

$$\frac{V_{кор}}{V_2} = \left( \frac{P_{max}}{P_{min}} \right)^{\frac{1}{n}} - 1; \quad (13)$$

де  $n$  – показник політропи.

Вирази (12), (13) показують, що корисна ємність (енергоємність)  $V_{кор}$  компенсатора залежить за всіх інших рівних умов від відношення  $\frac{P_{поч}}{P_{max}}$  і для даного  $P_{max}$  – від величини початкового тиску  $P_{поч}$  зарядки компенсатора газом.

*Література:*

1. . Korobko, B., Khomenko, I., Shapoval, M., Virchenko, V. *Solution Pressure Pulsations into the Pipeline Size Determination in Dependence on Constructive Parameters of Valve Units of Mortar Pump* *Lecture Notes in Civil Engineering* this link is disabled, 2022, 181, сmp. 225–243 <http://reposit.nupp.edu.ua/handle/PolNTU/9321>

2. *Theoretical and Experimental Investigations of the Pumping Medium Interaction Processes with Compensating Volume of Air in the Single-Piston Mortar Pump Compensator* / B. Korobko, M. Shapoval, R. Kaczynski, A. Kryvorot, V. Virchenko // *Lecture Notes in Civil Engineering*. – Springer : Cham, 2023. – Vol. 299 : *Proceedings of the 4th International Conference on Building Innovations. ICBI 2022*. – [https://doi.org/10.1007/978-3-031-17385-1\\_17](https://doi.org/10.1007/978-3-031-17385-1_17)  
<http://reposit.nupp.edu.ua/handle/PolNTU/12244>

**УДК 622.279:622.276.66**

**СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ ПРОВЕДЕННЯ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА**

**Михайлишин Б.І.**

*АТ «Укргазвидобування»  
mykhailyshynbohdan@gmail.com*

**Ларцева І.І.**, к.т.н., доцент

**Лобунець К.М.**, магістрант

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) – це одна з ключових технологій сучасного нафтогазовидобутку, яка спрямована на інтенсифікацію припливу флюїдів до свердловини шляхом створення штучних тріщин у продуктивному пласті. Особливу актуальність ця технологія набуває на виснажених родовищах, на яких гідророзрив є єдино можливим способом виведення малодобітних або проблемних свердловин на новий рівень продуктивності. Польовими дослідженнями підтверджено, що після проведення гідророзриву дебіти можуть збільшуватись у 3 – 6 разів, а іноді й більше [1]. Також ГРП є однією з ключових технологій інтенсифікації видобутку природного газу з нетрадиційних колекторів, до яких належать сланці, щільні пісковики та вугільні пласти [2].

Умовою ефективного проведення ГРП є дотримання рівноваги між параметрами закачування та фізичними властивостями пласта. Будь-який сучасний проєкт гідророзриву пласта базується на цифрових моделях, аналітичних алгоритмах і точних геомеханічних даних. Таким чином, ефективне проведення ГРП сьогодні неможливе без моделювання цього процесу.

Метою проєктування ГРП є визначення оптимальних параметрів закачування: об'єму рідини, концентрації пропанта, кількості стадій, а також тиску і швидкості нагнітання [3, 4];

та досягнення максимальної провідності тріщин при мінімальних витратах матеріалів та енергії.

Завдяки застосуванню спеціалізованого програмного забезпечення, наприклад MFrac (NSI Technologies), FracPro (CARBO Ceramics), GOHFER (Barree & Associates) та ін., можна створювати цифрові дво- та тривимірні моделі тріщин, враховуючи неоднорідність пласта, наявність природних розломів і взаємодію між сусідніми свердловинами. Це дозволяє прогнозувати не лише геометрію тріщини, а й потенційну продуктивність свердловини після операції.

Одним з ключових параметрів при плануванні ГРП є товщина продуктивного горизонту. Існує емпіричне правило: для кожного метра товщини колектору доцільно закачувати приблизно 3 – 4 т пропанта. Водночас, надмірне перевищення цих значень (> 6 т/м) може спричинити такі проблеми як надлишкові тиски, обводнення продукції або нестабільну провідність тріщини [5]. Такі явища мають бути виявлені ще на стадії моделювання, що і зумовлює критичну важливість застосування цифрових симуляторів.

Наступним параметром ГРП є обсяг закачуваної рідини, який залежить від об'єму тріщини. Згідно з практичними даними, лише 40 – 60% рідини фактично залишається в пласті та бере участь у стабілізації тріщини [6]. Тому важливим при моделюванні є врахування коефіцієнта втрати рідини, що залежить від проникності та типу рідини. Втрати рідини у низькопроникних пластах можуть бути незначними, тоді як у тріщинуватих карбонатах обсяг втрат може перевищувати 40 – 50% загального обсягу.

Оптимізація об'ємів пропанта є також важливим завданням при проектуванні ГРП. Від правильно розрахованої кількості, типу, концентрації та профілю закачування пропанта безпосередньо залежить провідність тріщини, тривалість її ефективної роботи та довгостроковий дебіт свердловини. Помилки на цьому етапі можуть призвести до таких наслідків, як закупорка тріщини, надмірні витрати на транспортування та переробку (може сягати 50 % від загальних витрат [7]), або навіть до гірничо-геологічних ризиків – перетоку флюїдів між пластами або гідроудару по конструкції свердловини [8].

