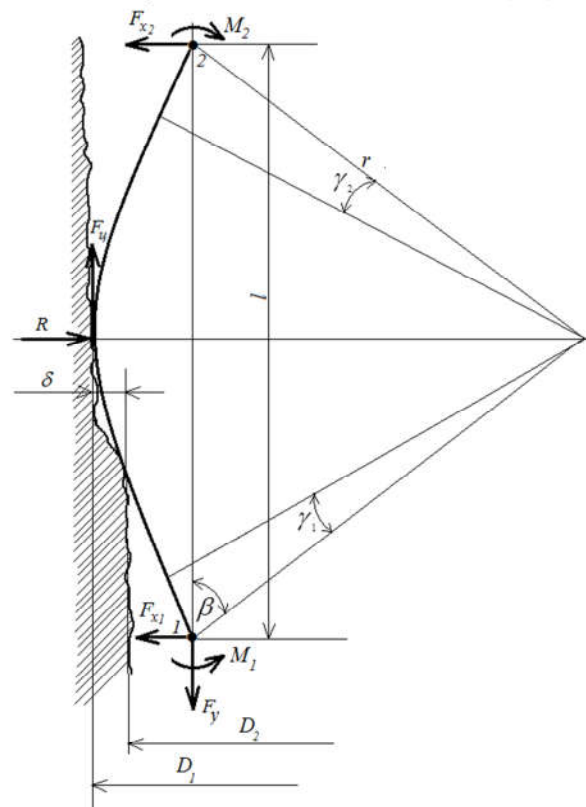


Рисунок 1 – Розрахункова модель планки центратора

Для переміщення центратора з розширеного ствола (діаметр D_1) у звужений інтервал (діаметр D_2) необхідно, щоб відбулось зміщення опуклої точки планки на величину (δ).

$$\delta = \frac{D_1 - D_2}{2}, \quad (1)$$

де D_1 – діаметр розширеного ствола свердловини, що дорівнює діаметру кола описаного навколо опуклих точок планок;

D_2 – діаметр звуженого інтервалу свердловини.

У точці контакту опуклої планки зі стінкою свердловини виникає реакція R , котра утримує планку у zdeформованому стані. Величину цієї сили можна визначити використавши рівняння теорії опору матеріалів:

$$\delta = \frac{du}{dR} = \int_s \frac{M_{\gamma 1}}{EI} \cdot \frac{dM_{\gamma 1}}{dR} ds + \int_s \frac{M_{\gamma 2}}{EI} \cdot \frac{dM_{\gamma 2}}{dR} ds, \quad (2)$$

де E – модуль Юнга матеріалу пружних планок центратора;

I – момент інерції поперечного перерізу пружної планки.

$$I = \frac{b \cdot t^3}{12}, \quad (3)$$

де b – ширина пружної планки центратора;

t – товщина пружної планки центратора.

Згинальні моменти $M_{\gamma 1}$ та $M_{\gamma 2}$ відповідно дорівнюють:

$$M_{\gamma 1} = -F_{x1} \left[\frac{l}{2} - r \cdot \cos(\beta + \gamma_1) \right] - \quad (4)$$

$$-F_y \cdot r \left[\sin(\beta + \gamma_1) - \sin \beta \right] + M_1;$$

$$M_{\gamma 2} = -F_{x2} \left[\frac{l}{2} - r \cdot \cos(\beta + \gamma_2) \right] + M_2. \quad (5)$$

Складаючи суму моментів відносно опорних точок 1 та 2 та проєктуючи сили на вісь y , можна визначити сили F_y , F_{x1} та F_{x2} . Конструктивні параметри центратора β та r визначаються за такими виразами:

$$\beta = \frac{\pi}{2} - \arcsin \frac{l}{2r}; \quad (6)$$

$$r = \frac{(D_u - D_k - 2t)^2 + l^2}{4(D_u - D_k - 2t)}, \quad (7)$$

де D_u – діаметр центратора, котрий дорівнює діаметру описаного кола навколо опуклих точок планок, тобто це D_1 ;

D_k – зовнішній діаметр кільця центра то ра, до якого прикріплені планки.

