№ 2(46) 2026

НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА

ISSN 1993-9868 print
ISSN 2415-3109 online

https://nge.nung.edu.ua

Прийнято 18.08.2026. Прорецензовано 29.09.2026. Опубліковано 30.11.2026.

УДК 622.245.7 **DOI: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-165-172**

ОГЛЯД СУЧАСНИХ КОНСТРУКЦІЙ СВЕРДЛОВИННИХ ПАКЕРІВ ТА ЇХ КРИТИЧНИЙ АНАЛІЗ

Фафлей І. Я.
Аспірант
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу)
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
https://orcid.org/0009-0004-7777-9590
e-mail: ihor.faflei@nung.edu.ua

Анотація. Свердловинні пакери є відповідальним елементом обладнання нафтових і газових свердловин, оскільки забезпечують герметичне роз'єднання стовбура на інтервали та ізоляцію продуктивних горизонтів під час експлуатації, гідравлічного розриву пласта, кислотної та термічної обробки привибійної зони, нагнітання робочих агентів, а також випробування противикидного обладнання. У роботі виконано систематизацію сучасних конструкцій свердловинних пакерів і критичний аналіз їх переваг і недоліків на основі порівняльного аналізу документації провідних виробників (Halliburton, SLB/Schlumberger, TAM International) та наукових публікацій вітчизняних і закордонних авторів, а також узагальнення результатів чисельного моделювання напружено-деформованого стану ущільнювальних вузлів методом скінченних елементів. Розглянуто класифікацію пакерів за способом приведення в дію (механічні, гідравлічні, самоущільнювальні манжетні, надувні, набухаючі) та можливістю вилучення (постійні, вилучувані). Встановлено, що визначальним чинником герметизаційної здатності пакера будь-якого типу є конструкція вузла ущільнення та властивості матеріалу ущільнювального елемента (NBR, HNBR, FKM, AFLAS/FFKM, набухаючі еластомери), вибір якого є компромісом між вартістю, термо- і хемостійкістю та стійкістю до екструзії. Виявлено основні недоліки існуючих конструкцій: екструзію еластомеру в радіальний зазор, нерівномірність розподілу контактних тисків уздовж ущільнювального елемента, релаксацію напружень і хімічне старіння гуми в часі, а також тривалість спрацювання (від кількох днів до тижнів) і чутливість до температури та складу флюїду в набухаючих пакерах. Систематизовано розрізнені відомості про промислові й наукові розробки пакерів різних типів у єдину класифікаційну схему з кількісним порівнянням експлуатаційних параметрів і виявлено прогалини в наявних дослідженнях – відсутність системної методики проєктування вузлів ущільнення, недостатню вивченість поведінки нових матеріалів у тривалій експлуатації, потребу оптимізації антиекструзійних елементів для умов високого тиску й високої температури, які окреслюють перспективні напрями подальших досліджень і можуть бути використані під час проєктування нових конструкцій свердловинних пакерів.

Ключові слова: свердловинний пакер; вузол ущільнення; самоущільнювальна манжета; набухаючий пакер; герметизаційна здатність; напружено-деформований стан.

Вступ

Свердловинні пакери є невід'ємним елементом обладнання нафтових і газових свердловин [1-3]. Їх основне призначення – герметичне роз'єднання (відокремлення) стовбура свердловини на окремі інтервали (підпакерний і надпакерний) та ізоляція внутрішнього простору експлуатаційної колони від дії свердловинного середовища [3]. Пакери широко застосовуються під час експлуатації свердловин, гідравлічного розриву пласта (ГРП), термічної або кислотної обробки привибійної зони, на-

Запропоноване посилання: Фафлей, І. Я. (2026). Огляд сучасних конструкцій свердловинних пакерів та їх критичний аналіз. Нафтогазова енергетика, 2(46), 165-172. doi: 10.31471/1993-9868-2026-2(46)-165-172.

* 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/)

гнітання води для підтримання пластового тиску, випробування устьового та противикидного обладнання, а також діагностування експлуатаційної колони [1, 2, 4].

