

УДК 622.244.6

**М. М. РОЙ**, канд. техн. н., старший викладач кафедри “Обладнання нафтових і газових промислів” (Полтавський національний технічний університет ім. Ю. Кондратюка), ongpl@ukr.net,  
**Б. О. ВОЛОШИНІВСЬКИЙ**, директор ТОВ “Карбон”,  
**В. Г. ЛАСТОВКА**, заст. директора з впровадження нової техніки та випробування свердловин ТОВ “Карбон”

## НОВІ ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИПРОБУВАННЯ ПЛАСТІВ В УМОВАХ ВИСОКОГО ТИСКУ Й ТЕМПЕРАТУРИ

Запропоновано вдосконалену конструкцію пакера, який забезпечує надійне перекриття кільцевого простору під час випробування й дослідження глибоких і надглибоких свердловин з характерними для них високими перепадами тиску й температур, збільшує ресурс його застосування й водночас підвищує ефективність випробування й дослідження пластів.

**Ключові слова:** пакер, випробування свердловин, тиск, температура, дослідження пластів.

*M. M. Roi, Ph. D., senior teacher of “Equipment of the oil and gas wells” department (Yurii Kondratiuk National Technical University of Poltava), ongpl@ukr.net, B. O. Voloshynivskyi, director of LTD “Karbon,” V. H. Lastovka, second director from introduction of new technique and wells test of LTD “Karbon” (LTD “Karbon”) NEW TECHNICAL DECISIONS FOR INCREASE OF EFFICIENCY THE LAYERS TEST IN THE CONDITIONS OF HIGH PRESSURE AND TEMPERATURE*

Reliability of packer application opened the wells barrel during testing in the process of the boring drilling straight influences on quality of whole test. This is especially important to arrive at a test in difficult geologo-technological terms – in the conditions of high pressure and temperature overfalls, when the overfall of pressure can make 25 MPa and anymore.

In such terms the packers rubber element flows under support, collapses, pressurizing of wells barrel is as a result violated during a test. In this connection authors are develop packer, which provides the reliable ceiling of circular space of deep and super-deep wells. It is carried out due to that the packers rubber element consists of two parts, placed on stock, thus a lower rubber element is hardly related to lower support from below and by support from above, which simultaneously is lower support for an overhead rubber element which from above co-operates with mobile, hardly fastened, on stock overhead support; thus the surface of support has a form of hyperboloid of rotation, eventual part of which, that has a most diameter, answers the most diameter of overhead support which answers the diameter of packers rubber elements. The packers construction is executed at the level of Ukraine patent an invention and brought to the register of the best inventions of Ukraine. During the lead through of works from the test of layers in production terms offered on 17 objects a rubber element provided the reliable ceiling of wells circular space and kept the integrity during tests 5–6 objects, that considerably diminishes expenses on a test.

**Keywords:** packer, test of wells, pressure, temperature, research of layers.

У перспективі, з розвитком нафтогазової галузі, учені прогнозують уведення в розвідку нових площ із глибокозалежними продуктивними горизонтами в складних геологічних умовах, що потребує нині розроблення нових технічних засобів і технологічних прийомів, які використовують у процесі випробування й дослідження пластів, оскільки ефективність застосування стандартних технологій і технічних засобів за таких умов різко знижуватиметься.

Досить важливим, але найменш надійним вузлом у комплектуванні випробувального інструмента є пакерний вузол. Від надійності роботи пакера, його гумового ущільнюючого елемента залежить результат усього процесу випробування пластів у процесі буріння. Особливо це стосується випробування глибоких і надглибоких свердловин, коли під час збільшення перепаду тиску й температури гумовий елемент пакерного вузла втрачає стійкість, затікає під опору (деформація його стає незворотною) і, руйнуючись, порушує герметизацію стовбура свердловини.