Значення моментів M_1 та M_2 визначимо з умови, що кут повороту опорних перерізів дорівнює нулю.

$$\Theta_1 = \frac{du}{dM_1} = \quad (8)$$

$$= \int_s \frac{M_{\gamma 1}}{EI} \cdot \frac{dM_{\gamma 1}}{dM_1} ds + \int_s \frac{M_{\gamma 2}}{EI} \cdot \frac{dM_{\gamma 2}}{dM_1} ds = 0;$$

$$\Theta_2 = \frac{du}{dM_2} = \quad (9)$$

$$= \int_s \frac{M_{\gamma 1}}{EI} \cdot \frac{dM_{\gamma 1}}{dM_2} ds + \int_s \frac{M_{\gamma 2}}{EI} \cdot \frac{dM_{\gamma 2}}{dM_2} ds = 0.$$

Підставляючи у вирази (8) і (9) значення моментів $M_{\gamma 1}$ та $M_{\gamma 2}$ з виразів (4) і (5), інтегруємо ці вирази у межах від 0 до $(\frac{\pi}{2} - \beta)$. У результаті сумісного розв'язку отриманої системи рівнянь та необхідних перетворень отримаємо спрощені вирази для визначення M_1 та M_2 .

$$M_1 = z_1 \cdot R; \quad (10)$$

$$M_2 = z_2 \cdot R. \quad (11)$$

Параметри z_1 та z_2 визначають так:

$$z_{1,2} = \left\{ \mu \cdot r (1 - \sin \beta) \left[\pm \left(\frac{\pi}{2} - \beta \right) \mp \frac{\sin 2\beta}{2} \right] + \right. \\ \left. + \mu \cdot l (\pm \sin \beta \mp \frac{\sin^2 \beta}{2} \mp 0,5) \right\} \times \{ (\pi - 2\beta) - \sin 2\beta \}^{-1} + \\ + \left\{ \left(\frac{\pi}{2} - \beta \right) \cdot \frac{l}{2} - r (1 - \sin 2\beta) - \right. \\ \left. - \mu \cdot r \left[\left(\frac{\pi}{2} - \beta \right) \cdot \sin \beta - \cos \beta \right] \right\} \times \{ \pi - 2\beta \}^{-1}. \quad (12)$$

Тут верхні знаки стосуються визначення z_1 , а нижні z_2 – відповідно. У цьому виразі μ – коефіцієнт тертя планок центратора по стінках свердловини. Його величина залежить від складу та мастильних властивостей промивальної рідини, що заповнює свердловину, і сформованої на її стінках глинистої кірки, матеріалу, з якого виготовлений центратор, типу центратора (пружинний, жорсткий та/або суцільний), орієнтації лопатей для суцільного центратора. На методиці оцінювання величини цього коефіцієнта наголошено вище.

Підставляючи вирази (10) і (11) з урахуванням виразу (12) у вирази (4) і (5) відповідно, а після цього перетворені вирази (4) і (5) підставляємо у вираз (3), інтегруємо це рівняння і, виконавши відповідні перетворення, отримуємо:

Таблиця 1 – Результати обчислень загальної сили опору центраторів

Типорозмір центратора	D_1 , м	l , м	b , м	t , м	D_2 , м	n	Значення сили R , Н; при коефіцієнті тертя, μ	
							0,2	0,3
ЦП 114/146-165-1	0,210	0,440	0,040	0,0045	0,160	4	890	1112
ЦП 146/222-251-1	0,300	0,480	0,040	0,0052	0,200	6	964	1214
ЦП 194/245-270-1	0,320	0,530	0,050	0,0058	0,220	6	1027	1315
ЦП 351/445-490-1	0,540	0,580	0,050	0,0062	0,400	10	1368	1757

$$\delta = \frac{R}{EI} \cdot \left\{ r \left(\frac{\pi}{2} - \beta \right) \cdot (k_1^2 + k_3^2) + \right. \\ + 2r(1 - \sin \beta) \cdot (k_1 k_2 + k_3 k_4) + \\ + r \left(\left(\frac{\pi}{4} - \frac{\beta}{2} \right) - \frac{\sin 2\beta}{4} \right) \cdot (k_2^2 + k_4^2) - \\ - 2\mu r^2 k_1 \cos \beta - \frac{\mu r^2 k_2}{2} \cdot (1 + \cos 2\beta) + \\ \left. + \mu^2 r^3 \cdot \left(\left(\frac{\pi}{4} - \frac{\beta}{2} \right) + \frac{\sin 2\beta}{4} \right) \right\}. \quad (13)$$

Параметри $k_{1,2,3,4}$ визначають за виразами:

$$k_{1,3} = 0,5 \left[(z_1 + z_2) - 0,5l + \mu \cdot r(1 \pm \sin \beta) \right]; \quad (14)$$

$$k_{2,4} = \frac{r}{l} \left[0,5l \mp \mu \cdot r(1 - \sin \beta) \right] \pm (z_1 + z_2). \quad (15)$$

Тут верхні та нижні знаки стосуються відповідно k_1, k_2 та k_3, k_4 .