Провідні світові виробники нафтогазового обладнання пропонують широкий модельний ряд пакерів різних типів: вилучувані експлуатаційні пакери механічного, гідравлічного та гідростатичного виконання [1], вилучувані гідравлічні пакери з ущільнювальним сідлом і набухаючі пакери [2, 3], а також надувні пакери затрубного простору та набухаючі пакери серії FREECAP [4-6]. Питання класифікації і властивостей набухаючих пакерів систематизовано у роботі [7], де показано, що технологія набухаючих ущільнень активно розвивається з 2000-х років за участю провідних сервісних компаній.

Значний внесок у дослідження самоущільнювальних манжетних пакерів зробили українські науковці [8-10]. У цих роботах виконано комплексне дослідження герметизаційної здатності манжет із застосуванням експериментального методу контрольних отворів та чисельного моделювання методом скінченних елементів на основі гіперпружної моделі Mooney-Rivlin [9]. Практичний досвід застосування гідравлічних пакерів для підвищення видобутку висвітлено у [11].

Незважаючи на значну кількість наведених промислових і наукових розробок, наявні джерела здебільшого мають емпіричний або вузькоспеціалізований характер і не дають цілісного уявлення про переваги, недоліки та сфери раціонального застосування різних типів пакерів.

Аналіз закордонних та вітчизняних досліджень і публікацій

Компанія Halliburton пропонує лінійку вилучуваних експлуатаційних пакерів у механічному, гідравлічному та гідростатичному виконанні з можливістю вилучення механічним, зрізним або різальним способами. Серед них – пакери серії X-Trieve HR для багатозонних і багатоколонних компонувань, а також гідростатичні пакери для надглибоководних умов з тиском до 28 000 psi [1].

Компанія SLB (Schlumberger) пропонує широкий модельний ряд: вилучувані гідравлічні пакери з ущільнювальним сідлом (QUANTUM), набухаючі пакери у виконаннях slide-on і bonded-to-pipe, механічно встановлювані вилучувані пакери, а також преміальні пакери для застосувань від низьких до надвисоких температур і тисків (HPHT) [2]. У термінології SLB пакер визначається як спускний пристрій, що ізолює затрубний простір від продуктивного каналу за допомогою механізму закріплення (плашки) та надійного гідравлічного ущільнення (зазвичай еластомерного елемента) [3].

Компанія TAM International спеціалізується на надувних пакерах затрубного простору (CAP - Casing Annulus Packer) та набухаючих пакерах серії FREECAP (див. рис. 1,2). Надувні пакери TAM розширюються за рахунок підняття тиску всередині колони, причому діаметр може зростати до 2,5 раза порівняно з початковим; вони застосовуються для ступінчастого цементування, запобігання міграції затрубного газу та розмежування інтервалів [4]. Набухаючі пакери FREECAP (модифікації I-IV) розбухають при контакті з водними або вуглеводневими флюїдами, забезпечуючи об'ємне розширення до 200 %, перепад тиску до 15 000 psi та робочі температури в діапазоні 10-302 °C [5, 6].



Рисунок 1 – Конструктивні виконання набухаючих пакерів TAM FREECAP I, II, III [5]



Рисунок 2 – Загальний вигляд набухаючих пакерів з антиекструзійними кільцями [7]

У роботі [7] наведено ґрунтовний порівняльний аналіз і класифікацію набухаючих пакерів, описано їх застосування, властивості еластомерів, антиекструзійні захисні кільця, системи регулювання процесу набухання, а також переваги й недоліки. Зазначається, що новий етап розвитку технології розпочався з 2000 р. за участю компаній Shell, Halliburton, TAM International і Baker Oil Tools.

Вагомий внесок у дослідження самоущільнювальних манжетних пакерів зробили українські науковці. У роботах Дорохова та Костриби виконано комплексне дослідження герметизаційної здатності самоущільнювальних манжет устьових випробувальних пакерів [8-10]. Застосовано поєднання експериментального методу та чисельного моделювання методом скінченних елементів з використанням гіперпружної моделі матеріалу Mooney-Rivlin. Встановлено закономірності впливу експлуатаційних та конструктивних факторів – тиску випробування, діаметрального натягу, радіального зазору та модуля зсуву матеріалу – на величину й розподіл контактних тисків.

