



---

## Матеріали, конструкції та обладнання об'єктів нафтогазового комплексу

---

Прийнято 02.10.2025. Прорецензовано 27.04.2026. Опубліковано 30.05.2026.

УДК 620.91; 624.482

DOI: 10.31471/1993-9868-2026-1(45)-123-131

### ВИЗНАЧЕННЯ ХАРАКТЕРИСТИК СТРУМИННОГО НАСОСА ПРИ ОСВОЄННІ СВЕРДЛОВИН

#### Паневник Д. О.\*

Доктор філософії (PhD), доцент

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна

<https://orcid.org/0000-0002-7853-5051>

e-mail: den.panevnik@gmail.com

#### Паневник О. В.

Доктор технічних наук, професор

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна

<https://orcid.org/0000-0003-2765-3776>

e-mail: o.v.panevnik@gmail.com

#### Михайлюк В. В.

Кандидат технічних наук, доцент

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна

<https://orcid.org/0000-0002-3329-2068>

e-mail: [myhajlyukv@gmail.com](mailto:myhajlyukv@gmail.com)

#### Дейнега Р. О.

Кандидат технічних наук, доцент

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна

<https://orcid.org/0000-0003-1141-7672>

e-mail: deynega2004@gmail.com

---

Запропоноване посилання: Паневник, Д. О., Паневник, О. В., Михайлюк, В. В. & Дейнега, Р. О. (2026). Визначення характеристик струминного насоса при освоєнні свердловин. Нафтогазова енергетика, 1(45), 123-131. doi: 10.31471/1993-9868-2026-1(45)-123-131.

\* 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/>)

**Анотація.** Запропоновано метод техніко-економічного обґрунтування доцільності використання струминного насоса для виклику припливу пластової рідини з продуктивного горизонту експлуатаційної свердловини на основі статистичного аналізу динаміки зміни її продуктивності, визначення додаткового обсягу видобутої нафти та прибутку від її реалізації. В процесі визначення техніко-економічних показників враховано дебіт свердловини після її освоєння з використанням струминного насоса і традиційних засобів, фактичний час роботи свердловини та собівартість нафтовидобутку. В процесі гідравлічного моделювання пристрою для освоєння свердловин визначено перелік гідродинамічних параметрів, які необхідно враховувати при аналізі роботи ежекційної системи. Встановлено вигляд аналітичного співвідношення, яке визначає взаємозв'язок між величиною тиску в підпакерній області, конструктивними особливостями гідравлічної системи та фізичними властивостями промивального розчину. Мінімальна величина тиску в підпакерній області забезпечується у випадку експлуатації струминного насоса в граничному напірному режимі і з нульовим значенням витрати інжектованого потоку. В процесі визначення тиску в підпакерній зоні враховано значення гідростатичного тиску в свердловині, величину місцевих гідравлічних втрат в робочій насадці струминного насоса та лінійних втрат в каналі міжтрубного простору. Величина тиску в підпакерній зоні зменшується при зростанні робочої витрати та збільшенні співвідношення площ перерізів камери змішування та робочої насадки струминного насоса. Границі використання запропонованої гідравлічної моделі обмежуються можливістю виникнення кавітації в проточній частині струминного насоса. Використовуючи запропоновану гідравлічну модель отримано аналітичне співвідношення конструкторських та режимних параметрів свердловинної ежекційної системи, яке забезпечує умови безкавітаційної роботи струминного насоса. Запропонована гідравлічна модель може використовуватись на стадії проектування струминного насоса та прогнозування режиму його експлуатації в процесі виклику припливу з продуктивного горизонту.

**Ключові слова:** освоєння свердловин; виклик припливу; дебіт свердловини; струминний насос; відносний напір; кавітація.