Підставивши у (13) значення (δ), згідно виразу (1) та розв'язавши його, отримуємо значення сили реакції (R):

$$R = \{ EI \cdot (D_1 - D_2) \} \times \left\{ 2 \left[r \left(\frac{\pi}{2} - \beta \right) \cdot (k_1^2 + k_3^2) + \right. \right. \\ + 2r(1 - \sin \beta) \cdot (k_1 k_2 + k_3 k_4) + \\ + r \left(\left(\frac{\pi}{4} - \frac{\beta}{2} \right) - \frac{\sin 2\beta}{4} \right) \cdot (k_2^2 + k_4^2) - \\ - 2\mu r^2 k_1 \cos \beta - \frac{\mu r^2 k_2}{2} \cdot (1 + \cos 2\beta) + \\ \left. \left. + \mu^2 r^3 \cdot \left(\left(\frac{\pi}{4} - \frac{\beta}{2} \right) + \frac{\sin 2\beta}{4} \right) \right] \right\}^{-1}. \quad (16)$$

Загальна сила опору, що створена усіма пружними планками (n) одного центра тора, дорівнює:

$$F_y = \mu \cdot R \cdot n. \quad (17)$$

Результати визначень сили опору для окремих типорозмірів центраторів наведені нижче у таблиці 1.

Згідно з наведеними даними, можна зробити кілька висновків щодо величини сили опору центратора обсадної колони.

Взаємозв'язок між силами опору, розмірами центратора та коефіцієнтом тертя

Збільшення розмірів центратора призводить до збільшення сили опору. Наприклад, для центратора ЦП 114/146-165-1 із зовнішнім діаметром $D_1=0,210$ м і довжиною планки $l=0,440$ м сила опору становить 890 Н при коефіцієнті тертя $\mu=0,2$. Водночас для більшого центратора ЦП 351/445-490-1 ($D_1=0,540$ м, $l=0,580$ м) сила опору значно зростає до 1368 Н при такому ж коефіцієнті тертя. Зростання коефіцієнта тертя (μ) призводить до зростання сили опору центратора. Для всіх типорозмірів центраторів у таблиці сила опору більша при коефіцієнті тертя $\mu=0,3$, ніж при $\mu=0,2$. Це пояснюється тим, що більший коефіцієнт тертя збільшує силу тертя між центратором та стінками свердловини, тим самим збільшуючи загальну силу опору.

Залежність сили опору від розмірів центратора

Сила опору центратора залежить від його типорозміру. Чим більший типорозмір, тим більший зовнішній діаметр, довжина, ширина та товщина планок, а також їх кількість. Усі ці параметри безпосередньо впливають на площу контакту з поверхнею свердловини та жорсткість конструкції, що призводить до зростання сили опору. Наприклад, центратор ЦП 194/245-270-1 має зовнішній діаметр $D_1=0,320$ м і 6 планок. При коефіцієнті тертя $\mu=0,2$ його сила опору складає 1027 Н. Центратор ЦП 351/445-490-1 має більший зовнішній діаметр $D_1=0,540$ м і 10 планок, що призводить до значно більшої сили опору - 1368 Н за тих самих умов.

Важливість коефіцієнта тертя

Коефіцієнт тертя (μ) є критичним параметром, що впливає на розрахункову силу опору. Навіть невелике його збільшення від 0,2 до 0,3 призводить до істотного зростання сили опору для кожного типорозміру. Це підкреслює важ-

ливість точного визначення сили тертя між центратором і стінками свердловини під час проектування та планування спуску обсадної колони. Наприклад, для центратора ЦП 114/146-165-1 зміна (μ) з 0,2 на 0,3 призводить до збільшення сили опору з 890 Н до 1112 Н (збільшення на ~25%).

Висновки

1. За проведенням аналізом публікацій встановлено, що проблема ефективного центрування обсадних колон у свердловинах, незважаючи на важливі досягнення, на сьогодні остаточно не вирішена. Це пов'язано з певними технічними обмеженнями використовуваних типів центраторів, недостатньою обґрунтованістю вибору їхнього типу, кількості та інтервалів встановлення. Також відсутні обґрунтовані оцінки величини коефіцієнта тертя центратора по стінках свердловини та силу опору під час його переміщення.