Дослідження герметизаційної здатності циліндричних манжет розглянуто у праці [8]. Питання напружено-деформованого стану та оптимізації конструкцій гумових ущільнень в умовах HPHT (High Pressure / High Tempe?ature, тобто «високий тиск / висока температура») активно досліджуються закордонними авторами, які відзначають вирішальний вплив тиску в свердловині, інтерференції «пакер-колона» та довжини ущільнення на герметичність, а також негативний вплив релаксації напружень і старіння еластомеру [11].

Мета роботи та обґрунтування необхідності її виконання

Незважаючи на значну кількість промислових і наукових розробок, у сфері проєктування пакерів зберігається низка невирішених питань. Окремі рекомендації виробників мають емпіричний характер і не дають змоги реалізувати системний принцип проєктування, не враховують повного набору чинників, що мають місце під час експлуатації. Зокрема, для самоущільнювальних манжет практично відсутня єдина науково-методична база проєктування. Складність розрахунку оптимальної конструкції ущільнення пов'язана з особливостями механічної поведінки гуми: нелінійною залежністю напруження від деформації (що унеможливлює застосування законів класичної теорії пружності), зміною геометричної форми манжети при навантаженні внаслідок еластичності, витисканням гуми у вільні просторові зони та виникненням складного неоднорідного напружено-деформованого поля.

Наведений огляд свідчить, що виявлені прогалини – відсутність системної методики проєктування вузлів ущільнення, недостатня вивченість поведінки нових матеріалів у тривалій експлуатації та потреба оптимізації антиекструзійних елементів для HPHT-умов – не дають змоги обґрунтовано обирати й удосконалювати конструкцію пакера без систематизованого порівняння наявних технічних рішень. Це обумовлює необхідність виконання цього дослідження.

Метою роботи є систематизація сучасних конструкцій свердловинних пакерів, критичний аналіз їх переваг і недоліків та виявлення прогалин у наявних дослідженнях.

Для досягнення мети роботи необхідно:

– провести аналіз основних типів пакерів та принципи їх дії;

– порівняти технічні характеристики ущільнювальні елементи пакерів;

– визначити основні недоліки існуючих конструкцій та окреслити перспективні напрями їх удосконалення.

Викладення основного матеріалу

Загальна будова та функції пакера. Типове компонування пакера містить два функціональні вузли: механізм закріплення проти стінки колони чи стовбура (наприклад, плашковий) та вузол ущільнення, що створює надійний гідравлічний бар'єр. Залежно від застосування пакери виконують роль захисту обсадної колони, розмежування кількох продуктивних зон, усунення пульсацій потоку, забезпечення підземного контролю безпеки та реалізації газліфту. Основним елементом, від якого залежить герметичність роз'єднання стовбура, є саме вузол ущільнення.

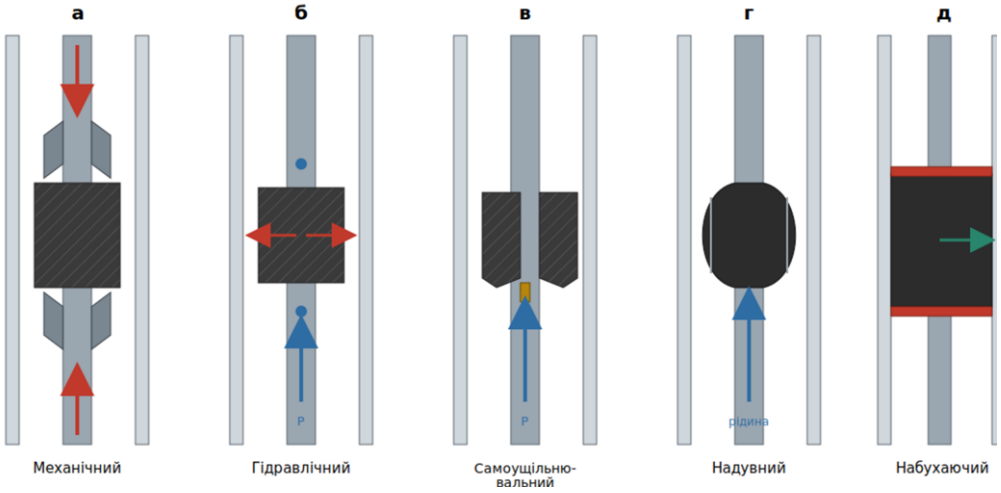
За можливістю вилучення пакери поділяють на постійні – для довготривалої ізоляції, які потребують розбурювання для видалення, та вилучувані – що можуть бути зняті й повторно використані після обслуговування. Постійні пакери мають нижчу вартість і кращі ущільнювальні та утримувальні характеристики; вилучувані – складнішу конструкцію та дещо нижчі показники ізоляції.