### Вступ

Виснаження покладів вуглеводнів зумовлює необхідність збільшення коефіцієнта нафтовилучення при експлуатації свердловин. Наякісне освоєння свердловин має негативні наслідки на весь період життєвого циклу експлуатаційних та нагнітальних свердловин [1]. Досвід розробки нафтових родовищ свідчить про зниження фільтраційних параметрів привибійної зони пласта в процесі глушіння та експлуатації свердловин. Зменшення обсягів залишкових вуглеводнів забезпечується збереженням природної проникності продуктивних горизонтів в процесі їх первинного розкриття, удосконаленням конструкцій експлуатаційних свердловин, підвищенням якості видалення бурового фільтрату в процесі виклику припливу пластового флюїду, використанням методів підтримування пластового тиску та інтенсифікації процесу нафтовилучення. Значний вплив на проникність продуктивного горизонту має склад технологічних рідин, які застосовують в свердловині. Альтернативними системами для технологічних рідин з водною основою є композиції, до складу яких входять вуглеводні, зокрема інвертні емульсії [2]. Підвищення ефективності очищення продуктивного горизонту під час виклику припливу пластового флюїду дозволяє збільшити дебіт свердловини на початковій стадії нафтовилучення та зменшує темпи зниження продуктивності упродовж її експлуатації. Виклик припливу з продуктивного горизонту здійснюється зниженням гідростатичного тиску в свердловині, створюваного

стовпом промивального розчину нижче пластового тиску, для чого застосовують рідину глушіння меншої густини, аерацію, пінні системи, глибинні насоси для відкачування пластової рідини, желонки та сваби.

Одним з перспективних методів освоєння свердловин є застосування струминних насосів. Використання струминних насосів для виклику припливу з продуктивного горизонту дозволяє покращити взаємозв'язок між свердловиною та пластом, збільшити охоплення тріщинуватого простору, зменшити матеріальні та часові витрати при нафтовилученні та збільшити дебіт. Крім використання в свердловині струминні апарати можуть включатись також до складу обв'язки устя з метою аерації промивального розчину. Ефективність освоєння свердловин струминними насосами значною мірою визначається точністю прогнозування процесу виклику припливу з продуктивного горизонту. Робочий процес струминного насоса, незважаючи на просту конструкцію ґрунтується на складному механізмі взаємодії коаксіальних супутніх обмежених струменів із суттєвою різницею швидкостей змішуваних потоків та наявністю у розміщеному між ними зсувному шарі зворотних перетоків та інтенсивного вихроутворення. Зважаючи на поширеність та ефективність використання ежекційних технологій для виклику припливу з продуктивного горизонту удосконалення теоретичних основ робочого процесу свердловинних струминних насосів є актуальним завданням досліджень.

### Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

У 80-х роках минулого століття в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу теоретично обґрунтовано технологію використання струминних насосів для виклику припливу з продуктивного горизонту. Незважаючи на значний гідростатичний тиск, використання струминного насоса дозволяє створити вакуум у привибійній зоні свердловини, внаслідок чого виникають умови для видалення з продуктивного горизонту бурового фільтрату та відновлення продуктивності нафтогазоносного пласта. Здатність створювати глибокі депресії зумовила розроблення провідними нафтовими та нафтосервісними компаніями власних конструкцій ежекційних систем для освоєння свердловин. Провідними в галузі освоєння свердловин струминними насосами можна вважати компанії Baker Hughes та BJ Service. Підвищенню ефективності зниження тиску в свердловині сприяє закручування змішуваних потоків, розміщеними в проточній частині струминного насоса похилими направляючими елементами [3]. Суттєвою перевагою виявилась можливість комбінованого використання струминних насосів та колони гнучких труб. Поєднання ежекційних та колтюбінгових технологій дозволяє використовувати переваги обох напрямків розвитку нафтогазового обладнання. Вперше в Україні струминні насоси для освоєння свердловин були випробувані в Долині (1980 р.) та Старому Самборі (1981 р.) [4]. Класична технологія виклику припливу з продуктивного горизонту передбачає реалізацію методу впливу на продуктивний горизонт та привибійну зону багаторазовими депресіями та репресіями [5]. Струминний насос спускають в свердловину на колоні насосно-компресорних труб з подачею робочої рідини через підйомну колону або міжтрубний простір. Відповідно до розробленої технології використання струминного насоса дозволяє досліджувати свердловини за кривими відновлення тиску, діяти на привибійну зону миттєвими депресіями і репресіями, досліджувати свердловини на приплив для побудови індикаторних діаграм. Режим багатократних миттєвих депресій і репресій за необхідності може поєднуватись із кислотним обробленням пласта. Конструкція струминних насосів допускає їх встановлення в свердловині гідравлічним способом. Використання струминного насоса для освоєння морських свердловин вперше було реалізовано на нафтовому родовищі Удна, розташованому в затоці Хам-