2. Виділено ключові фактори, що визначають ефективність центрування, до котрих належать: тип свердловини, її геометрія, наявність проблемних інтервалів; технічна характеристика обсадної колони; параметри рідин у свердловині; швидкість спуску колони, її обертання та осьове переміщення; температура та інтервали пластів, у яких містяться агресивні середовища; міцнісні характеристики порід, з якими контактують пружні планки центратора.

3. Охарактеризовані переваги та недоліки кожного типу центратора та умови, що визначають їх оптимальне застосування в різних умовах свердловин.

4. Основними критеріями для вибору типорозміру центратора слід вважати: вимоги замовника робіт до якості цементування кожної обсадної колони; проектну величину ступеню центрування; стан ствола свердловини за результатами профілометрії та кавернометрії; потребу в забезпеченні турбулізації потоку закачуваних рідин. Кількість центраторів та схему їх розташування необхідно обґрунтовувати виходячи з мінімальної кількості точок провисання обсадної колони у свердловині або навіть їх повної відсутності. Таке завдання потрібно вирішувати за допомогою програмного забезпечення, що дозволяє моделювати багатфакторні залежності.

5. Розв'язана задача з визначення сили опору, що створюють пружні планки у процесі їхнього деформування, що дозволяє оцінити величину сили опору під час переміщення центратора з розширеного інтервалу свердловини у звужений, та величину початкової сили

при його введенні у колоду на усті і тим самим запобігти можливій надмірній деформації планок та виходу з ладу центратора. Дослідження проводилося з використанням моделі планки та теорії прогину опертих балок курсу опору матеріалів. Припускалося, що стінки свердловини складені міцними породами, і планки центратора в них не заглиблюються. За отриманим кінцевим виразом оцінено взаємозв'язок між силами опору, розмірами центратора та коефіцієнтом тертя для різних типорозмірів центраторів.

6. Подальші дослідження будуть спрямовані на: наукове обґрунтування кількості пружних планок центратора та їхніх геометричних розмірів (довжина, ширина, товщина), що дозволить підвищити ефективність його роботи; дослідження оптимального кута нахилу лопатей центратора для досягнення максимального ефекту турбулізації потоку закачуваних рідин та віддалі на яку розповсюджується цей ефект у осьовому та радіальному напрямках; розроблення конструкцій центраторів зі змінною жорсткістю та з індивідуальною адаптацією кожної пружної планки до зміни геометрії ствола свердловини; створення лабораторної установки для експериментального дослідження величини сили опору пружних планок центратора під час деформації від максимально розкритого стану до заданого значення меншого діаметра.

Вирішення таких завдань дозволить розробити нові моделі центраторів, що дасть можливість підвищити ефективність центрування обсадних колон, знизить ризики формування неякісного кріплення свердловин, пришвидшить темпи їхнього спорудження та безаварійний термін експлуатації з одночасним зменшенням собівартості продукції.

Подяки

Відсутні.