За способом активації ущільнювального елемента розрізняють механічні, гідравлічні, самоущільнювальні (манжетні), надувні та набухаючі пакери. Узагальнені характеристики наведено в таблиці 1.

На рисунку 3 показано принципові схеми пакерів за способом приведення в дію.

Таблиця 1 – Класифікація свердловинних пакерів за способом приведення в дію

Тип за способом приведення в дію	Принцип активації	Переваги	Недоліки
Механічні	Осьове навантаження, натяг або обертання колони НКТ	Проста конструкція; повторна установка; невисока вартість	Залежність від ваги колони; обмежений перепад тиску; ризик пошкодження колони
Гідравлічні	Надлишковий тиск у колоні (зрізні штифти, кулька)	Високі перепади тиску; установка в похилих стовбурах без руху колони	Складна конструкція; потреба у системі тиску; вища ціна
Самоущільнювальні (манжетні)	Однобічна дія надлишкового тиску свердловини на манжету	Гранична простота; швидка дія; ефективні для випробування ПВО	Однобічне сприйняття тиску; екструзія гуми в зазор
Надувні	Закачування рідини у балон-камеру через клапан	Великий ступінь розширення (до 2,5×); робота у нерівних стовбурах	Складність; чутливість оболонки до пошкоджень і температури
Набухаючі (swellable)	Розбухання еластомеру від контакту з нафтою/водою	Відсутність рухомих частин; самовідновлення; необоротна ізоляція	Тривалий час спрацювання (дні-тижні); чутливість до температури і складу флюїду



а – механічний; б – гідравлічний; в – самоущільнювальний (манжетний); г – надувний; д – набухаючий

Рисунок 3 – Принципові схеми пакерів за способом приведення в дію

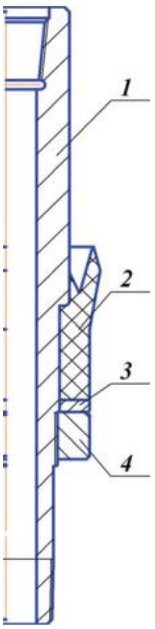
Механічні пакери встановлюються рухом колони НКТ – обертанням, осьовим переміщенням або натягом. Вони прості й дешеві, придатні для неглибоких свердловин з помірними перепадами тиску, проте їх ефективність обмежується вагою колони, якої не завжди достатньо для надійного ущільнення.

Гідравлічні пакери приводяться в дію надлишковим тиском у колоні (через зрізні штифти або скидання кульки). Вони витримують значні перепади тиску і можуть встановлюватися в похилих стовбурах без руху колони, але мають складнішу конструкцію та вищу вартість.

Самоущільнювальні (манжетні) пакери належать до найпростіших: їх манжета спрацьовує під дією надлишкового тиску в свердловині, сприймаючи його однобічно. Це робить їх особливо придатними для випробування устьового та противикидного обладнання. Конструкція випробувального пакера манжетного типу містить ствол, самоущільнювальну манжету, опорне кільце та гайку. На рисунку 4 показано конструкцію випробувального пакера манжетного типу.