мамат за 80 км від північно-східного узбережжя Тунісу (оператор Lundin (Canada)) [6]. Ефективність використання струминних насосів підвищується шляхом комбінованого ежекційно-вібраційного впливу на продуктивний горизонт [7]. Струминні насоси можуть застосовуватись також для попереднього вилучення залишків обладнання, що застосовують при цементуванні свердловини та реалізації інших процедур її завершення [8]. В процесі очищення завершеної бурінням сланцевої газової свердловини у північно-центральному Техасі (США) встановлено доцільність збільшення густини та зменшення в'язкості робочого потоку, що спрямовується на робочу насадку струминного насоса. Струминний насос для виклику припливу може використовуватись у свердловинах завершених бурінням, а також для відновлення продуктивності свердловин після ремонту та реалізації методів інтенсифікації нафтовидобутку. В роботі [9] описана процедура освоєння свердловини Well-2A в Пакистані компанією Weatherford Oil Tools Middle East. Після заміни пакера і невдалої спроби виклику припливу з використанням азоту в свердловині гідравлічним способом встановили струминний насос, після чого був відновлений її дебіт. Очищення свердловин струминними насосами може проводитись у комплексі із використанням калібрувальних фрез, каротажу, тампонування та усунення пошкоджень глибокого обладнання, що забезпечує гнучкість реалізації технології освоєння в рамках однієї операції [10]. Поширенню використання струминних насосів для освоєння свердловин сприяє впровадження в технології інтенсифікації нафтовидобутку багатостадійного гідравлічного розриву пласта. Необхідно відзначити розроблену на початку нашого століття технологію ежекційного очищення підземного обладнання свердловини від відкладів газових гідратів [11].

### Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Незважаючи на значний обсяг досліджень, присвячених впровадженню ежекційних технологій в процесі освоєння свердловин, теоретичні питання застосування свердловинних струминних насосів вивчені недостатньо. Дослідження процесу використання струминних насосів, переважно, обмежуються узагальненням досвіду їх експлуатації. Основна увага при цьому надається гідродинамічним дослідженням свердловин, які, зазвичай, застосовують при їх освоєнні. Питання техніко-економічного

обґрунтування використання струминних насосів при освоєнні свердловин залишаються поза увагою широкого кола дослідників. Вибір раціональних конструкторських та режимних параметрів зумовлює необхідність встановлення закономірностей реалізації робочого процесу свердловинних ежекційних систем.

**Мета та завдання досліджень**

Метою досліджень є встановлення взаємозв'язку між конструкторськими та режимними параметрами струминного насоса в процесі освоєння нафтогазових свердловин.

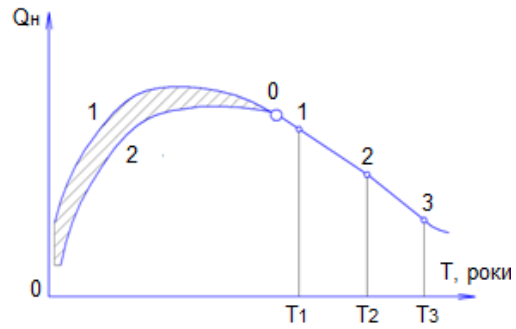
Поставлена мета передбачає виконання наступних завдань досліджень:

- аналіз шляхів техніко-економічного обґрунтування використання струминного насоса;
- розроблення гідравлічної моделі струминного насоса для виклику припливу з продуктивного горизонту;
- аналіз результатів моделювання процесу освоєння свердловин струминними насосами.

**Висвітлення основного матеріалу дослідження**

В процесі первинного розкриття нафтогазоносного пласта відбувається проникнення фільтрату бурового розчину в продуктивний горизонт, внаслідок чого погіршуються його колекторські властивості та знижується дебіт свердловини. Після виклику припливу з продуктивного горизонту на стадії освоєння свердловин, внаслідок вилучення фільтрату з привибійної зони впродовж 2-6 років (залежно від властивостей гірських порід) відбувається зростання дебіту свердловин. Після періоду стабілізації видобутку має місце погіршення проникності продуктивного горизонту, що супроводжується зниженням дебіту свердловини. Це пов'язано з випадінням частинок парафінових та смолоасфальтенових відкладів і неорганічних солей в привибійній зоні свердловини. Застосування струминних насосів для виклику припливу з продуктивного горизонту дозволяє створювати в свердловині повний вакуум і за рахунок глибокого дренажу привибійної зони пласта та очищення її від продуктів буріння прискорює темпи відновлення дебіту та сприяє зростанню його величини. На рисунку 1 зображено динаміку зміни кривих продуктивності свердловини при застосуванні для освоєння струминного насоса та інших засобів.