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел

1. Kovbasiuk I. M., Martsynkiv O. B., Martsynkiv B. O. Causes of poor quality casing of directional wells at the drilling department «ukrburgaz» and methods for their elimination. *Oil and Gas Power Engineering*. 2019. No. 1(31). P. 26–35. URL: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2019-1\(31\)-26-35](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2019-1(31)-26-35).
2. Фриз І. М. Центратори для обсадних труб. Київ : «Інтерпрес ЛТД», 2003. 54 с.
3. Розроблення ефективного центлятора для обсадних колон похило скерованих свердловин/ М. В. Сенюшкович та ін. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2024. № 19(73). С. 126–139. URL: [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2024-19\(73\)-126-139](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2024-19(73)-126-139).
4. API 10TR4. Selection of centralizers for primary cementing operations. Official edition. 2008. 32 p.
5. Центрування обсадних колон у похило-скерованих свердловинах/ Я. С. Коцкулич та ін. *Науковий вісник НГУ*. 2015. № 3. С. 23–30.
6. Liu G. Applied Well Cementing Engineering. Elsevier Science & Technology Books, 2021. 530 p.
7. Khodami E., Ramezanzadeh A., Sharifi A. The 3D simulation of the effect of casing standoff on cement integrity by considering the direction of horizontal stresses in one of the wells of Iranian oil fields. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 206. P. 108980. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108980>.
8. Liu G., Weber L. D. Centralizer Selection and Placement Optimization. *SPE Deepwater Drilling and Completions Conference*, Galveston, Texas, USA. 2012. URL: <https://doi.org/10.2118/150345-ms>.
9. Modelling of a detailed bow spring centralizer description in stiff-string torque and drag calculation/ N. H. Dao et al. *Geoenergy Science and Engineering*. 2023. P. 211457. URL: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211457>.
10. Nonlinear rotordynamics of a drillstring in curved wells: Models and numerical techniques / K.-L. Nguyen et al. *International Journal of Mechanical Sciences*. 2020. Vol. 166. P. 105225. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijmecsci.2019.105225>.
11. 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. 2012. URL: <https://doi.org/10.2118/150317-ms>.
12. Improved Out-of-Slip Casing Running Efficiency in A Shale ERD Application Combining Fixed Casing Centralization and Rotation to Reduce Openhole Running Friction / D. Dall'Acqua et al. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, USA, 3–5 October 2022. 2022. URL: <https://doi.org/10.2118/210279-ms>.
13. Rodrigue M., Kendziora L., Farley D. Myth-Busting Performance Properties of Nonmetallic Rigid Centralizers. *SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition*, The Hague, The Netherlands. 2019. URL: <https://doi.org/10.2118/194094-ms>.
14. Urdaneta Nava L. A., Farley D. Testing Demonstrates the Effect of Bow Spring Centralizer Passage on Wellbore Components. *International Petroleum Technology Conference*, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia. 2020. URL: <https://doi.org/10.2523/iptc-20156-abstract>.
15. Numerical analysis on the centralization effect of improved horizontal well casing centralizer / J. Xie et al. *Frontiers in Energy Research*. 2023. Vol. 11. URL: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1304813>.
16. Modeling of nonlinear properties of casing centralizers equipped with axial thrust / I. Shatskyi et al. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2021. Vol. 1018. P. 012003. URL: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/1018/1/012003>.
17. Skadsem H. J., Saasen A., Håvardstein S. Casing Centralization in Irregular Wellbores. *ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*, Trondheim, Norway, 25–30 June 2017. 2017. URL: <https://doi.org/10.1115/omae2017-61106>.
18. Impact of Temperature on Cement Displacement Efficiency: Analysis of Velocity, Centralization, and Density Differences / X. Tang et al. *Processes*. 2024. Vol. 12, no. 12. P. 2923. URL: <https://doi.org/10.3390/pr12122923>.

References

1. Kovbasiuk, I. M., Martsynkiv, O. B., & Martsynkiv, B. O. (2019). Causes of poor quality casing of directional wells at the drilling department «ukrburgaz» and methods for their elimination. *Oil and Gas Power Engineering*, 1(31), 26–35. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2019-1\(31\)-26-35](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2019-1(31)-26-35)
2. Fryz, I. M. (2003). Tsentratory dlia obsadnykh trub [Centralizers for casing pipes]. Interpres LTD.
3. Seniushkovych, M. V., et al. (2024). Rozroblennia efektyvnoho tsestratora dlia obsadnykh kolon pokhylo skerovanykh sverdlovyh [Development of an effective centralizer for casing strings of directional wells]. *Prykarpatskyi visnyk NTSh*, 19(73), 126–139. [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2024-19\(73\)-126-139](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2024-19(73)-126-139) [in Ukrainian]
4. API 10TR4. (2008). Selection of centralizers for primary cementing operations. Official edition.
5. Kotskulych, Ya. S., et al. (2015). Tsentruvannya obsadnykh kolon u pokhylo-skeovanykh sverdlovykh [Centralization of casing strings in directional wells]. *Naukovyi visnyk NHU*, (3), 23–30. [in Ukrainian]
6. Liu, G. (2021). Applied Well Cementing Engineering. Elsevier Science & Technology Books.
7. Khodami, E., Ramezanzadeh, A., & Sharifi, A. (2021). The 3D simulation of the effect of casing standoff on cement integrity by considering the direction of horizontal stresses in one of the wells of Iranian oil fields. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 206, 108980. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108980>
8. Liu, G., & Weber, L. D. (2012). Centralizer Selection and Placement Optimization. SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, Galveston, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/150345-ms>
9. Dao, N. H., et al. (2023). Modelling of a detailed bow spring centralizer description in stiff-string torque and drag calculation. *Geoenergy Science and Engineering*, 211457. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211457>
10. Nguyen, K.-L., et al. (2020). Nonlinear rotordynamics of a drillstring in curved wells: Models and numerical techniques. *International Journal of Mechanical Sciences*, 166, 105225. <https://doi.org/10.1016/j.ijmecsci.2019.105225>
11. Sanchez, R. A., Brown, C. F., & Adams, W. (2012). Casing Centralization in Horizontal and Extended Reach Wells. SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, Vienna, Austria. <https://doi.org/10.2118/150317-ms>
12. Dall'Acqua, D., et al. (2022). Improved Out-of-Slip Casing Running Efficiency in A Shale ERD Application Combining Fixed Casing Centralization and Rotation to Reduce Openhole Running Friction. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, 3–5 October 2022. <https://doi.org/10.2118/210279-ms>
13. Rodrigue, M., Kendziora, L., & Farley, D. (2019). Myth-Busting Performance Properties of Nonmetallic Rigid Centralizers. SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition, The Hague, The Netherlands. <https://doi.org/10.2118/194094-ms>
14. Urdaneta Nava, L. A., & Farley, D. (2020). Testing Demonstrates the Effect of Bow Spring Centralizer Passage on Wellbore Components. *International Petroleum Technology Conference*, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia. <https://doi.org/10.2523/iptc-20156-abstract>
15. Xie, J., et al. (2023). Numerical analysis on the centralization effect of improved horizontal well casing centralizer. *Frontiers in Energy Research*, 11. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1304813>
16. Shatskyi, I., et al. (2021). Modeling of nonlinear properties of casing centralizers equipped with axial thrust. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1018(1), 012003. <https://doi.org/10.1088/1757-899x/1018/1/012003>
17. Skadsem, H. J., Saasen, A., & Håvardstein, S. (2017). Casing Centralization in Irregular Wellbores. ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, Trondheim, Norway, 25–30 June 2017. <https://doi.org/10.1115/omae2017-61106>
18. Tang, X., et al. (2024). Impact of Temperature on Cement Displacement Efficiency: Analysis of Velocity, Centralization, and Density Differences. *Processes*, 12(12), 2923. <https://doi.org/10.3390/pr12122923>