Одним з технологічних чинників, які впливають на якість випробування, є створювана на пласт депресія. Забезпечуючи її, щоб отримати приплив пластового флюїду, доводиться

створювати високий перепад тиску на пакер, що може спричинити руйнування гумового ущільнювального елемента й порушити внаслідок цього процес випробування.

З метою підвищення працездатності ущільнюючих гумових елементів пакерів під час їх роботи в складних геолого-технічних умовах ряд дослідників у нашій країні й за кордоном розробив високоефективні конструкції пакерів, які запобігатимуть швидкому руйнуванню пакеруючого елемента.

Проведено дослідження працездатності ущільнюючого гумового елемента пакера, які виявили, що найбільше впливає на руйнування гумового елемента отвір між опорою пакера й стінкою свердловини, а також конструкція самої опори.

Удосконалення пакерних систем, над яким працює широке коло спеціалістів, проводили завдяки створенню різного типу опор для гумового елемента пакера: пелюсткової опори конструкції “СевКавНИПИнефть”; розсувної опори, виконаної у вигляді шести–восьми металічних пластин завтовшки 0,4–0,5 мм; вузла металічного перекриття під ущільнювальним гумовим елементом, що складається з обойми, у якій зібрано плашки, що, перекриваючи одна одну, взаємодіють зі штоком пакера.

Найбільшого поширення набули пакери з гумовою розсувною опорою. Як розсувну опору в цих пакерах застосовують гумове кільце-вставку, твердість якого вища, ніж твердість ущіль-

новального гумового елемента пакера. Проте це не вирішує проблеми збереження основного ущільнювального гумового елемента пакера в умовах високих перепадів тиску й температури. Як показує досвід багаторічної експлуатації цих пакерів, здебільшого під час перепаду тиску понад 25,0 МПа й за температури понад 100 °С руйнується спочатку розсувна гума вставка, а потім нижня частина гумового ущільнювального елемента, що робить його непридатним до подальшого використання.

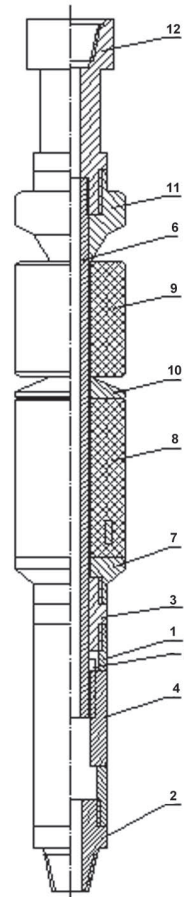
Автори поставили собі за мету створити таку конструкцію пакера, яка б забезпечила надійне перекриття кільцевого простору глибоких свердловин при пакеруванні та цілісність гумового ущільнювального елемента пакера, що дало б можливість багатократно його використовувати під час випробування й дослідження свердловин.

У результаті численних експериментальних досліджень автори розробили принципово нову конструкцію пакера, яка відрізняється від відомих конструкцій пакерів тим, що ущільнюючий елемент складається з двох частин, розміщених на штоку, причому нижній ущільнюючий елемент жорстко з'єднаний з нижньою опорою й опорою зверху, яка водночас є нижньою опорою для верхнього ущільнювального елемента, який вгорі взаємодіє з рухомою, жорстко закріпленою на штоку, верхньою опорою. Поверхня опори має форму гіперболоїда обертання, кінцева частина якого, що має найбільший діаметр, відповідає найбільшому діаметрові верхньої опори та діаметру ущільнюючих елементів пакера.

Пакер включає (рис. 1) корпус 1, який нижньою частиною жорстко за допомогою різби поєднано з нижнім перехідником 2, а у верхній частині з перехідником 3 й розміщеною в ньому шпонкою 4 через паз 5 поєднується зі штоком 6. У свою чергу перехідник 3 за допомогою різби з'єднано з нижньою опорою 7, на якій закріплено нижній ущільнюючий елемент 8. Верхній ущільнюючий елемент 9 вільно розміщено на штоку 6 і обмежено знизу опорою 10, яка є спільною для обох ущільнюючих елементів 8 і 9, а зверху – верхньою опорою 11, зовнішня поверхня якої має форму гіперболоїда й за допомогою різби поєднується з верхнім перехідником 12, який різьбою з'єднано зі штоком 6.