Заштрихована область на рисунку 1 вказує величину додаткового об'єму нафти, який може бути вилучений з свердловини при використанні для виклику припливу з продук-



**Рисунок 1 – Динаміка зміни дебіту свердловини при використанні для виклику припливу з продуктивного горизонту струминного насоса (1) та інших (2) засобів**

тивного горизонту струминних насосів. На рисунку 1 відображено тривалість експлуатації свердловин при застосуванні окремих способів нафтовилучення. Точка 1 визначає тривалість експлуатації свердловини  $T_1$  фонтанним або газліфтним способом, точка 2 – з використанням електровідцентрових насосів, точка 3 – з використанням плунжерних, гвинтових або струминних насосів. Точка 0 визначає рівність дебітів свердловини при використанні для виклику припливу струминного насоса та інших засобів. Залежно від характеристики продуктивного горизонту точка 0 може знаходитись на ділянці, що відповідає одному з способів експлуатації свердловин. Відповідно до характеристик родовища перелік та послідовність способів нафтовидобутку можуть відрізнитись від наведених на рисунку 1. Додатковий прибуток від реалізації продукції свердловини зумовлений зростанням нафтовидобутку на початкових стадіях експлуатації родовища.

Додатковий обсяг нафтовидобутку викликаний застосуванням при освоєнні струминного насоса може бути визначений за формулою

$$\Delta Q_n = C_q K_e (q_{cn} - q_b), \quad (1)$$

де  $C_q$  – календарний фонд часу свердловини;

$K_e$  – коефіцієнт експлуатації нафтовидобувного обладнання;

$q_{cn}$  – дебіт свердловини після її освоєння з використанням струминного насоса;

$q_b$  – дебіт свердловини після її освоєння технікою, прийнятою за базу порівняння.

Коефіцієнт експлуатації  $K_e$  визначається відношенням часу фактичного використання обладнання до календарного часу його роботи.

Вигляд формули (1) визначається місцем розміщення точки 0 відповідно на ділянках 0- $T_1$ ,  $T_1$ - $T_2$ ,  $T_2$ - $T_3$ . Використання декількох різновидів формули (1) для визначення додатко-

вого обсягу нафтовидобутку пов'язане з різним значенням її складових на окремих етапах експлуатації свердловин. Необхідно зазначити, що неоднаковий за обсягом нафтовидобуток на різних стадіях експлуатації свердловин та пов'язані з цим витрати зумовлюють існування різної собівартості продукції та прибутку від її реалізації

$$P_{сн} = C_q K_e q_{сн} (Ц - C_{сн}); \quad (2)$$

$$P_{б} = C_q K_e q_{б} (Ц - C_{б}), \quad (3)$$

де  $P_{сн}, P_{б}$  – величина прибутку при застосуванні для виклику припливу струминного насоса та базового обладнання;

$C_{сн}, C_{б}$  – собівартість нафтовидобутку у випадку освоєння свердловини, відповідно, струминними насосами та базовими методами;

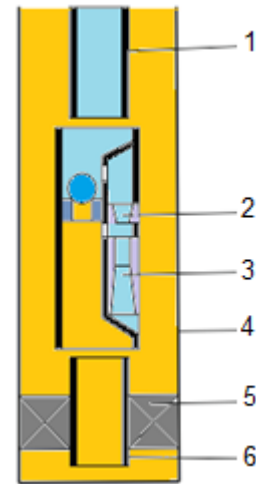
$Ц$  – ціна реалізації продукції.

Величина додаткового обсягу нафтовидобутку дозволяє визначити додатковий прибуток, викликаний застосуванням при освоєнні свердловин струминних насосів.

Динаміка зміни дебіту при використанні для виклику припливу з продуктивного горизонту струминного насоса може бути визначена на основі статистичного аналізу результатів багаторічних спостережень за життєвим циклом експлуатаційної свердловини.