Таблиця 2 – Матеріали ущільнювальних елементів пакерів

Матеріал	Робоча температура	Сильні сторони	Застосування / обмеження
NBR (нітрильний каучук)	до ~100 °C	Низька вартість; стійкість до вуглеводнів	Стандартні умови; обмежена термо- і хемостійкість
HNBR (гідрований нітрил)	135-150 °C	Відмінна стійкість до екструзії; стійкість до H_2S, CO_2	HPHT, кислі середовища; компроміс «ціна-якість»
FKM (фторкаучук)	до ~200 °C	Висока термо- і хемостійкість	Агресивні середовища; висока вартість
AFLAS / FFKM	> 200 °C	Найвища хемо- і термостійкість	Екстремальні HPHT; дуже висока ціна
Набухаючі еластомери (TPV, HNBR+PA)	до ~300 °C (FREECAP I-III)	Самоактивація; об'ємне розбухання 100-200 %	Ізоляція B; чутливість до часу набухання та екструзії



1 – ствол; 2 – самоущільнювальна манжета; 3 – опорне кільце; 4 – гайка [8]

Рисунок 4 – Конструкція випробувального пакера манжетного типу

Надувні пакери (CAP виробництва TAM) розширюються закачуванням рідини в камеру-балон; завдяки великій ступені розширення вони ефективні в нерівних і відкритих стовбурах. Конструкції TAMCAP і LONGCAP армовані пластинами з нержавіючої сталі по всій довжині, а XTRACAP – частково армований 20-дюймовими пластинами з обох кінців для роботи на ділянках набору кривизни.

Набухаючі пакери не мають рухомих частин: ущільнювальний елемент розбухає при контакті з певними флюїдами (водою, нафтою або гібридно), закупорюючи затрубний простір. Їх перевагами є самовідновлення герметизуючих властивостей і необоротність ізоляції; основним недоліком – тривалість спрацювання (від кількох днів до тижнів) та чутливість до температури й складу флюїду.

Вузол ущільнення та матеріали ущільнювальних елементів. Герметизаційна здатність пакера будь-якого типу визначається передусім властивостями вузла ущільнення. Ущільнювальний елемент зазвичай виготовляють з еластомерів, вибір яких залежить від температури, тиску та хімічної агресивності середовища. Порівняння основних матеріалів наведено в таблиці 2.

Ключовою проблемою всіх еластомерних ущільнень є екструзія – витискання матеріалу в радіальний зазор між пакером і колоною під дією перепаду тиску. Величина екструзії зростає зі збільшенням перепаду тиску, робочої температури та зазору, і часто саме екструзія визначає граничні параметри пакера. Для протидії застосовують антиекструзійні (металеві) захисні кільця, зокрема fold-back-кільця для HPHT-умов, проте за надмірного тиску можливе «переекструдування» гуми над кільцем. Сучасні дослідження спрямовані на пошук нових матеріалів – наприклад, термопластичних вулканізатів (HNBR/PA66 з пористою суперабсорбуючою смолою), що демонструють ущільнення понад 70 МПа за прийнятної вартості.

Через високу вартість натурних експериментів та складність урахування всіх факторів широкого застосування набули чисельні методи, насамперед метод скінченних елементів (МСЕ). Метод дозволяє з достатньою для інженерних задач точністю описати нелінійні геометричні форми, контактні взаємодії різнорідних тіл та способи прикладання навантаження. Для опису поведінки малостисливої гуми використовують гіперпружну модель Mooney-Rivlin, варіативна частина якої вклю-

чає до дев'яти параметрів у вигляді комбінацій інваріантів тензора деформацій [9].

На прикладі досліджень самоущільнювальних манжет [8, 9] встановлено, що найбільш небезпечною зоною концентрації напружень є нижня частина опорної ділянки манжети, що межує з радіальним зазором. Максимальні еквівалентні напруження (за Мізесом) при радіальному зазорі 4 мм і вище стабілізуються на рівні близько 4,25 МПа. Розбіжність між результатами чисельного моделювання та експерименту становить 8-11 %, що є прийнятним для механіки еластичних матеріалів і підтверджує ефективність МСЕ як інструмента проєктування.