Пакер працює таким чином. Під час спуску пакера у свердловину він перебуває в стані транспортування. Досягнувши заданої глибини, пакер запускається осьовим навантаженням бурильної колони. При цьому навантаження через верхній перехідник 12 передається на шток 6 і верхню опору 11, яка діє своєю зовнішньою поверхнею на верхній ущільнюючий елемент 9. У результаті дії зовнішньої гіперболічної поверхні верхньої опори верхній ущільнюючий елемент 9 набуває форми цієї поверхні й герметично та надійно перекриває кільцевий простір свердловини, одночасно сприймаючи гідравлічне навантаження від стовпа промивальної рідини, розміщеної над ним, та передає стискаюче зусилля через опору 10 на нижній ущільнюючий елемент 8, який верхньою своєю частиною також герметично перекриває кільцевий простір свердловини.

Під час відкриття впускного клапана випробувача пластів підпакерна зона сполучається з порожниною бурильних труб, а на нижній ущільнюючий елемент 8, крім механічного навантаження, додатково діє гідравлічна складова стискаючого зусилля, величина якого може бути в декілька разів більшою від механічного стискаючого навантаження. Під дією цього додаткового навантаження відбувається максимальне ущільнення елементів 8 і 9 зі збереженням їх цілісності завдяки тому, що на кожен ущільнюючий елемент діють лише стискаючі їх зусилля з боку стінок свердловини та опор 7, 10, 11.



**Рис. 1. Пакер циліндричний гідравлічний**

1 – корпус; 2 – нижній перехідник; 3 – перехідник; 4 – шпонка; 5 – паз; 6 – шток; 7 – нижня опора; 8 – нижній гумовий елемент; 9 – верхній гумовий елемент; 10 – опора; 11 – верхня опора; 12 – верхній перехідник

Знімаючи пакер після завершення випробування пласта, відкриваючи зрівнювальний клапан випробувача пластів і вирівнюючи тиск над і під пакером, натягом бурильної колони запускаються всі рухомі деталі пакера. Знімається навантаження з верхньої опори 11 і з верхнього ущільнювального елемента 9, з опори 10 і нижнього ущільнювального елемента 8; при цьому обидва ущільнюючі елементи послідовно набувають транспортного положення й пакер без перешкод піднімається вгору. Після закінчення процесу випробування свердловини пакер піднімають разом з іншим свердловинним обладнанням на поверхню.

Запропонована конструкція пакера забезпечує його надійне встановлення й зняття зі збереженням цілісності ущільнюючих елементів, що значною мірою підвищує ефективність і достовірність випробування й дослідження пластів.

Висоту гіперболічної поверхні верхньої опори 11, яка тисне на верхній ущільнюючий елемент 9 пакера, можна визначити, використавши властивості гіперболи, оскільки зовнішня поверхня верхньої опори 11 має форму гіперболоїда (рис. 2), який утворюється при обертанні гіперболи навколо фокальної осі. При перетині гіперболоїда площиною, що проходить через фокальну вісь, утворюється гіпербола. Розгляньмо випадок (оптимальний з погляду математики), коли асимптоти утвореної гіперболи перетинаються під кутом 45°. Припустимо, що пакер устанавлюють у свердловині  $\varnothing 215,9$  мм. Тоді діаметр опори верхнього ущільнювального елемента пакера дорівнює  $d_1 = 195$  мм = 0,195 м, що відповідає діаметру верхнього ущільнювального елемента в його найширшій частині (вершині гіперболи), а діаметр штока пакера дорівнює  $d_{шт} = 73$  мм = 0,073 м, що відповідає точці E, розміщеній на гіперболі.