Розроблення гідравлічної моделі струминного насоса для виклику припливу з продуктивного горизонту передбачає проведення попереднього аналізу робочого процесу пристрою для освоєння свердловин (рисунок 2).

Робочий потік, створюваний наземним насосним агрегатом, надходить на робочу насадку 2 струминного насоса. Внаслідок високої швидкості витікання промивального розчину у вихідному перерізі струминного насоса відповідно до рівняння Бернуллі створюється область низького тиску, внаслідок чого виникають умови для підсмоктування пластової рідини, яка рухається через канал насосно-компресорних труб 6, внутрішню порожнину пристрою та радіальний канал, що сполучає приймальну камеру струминного насоса з підпакерною областю. В камері змішування струминного насоса відбувається вирівнювання профілів швидкостей змішуваних потоків та вирівнювання тиску. Після виходу з дифузору змішаний потік рухається у висхідному напрямку міжтрубним каналом до устя свердловини. Наявність в конструкції пристрою кульового клапана дозволяє здійснювати гідравлічні випробування компоновки перед початком її експлуатації.



1 – підйомна колона; 2 – робоча насадка струминного насоса; 3 – камера змішування з дифузуром струминного насоса; 4 – стінка свердловини (експлуатаційна колона); 5 – пакер; 6 – насосно-компресорні труби

**Рисунок 2 – Принципова схема пристрою для освоєння свердловин**

Відносний напір струминного насоса визначається із врахуванням трьох гідравлічних ліній, що зв'язують його проточну частину з насосно-циркуляційною системою свердловини:

$$h = \frac{P_3 - P_i}{P_p - P_i}, \quad (4)$$

де  $h$  – відносний напір струминного насоса;  $P_3, P_p, P_i$  – значення тисків змішаного, робочого та інжектowanego потоків.

Враховуючи рівняння (4) визначаємо тиск інжектowanego потоку (в підпакерній області)

$$P_i = \frac{P_3 - P_p h}{1 - h}. \quad (5)$$

Відповідно до рівняння (5) мінімальна величина тиску інжектowanego потоку  $P_i = P_{i \min}$  відповідає максимальному значенню відносного напору  $h = h_{\max}$ . Зважаючи на характер залежності відносного напору  $h$  від величини коефіцієнта інжекції  $i$   $h = f(i)$  максимальне значення напору  $h_{\max}$  має місце, коли коефіцієнт інжекції приймає нульові значення  $i = 0$ . Тоді з рівняння (5) отримаємо:

$$P_{i \min} = \frac{P_3 - P_p h_{\max}}{1 - h_{\max}}. \quad (6)$$

Значення тиску змішаного  $P_3$  та робочого  $P_p$  потоків визначаємо відповідно до конструкції струминного насоса.

Величина тиску змішаного потоку визначається у вихідному перерізі дифузора як сума гідростатичного тиску  $P_2$  та величини гідравлічних втрат у міжтрубному просторі свердловини  $\Delta P_3$ . Тиск робочого потоку  $P_p$  перевищує величину тиску змішаного потоку  $P_3$  на величину гідравлічних втрат в робочій насадці  $\Delta P_{pn}$

$$P_3 = P_2 + \Delta P_3; \quad (7)$$

$$P_p = P_3 + \Delta P_{pn} = P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_{pn}. \quad (8)$$

Враховуючи рівняння (7), (8) формулу (6) запишемо у вигляді:

$$P_{i\min} = P_2 + \Delta P_3 - \Delta P_p \frac{h_{\max}}{1 - h_{\max}}. \quad (9)$$

Тоді використовуючи основне рівняння гідростатики та рівняння для визначення лінійних і місцевих гідравлічних втрат, отримаємо інженерну форму запису формули для визначення мінімального тиску в підпакерній області свердловини в процесі виклику припливу з продуктивного горизонту:

$$P_{i\min} = \rho g H_n + \frac{0,811 \lambda_3 \rho H_n Q_n^2}{(D_c - d_{k3})^2 (D_c + d_{k3})^3} - \frac{\rho Q_n^2}{2 \mu_{pn}^2 f_p^2} \frac{h_{\max}}{1 - h_{\max}}, \quad (10)$$

де  $\rho$  – густина робочого середовища;

$g$  – прискорення земного тяжіння;

$H_n$  – глибина встановлення струминного насоса в свердловині;

$\lambda_3$  – коефіцієнт лінійного гідравлічного опору каналу затрубного простору;

$Q_n$  – витрата робочого потоку;

$D_c, d_{k3}$  – внутрішній діаметр свердловини та зовнішній діаметр підйомної колони;

$\mu_{pn}$  – коефіцієнт витрати робочої насадки струминного насоса;

$f_p$  – площа вихідного перерізу робочої насадки.