Експериментально (методом контрольних отворів) і чисельно встановлено раціональні конструктивні параметри самоущільнювальної манжети: діаметральний натяг $\Delta = 4$ мм, радіальний зазор $\delta = 2$ мм та модуль зсуву $\sigma_{зс} = 2{,}47$ МПа. Удосконалена манжета зі скошеною ($\approx 45°$) і збільшеною вдвічі опорною частиною забезпечила зростання коефіцієнта герметизації з $\alpha = 0{,}73$ (прототип) до $\alpha = 0{,}93$, що підтверджено промисловими випробуваннями на свердловинах ПАТ «Укрнафта» [8].

Порівняльний аналіз конструкцій дає підстави сформулювати такі узагальнення щодо їх недоліків і недостатньо вивчених аспектів:

– механічні та гідравлічні пакери. Нерівномірний розподіл навантаження лише на обмежену частину обсадної колони негативно впливає на її міцність. За тривалого контакту металевих елементів з колоною в корозійному середовищі можливе «спаювання» внаслідок дифузії, що ускладнює вилучення;

– самоущільнювальні манжети. Однобічне сприйняття тиску обмежує сферу застосування; екструзія гуми в радіальний зазор спричиняє руйнування опорної частини та розгерметизацію. Відсутня єдина науково-методична база проєктування – аналітичні залежності герметизаційної здатності від експлуатаційних факторів не виведено;

– надувні пакери. Чутливість оболонки та армувальних елементів до механічних пошкоджень під час спуску, а також до перепадів тиску й температури на ділянках набору кривизни стовбура;

– набухаючі пакери. Головний недолік – час спрацювання: ізоляція настає лише через кілька днів, що неприйнятно за потреби термінового роз'єднання (ступінчасте цементування, запобігання газопроявам). Застосування обмежене в екстремальних HPHT – та арктичних умовах. Розбухання послаблює міжмолекулярні зв'язки, знижуючи механічні властивості та посилюючи схильність до екструзії;

– матеріали ущільнень. Релаксація напружень призводить до зниження контактного тиску в часі та погіршення герметичності; корозія свердловинних флюїдів спричиняє окрихчення гуми. Бракує систематизованих даних щодо старіння еластомерів за тривалої роботи в HPHT-умовах.

Таким чином, попри значний прогрес, недостатньо дослідженими залишаються: системна методика проєктування вузлів ущільнення з урахуванням комплексного впливу факторів; поведінка нових матеріалів (TPV, гібридні набухаючі компаунди) у тривалій експлуатації; оптимізація антиекструзійних елементів для HPHT-умов; а також прогнозування зміни герметизаційної здатності з урахуванням релаксації та старіння.

Висновки

Встановлено, що за способом посадки та фіксації в свердловині пакери поділяються на механічні (з посадкою обертанням колони або осьовим навантаженням через слайдер-клинову систему), гідравлічні (з посадкою під дією тиску, створюваного в трубному чи затрубному просторі) та комбіновані. За можливістю повторного використання розрізняють знімні та постійні пакери, а за конструкцією ущільнювального вузла – пакери з еластомерними манжетами та надувні пакери. Незалежно від типу, принцип дії герметизувального вузла є спільним: осьове зусилля, що прикладається через конусні або клинові елементи, перетворюється в радіальну деформацію ущільнювальних манжет, які розширюються до контакту з обсадною колоною і формують контактний тиск, що перевищує тиск середовища, яке підлягає герметизації.

Показано, що вибір еластомеру визначається компромісом при виборі матеріалів: нітрильна гума (NBR) забезпечує робочий діапазон до 100–120 °C за найнижчої вартості, проте має обмежену стійкість до екструзії та хімічну сумісність; гідрогенізований нітрильний каучук (HNBR) підвищує температурну межу до 130–150 °C і стійкість до екструзії за помірного зростання ціни; фторкаучук (FKM/Viton) розширює діапазон до 200–230 °C і покращує хімічну стійкість, але потребує додаткового армування (текстильного чи металевого) для забезпечення прийнятної стійкості до видавлювання в радіальний зазор; перфторований еластомер (FFKM) витримує 250–320 °C і є хімічно найбільш стійким, однак його вартість

на порядок перевищує вартість інших матеріалів, що обмежує застосування високотемпературних і хімічно агресивних свердловинних умов. Встановлено, що незалежно від типу базового полімеру, стійкість до екструзії ефективніше підвищується конструктивними засобами (антиекструзійні кільця, армування торцевих ділянок), ніж виключно заміною матеріалу.