Важливим напрямом є інтеграція експертних ШІ-систем з автоматизованими платформами для управління операціями. Це відкриває можливість використовувати прогнозні алгоритми у режимі реального часу для коригування параметрів закачування і вибору наступних зон розриву безпосередньо під час проведення робіт. Перші польові впровадження подібних рішень показали, що використання ШІ-систем дозволяє підвищити кінцеву продуктивність свердловин на 10 – 20% при зниженні витрат на матеріали і обладнання.

З огляду на зростаючу складність родовищ і потребу в оперативних інженерних рішеннях, інтеграція штучного інтелекту з сучасним програмним забезпеченням стає невід'ємною складовою інженерії гідравлічного розриву пласта.

#### *Література:*

1. Мороз Л., Григораши Б. & Жекало А. (2023). Дослідження проблем та перспектив збільшення видобутку вуглеводнів із застосуванням гідравлічного розриву пласта. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 3(88), 68 – 78. DOI: 10.69628/pdogf/3.2023.68.
2. Li Q., Liu J.J., Liu X.-Ch. & Xing H. (2015). A Review on Hydraulic Fracturing of Unconventional Reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 26, 883 – 892. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.06.041.
3. Warpinski N. R. (2011). Hydraulic Fracture Diagnostics and Modeling. *Journal of Petroleum Technology*, 63 (12), 80 – 89.
4. Сидоренко В. О. (2018). Геомеханічні аспекти проектування гідророзриву пласта. НАК «Нафтогаз України».
5. Holditch S. A. (1981). Factors Affecting Hydraulic Fracture Conductivity. *SPE Paper No. 10025. Society of Petroleum Engineers (14 pp)*.
6. Smith M. B. & Montgomery C. T. (2015). *Hydraulic Fracturing*. CRC Press.

7. U.S. Energy Information Administration. (2018). *Hydraulic Fracturing Cost Breakdown Report*. EIA.

8. American Petroleum Institute. (2019). *API RP 100-1. Hydraulic Fracturing Operations – Well Construction and Integrity Guidelines*. API Publishing Services.

### УДК 622.243.8

#### ПОРІВНЯННЯ ХАРАКТЕРУ ВІДМОВ МАСЛОНАПОВНЕНИХ ТА ВІДКРИТИХ ОПОР ГВИНТОВИХ ВИБІЙНИХ ДВИГУНІВ (ГВД)

**Б.І. Назаренко**, аспірант

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

Гвинтові вибійні двигуни (ГВД) є ключовим інструментом похило-спрямованого та горизонтального буріння. Їхня ефективність і надійність критично залежать від вузла опор, який сприймає осьові та радіальні навантаження. Зростання складності профілів свердловин та жорсткості режимів буріння вимагає глибокого розуміння відмінностей у надійності між традиційними відкритими (промивними) та сучасними маслонаповненими (герметизованими) опорами [1]. Метою роботи є порівняльний аналіз домінуючих механізмів відмов та оцінка потенціалу застосування маслонаповнених конструкцій в умовах високих механічних та термічних навантажень українських родовищ.

У конструкції відкритої опори елементи підшипників змащуються та охолоджуються безпосередньо промивною рідиною. При експлуатації ГВД такого типу, ключовим фактором що визначає їхній ресурс, стає безпосередня взаємодія трибоспрями з буровим розчином. Специфіка роботи таких підшипників у глибоких свердловинах (зокрема в умовах Дніпровсько-Донецької западини) полягає в тому, що вони повинні сприймати екстремальні осьові навантаження в діапазоні 150–200 кН.

При такій силі в точках контакту тіл кочення виникають контактні напруження за Герцом, що сягають 2000–2500 МПа. У чистому середовищі метал здатний витримувати такі навантаження тривалий час, однак наявність твердої фази у промивній рідині кардинально змінює фізику процесу.

Механізм руйнування описується через різке зростання коефіцієнта інтенсивності зношування  $k$  у рівнянні Арчарда. Якщо для чистої рідини цей показник становить близько  $10^{-6}$ , то при насиченні розчину кварцовим піском або шламом до рівня 1–3% (типовий показник при недостатньому очищенні), коефіцієнт  $k$  зростає на два порядки — до  $5 \cdot 10^{-4}$  і вище.[1]

Абразивні частинки, потрапляючи в зону надвисокого тиску, не просто дряпають поверхню — вони викликають втомне викришування та мікрорізання загартованого шару металу. Процес посилюється гідродинамічним впливом: при витратах промивальної рідини 30–60 л/с швидкість потоку в зазорах підшипника становить 20–40 м/с, що створює ефект піскоструминної ерозії, особливо на сепараторах та бігових доріжках.

Таким чином, розрахункова швидкість зносу відкритої опори стає лінійно залежною від концентрації абразиву: збільшення вмісту піску в розчині на кожні 0.5% призводить до скорочення залишкового ресурсу опори приблизно на 20–25 годин. Саме ця кореляція пояснює низьке середнє напрацювання на відмову (MTTF) відкритих систем на рівні 100–120 годин у складних геологічних умовах, адже навіть короткочасне погіршення роботи системи очистки бурового розчину призводить до незворотних змін у геометрії підшипника.

#### **Маслонаповнені (герметизовані) опори**

У маслонаповнених опорах підшипниковий вузол повністю ізолюваний від промивної рідини за допомогою герметичних ущільнювальних елементів. Робоча область підшипника