Рівняння рівносторонньої гіперболи (з урахуванням того, що кут між асимптотами становить 45°) має вигляд:

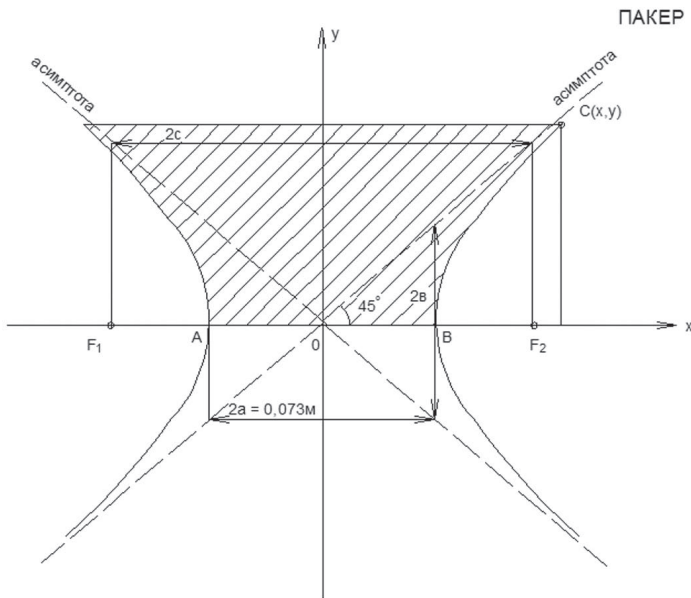


Рис. 2. Перетин гумового ущільнюючого елемента пакера (гіперболіда) площиною, що проходить через фокальну вісь

$$\frac{x^2}{a^2} - \frac{y^2}{a^2} = 1 \text{ або } x^2 - y^2 = a^2.$$

Ордината найвищої точки гіперболи збігається з ординатою найширшої частини верхньої опори 11 пакера, а ордината точки Е, що належить гіперболі, є водночас кінцевою точкою найменшого діаметра верхньої опори 11, що відповідає діаметрові штока, на якому жорстко закріплено верхню опору 11 верхнього ущільнюючого елемента 9 пакера. Тому задача з визначення висоти верхньої опори 11 полягає у з'ясуванні ординати кінцевої точки гіперболи, що відповідає найбільшому радіусу верхньої опори, тобто найбільшому радіусу верхнього ущільнюючого елемента 9. Для гіперболи:

$$AB = a = \frac{d_{\text{штока}}}{2} = \frac{0,073 \text{ м}}{2} = 0,0365 \text{ м.}$$

Для точки С:

$$x = \frac{d_{\text{в.у.с.}}}{2} = \frac{0,195 \text{ м}}{2} = 0,0975 \text{ м.}$$

Тоді ординату точки С можна отримати з рівняння рівносторонньої гіперболи:

$$y = \sqrt{(0,0975)^2 - (0,0375)^2} = 0,0904 \text{ м.}$$

Такої висоти верхньої опори 11 достатньо для того, щоб вона, діючи на верхній ущільнюючий елемент 9, надавала йому у верхній його частині також форми гіперболіда і завдяки цьому надійно перекривала кільцевий простір свердловини Ø215,9 мм.

Так само можна розрахувати висоту верхньої опори 11 для інших діаметрів штока пакера й діаметрів гумового елемента, і зрештою для діаметра свердловини.

Висоту ущільнюючого елемента можна розрахувати виходячи з того, що гума, з якої виготовлено ущільнюючі елементи, практично нестискувана, а тому об'єм її під час пакерування залишається незмінним; змінюється лише її поверхня, площа якої залежить від її форми. Відомо, що найоптимальнішим вирішенням завдання щодо оптимізації площі поверхні ущільнюючого елемента буде те, за якого площа ущільнюючого елемента сягне мінімальних для цього об'єму розмірів [1]. Розв'язуючи завдання щодо мінімізації площі поверхні ущільнюючого елемента, можна аналітично розрахувати його висоту. Підрахунок показують, що для пакера з діаметром штока 0,073 м оптимальною є висота ущільнюючого елемента, яка дорівнює 0,460 м.