До основних недоліків традиційних конструкцій ущільнювальних вузлів пакерів віднесено: нерівномірність розподілу контактного тиску по довжині елемента, схильність приторцевих ділянок до екструзії матеріалу в радіальний зазор та обмежений діапазон робочих температур еластомерів. Перспективними напрямами вдосконалення визначено: диференціювання геометричного профілю ущільнювального елемента вздовж його довжини, застосування локального армування чи антиекструзійних елементів у зонах підвищеного ризику, перехід від дискретних кільцевих виступів до плавних (опуклих) форм зовнішньої поверхні, а також комбінування еластомерів різної термостійкості в межах одного ущільнювального вузла. Реалізація цих напрямів потребує подальшої експериментальної перевірки отриманих розрахункових результатів на фізичних зразках.

Подяки
Відсутні.

Конфлікт інтересів
Відсутній.

Список використаних джерел

1. Production packers. Halliburton Completions. URL: https://www.halliburton.com/en/completions/well-completions/production-packers (дата звернення: 20.07.2026).
2. Packer Systems and Liner Hangers. SLB Completions. URL: https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/completions/well-completions/packers (дата звернення: 20.07.2026).
3. Packer. SLB Energy Glossary. URL: https://glossary.slb.com/terms/p/packer (дата звернення: 20.07.2026).
4. Пакеры затрубного пространства и вспомогательное оборудование (CAP): брошюра. TAM International, 2005. 20 с.
5. FREECAP – Fluid Reactive Expanding Elastomer Casing Annulus Packer: General Product Sheet. TAM International, 2019.
6. TAM FREECAP. Эластомерные пакеры затрубного пространства, расширяющиеся при контакте с флюидами: брошюра. TAM International.
7. Казымов Ш. П., Абдуллаева Э. С., Раджабов Н. М. Обзор конструкций набухающих пакеров и возможности их применения на месторождениях Азербайджана. *SOCAR Proceedings*. 2015. № 3. С. 43–51. DOI: https://doi.org/10.5510/OGP20150300251
8. Дорохов М. А. Підвищення герметизаційної здатності самоущільнювальних свердловинних пакерів: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.05.12. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2018. 24 с.
9. Дорохов М. А., Костриба І. В. Комп'ютерне моделювання напружено-деформованого стану ущільнення свердловинних пакерів. *Нафтогазова інженерія*. 2016. С. 103–109.
10. Dorokhov M., Kostriba I., Biletskyi V. Experimental research on the sealing ability of borehole packers. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2016. Vol. 4, No. 8(82). P. 56–62. DOI: https://doi.org/10.15587/1729-4061.2016.74831
11. Hydraulic-set packers may boost production. *Drilling Contractor*. 2011. URL: https://drillingcontractor.org/hydraulic-set-packers-may-boost-production-11617 (дата звернення: 20.07.2026).

References

1. Production packers. *Halliburton Completions*. URL: https://www.halliburton.com/en/completions/well-completions/production-packers (access date: 20.07.2026).
2. Packer Systems and Liner Hangers. *SLB Completions*. URL: https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/completions/well-completions/packers (access date: 20.07.2026).
3. Packer. *SLB Energy Glossary*. URL: https://glossary.slb.com/terms/p/packer (access date: 20.07.2026).
4. TAM International. (2005). *Pakery zatrubnogo prostranstva i vspomogatel'noe oborudovanie (CAP)* [Annular packers and auxiliary equipment (CAP)] [Brochure]. TAM International. (in Russian)

5. TAM International. (2019). *FREECAP – Fluid reactive expanding elastomer casing annulus packer* [General product sheet]. TAM International.