TECHNICAL ASPECTS OF EFFECTIVE CENTERING OF CASING STRINGS

Seniushkovych M. V.

Candidate of technical sciences, associate professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, 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
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0003-4583-5944>
e-mail: oleh.martsynkiv@nung.edu.ua

Vytyvtskyi I. I.

Candidate of technical sciences, associate professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0003-3782-3695>
e-mail: ivan.vytyvtskyi@nung.edu.ua

Dudych I. F. *

PhD
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0003-2917-0612>
e-mail: ivan.dudych@nung.edu.ua

Vytyvtskyi I. I. (junior)

Postgraduate
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0009-0002-2795-8078>
e-mail: ivan.vytyvtskyi-a18524@nung.edu.ua

Yatsiuk O. M.

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

Abstract. The article is devoted to the study of factors that determine the effective centering of casing strings in wells which include: the type of well, the geometric parameters of well, the casing string running depth and the length of casing centering interval; the intensity of the well deviation. The parameters of casing string should also be taken into account: the diameter of casing, the wall thickness; length of the casing string and grade of casing, and parameters of fluids in the well: density of drilling and cementing fluids, friction coefficient, consistence of solids (abrasive) particles in the drilling fluid, thixotropic properties of fluid. The casing running process is significantly affected by the casing running speed, and the degree of replacement of drilling fluid with cement fluid is affected by the rotation and axial movement of casing string. It is necessary to take into account the data of the caliper log and inclination log, the graduation of hole temperature, the intervals of formations containing aggressive environments, and the interaction of the «centralizer device-rocks» system. Notice that centralizers must meet strict complexity of the requirements. Considered their design features, advantages and disadvantages of various types of centralizers: bow-spring, rigid, semi-rigid, mold-on and their purpose. The number of centralizers and their installation sections should be justified based on the minimum number of casing sag points in the well or

their complete absence. Nowadays is a trend in the manufacture of centralizers towards improving their design and using new, innovative combinations of materials and alloys with a low friction coefficient, which improves their functionality. The written work proposes a method for calculating the resistance force created by the strength bars of centralizer and calculation value for various types of rigid centralizers: RC 114/146-165-1; RC 146/222-251-1; RC 194/245-270-1; RC 351/445-490-1. The several important conclusions were made based on the results of calculations: increasing the size of centralizer leads to increasing the drag force; the resistance force depends on the geometric parameters of rigid bars and their number; increasing the friction coefficient (μ) from 0.2 to 0.3 leads to a significant increase in the resistance force for each centralizer (increase to ~25%).

Keywords: well; casing string; cementing; centralizer; degree of centering; concentricity; annular.