Пакер було випробувано у виробничих умовах на свердловинах:

- Василівська пл. (в інтервалах: 3213–3248 м 02.09.2002 р. і 3480–3700 м 01.06.2003 р.);
- Денисівська пл. (в інтервалі 3034–3089 м 07.10.2003 р.);
- Ямпільська пл. (в інтервалах: 3455–3556 м 20.11.2003 р.; 3316–3412 м 31.10.2003 р.; 3654–3762 м 13.01.2004 р.);
- Шиглівська пл. (в інтервалах: 3047–3095 м 22.10.2001 р.; 3154–3350 м 27.11.2001 р.; 3157–3222 м 14.10.2004 р.);
- Підгорянська пл. (в інтервалі 2880–2949 м 18.04.2002 р.);
- Кохівська пл. (в інтервалах: 2093–2200 м 08.05.2002 р.; 1854–1905 м 29.04.2002 р.; 1645–1719 м 11.04.2002 р.; 1319–1346 м 22.03.2002 р.; 416–460 м 09.02.2002 р.);
- Турівська пл. (в інтервалі 4982–4997 м 10.12.2001 р.);
- Крутогорівська пл. (в інтервалі 2114–2167 м 25.06.2008 р.).

Застосування вдосконаленої конструкції пакера дозволило зберегти цілісність ущільнюючих гумових елементів пакера протягом 5–7 випробувань, що знизило витрати на випробування. Завдяки вдосконаленій конструкції пакера термін експлуатації гумових елементів можна було б іще продовжити, якби якість гуми залишалася незмінною. Але, як відомо, процеси, які протікають у гумі під дією температури, середовища, в якому вона працює, і механічних напружень, можуть привести до змін, а відтак до появи залишкової деформації, до зниження міцнісної характеристики. З підвищенням температури інтенсивність цих змін збільшується. Причому високі температури, на відміну від низьких, викликають незворотне погіршення механічних властивостей гуми. Унаслідок цього залишкові деформації – просто невідворотні [1].

У результаті застосування описаної вище конструкції пакера [2] з використанням лише трьох гумових елементів удалося випробувати 17 наведених вище об'єктів.

Отже, запропонована конструкція забезпечує надійне встановлення пакера у відкритому стовбурі свердловини та його зняття зі збереженням цілісності ущільнюючих елементів (яке обмежується лише втратою герметизуючих властивостей гуми), що значною мірою підвищує ефективність і достовірність випробування й дослідження пластів і рекомендовано до широкого впровадження на геологічних підприємствах України.

#### ЛІТЕРАТУРА

1. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин/[Варламов П. С., Григулецкий В. Г., Варламов Г. П., Варламов С. П.]. – Уфа: ГУП РБ, 2004. – 619 с.
2. Пат. на винахід в Україні, МПК (2009) E21B 33/12. Пакер/Соколов С. Д., Волошинівський Б. О., Рой М. М., Федьків П. І., Ластовка В. Г.; заявник і патентовласник Соколов С. Д. – № 90411; Заявл. 23.02.2009; Опубл. 26.04.2010, Бюл. № 8. – 8 с.

#### REFERENCES

1. Wells test equipment for gidrogasdynamic coektors researches oil and gas wells/[Varlamov P. S., Griguleckij V. G., Varlamov G. P., Varlamov S. P.]. – Ufa: GUP RB, 2004. – 619 p. (In Russian).
2. Stalemate on an invention Ukraine, MPK (2009) E21V 33/12. Paker/Sokolov S. D., Voloshynivskiy B. O., Roi M. M., Fedkip P. I., Lastovka V. H.; declarant and a patent proprietor Sokolov S. D. – № 90411; Prop. 23.02.2009; Publ. 26.04.2010, Biul. № 8. – 8 p. (In Ukrainian)

Рукопис отримано 26.04.2015.