6. TAM International. (n.d.). *TAM FREECAP. Jelastomerneye pakery zatrubnogo prostranstva, rashiryayushchiyesya pri kontakte s flyuidami* [TAM FREECAP. Fluid-expanding elastomer annular packers] [Brochure]. TAM International. (in Russian)

7. Kazymov, Sh. P., Abdullayeva, E. S., & Radzhabov, N. M. (2015). Obzor konstruktsiy nabukhayushchikh pakerov i vozmozhnosti ikh primeneniya na mestorozhdeniyakh Azerbaydzhana [Review of swellable packer designs and the possibility of their application in the fields of Azerbaijan]. *SOCAR Proceedings*, (3), 43–51. https://doi.org/10.5510/OGP20150300251 (in Russian)

8. Dorokhov, M. A. (2018). *Pidvyshchennia hermetyzatsiinoi zdatnosti samoushchilniuvalnykh sverdlovynnykh pakeriv* [Increasing the sealing ability of self-sealing downhole packers] (Abstract of candidate dissertation, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine). (in Ukrainian)

9. Dorokhov, M. A., & Kostryba, I. V. (2016). Komp'iuterne modeliuvannia napruzheno-deformovanoho stanu ushchilnennia sverdlovynnykh pakeriv [Computer modeling of stress-strain state of downhole packer sealings]. *Naftohazova Inzheneriia*, (2), 103–109. (in Ukrainian)

10. Dorokhov, M., Kostriba, I., & Biletskyi, V. (2016). Experimental research on the sealing ability of borehole packers. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, *4*(8(82)), 56–62. https://doi.org/10.15587/1729-4061.2016.74831

11. Hydraulic-set packers may boost production. (2011). *Drilling Contractor*. URL: https://drillingcontractor.org/hydraulic-set-packers-may-boost-production-11617 (access date: 20.07.2026).

A REVIEW OF CURRENT WELL PACKER DESIGNS AND A CRITICAL ANALYSIS OF THEM

Faflei I. O.
Postgraduate student
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
https://orcid.org/0009-0004-7777-9590
e-mail: matkivskij@gmail.com

Abstract. Well packers are a vital part of oil and gas well equipment, ensuring hermetic separation of the wellbore into intervals and isolating productive zones during production, hydraulic fracturing, acid and thermal treatment of the near-wellbore zone, injection of working fluids and testing of blowout prevention equipment. This paper categorises modern well packer designs and critically analyses their pros and cons, based on a comparative study of technical documentation from major manufacturers such as Halliburton, SLB/Schlumberger and TAM Inter-?ational, and scientific publications by domestic and foreign authors. It also presents a synthesis of the results of numerical modelling of the stress-strain state of sealing assemblies using the finite element method. The paper classifies packers according to their actuation method (mechanical, hydraulic, self-sealing, sleeve-type, inflatable or swelling) and whether they are retrievable or permanent. The sealing capacity of any type of packer has been found to depend on the design of the sealing assembly and the properties of the sealing element material (NBR, HNBR, FKM, AFLAS/FFKM and swellable elastomers). The selection of these materials represents a compromise between cost, thermal and chemical resistance, and extrusion resistance. The main shortcomings of existing designs have been identified, including elastomer extrusion into the radial gap, non-uniform contact pressure distribution along the sealing element, stress relaxation, and rubber chemical ageing over time. The service life of swelling packers ranges from several days to weeks, and they are sensitive to temperature and fluid composition. Information on various types of packers, from an industrial and scientific perspective, has been systematised and organised into a single classification scheme. This scheme provides a quantitative comparison of operational parameters and identifies gaps in existing research. These gaps include the lack of a systematic methodology for designing sealing assemblies, insufficient study of the behaviour of new materials during long-term operation and the need to optimise anti-extrusion elements for high-pressure and high-temperature conditions. This information can be utilised when designing new well packer configurations and outlines promising directions for further research.

Keywords: well packer; sealing assembly; self-sealing sleeve; swellable packer; sealing capacity; stress-strain state.