Розрахунковий алгоритм для визначення коефіцієнта Дарсі  $\lambda_3$  передбачає послідовний розрахунок швидкості руху потоку в затрубному просторі свердловини; параметра Сен-Венана та числа Рейнольдса із врахуванням при переміщенні робочого середовища режиму гладкостінного тертя.

Мінімально допустима величина діаметра робочої насадки струминного насоса  $d_{p\min}$ , яка забезпечує його роботу у безкавітаційному

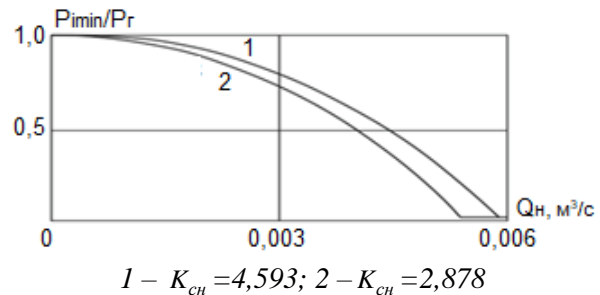
режимі, може бути отримана шляхом розв'язку рівняння (10) після підстановки значень

$$P_{\min} = P_{nn} \text{ та } f_p = \pi d_p^2 / 4$$

$$d_{p\min} = 2\pi^{-0,5} \times \quad (11)$$

$$\times \left( 2\mu_{pn}^2 \left( \frac{gH_n}{Q_n^2} + \frac{0,811\lambda_3 H_n}{(D_c - d_{k3})^3 (D_c + d_{k3})^2} - \frac{P_{nn}}{\rho Q_n^2} \right) \frac{h_{\max}}{1 - h_{\max}} \right)^{-0,25}.$$

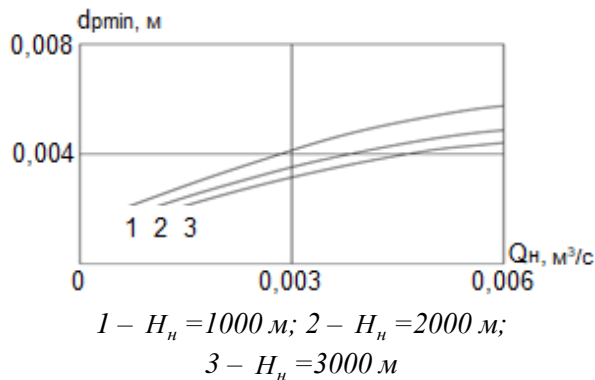
Відповідно до рівняння (10) зростання витрати робочого потоку зменшує величину тиску в підпакерній області свердловини (рисунок 3).



**Рисунок 3 – Залежність мінімального тиску в підпакерній області свердловини від витрати робочого потоку при використанні струминного насоса з геометричним параметром**

Величина основного геометричного параметра струминного насоса  $K_{сн}$  визначається співвідношенням площ перерізів камери змішування та робочої насадки струминного насоса. Після досягнення величини тиску насичених парів робочого середовища  $P_{\min} = P_{nn}$  графік залежності  $P_{\min}/P_2 = f(Q_n)$  набуває горизонтальної орієнтації. Збільшення діаметра камери змішування струминного насоса викликає зростання критичного значення робочої витрати, яке відповідає зниженню тиску в підпакерній області до величини тиску насичених парів рідини. У випадку зменшення тиску в підпакерній області до величини тиску насичених парів рідини робота струминного насоса здійснюється у кавітаційному режимі. При цьому відбувається зменшення витрати інжектваного потоку та інтенсифікується процес зношування елементів його проточної частини. Враховуючи рівняння (11), величина мінімально допустимого діаметра робочої насадки зростає при збільшенні витрати робочого потоку та глибини встановлення струминного насоса в свердловині (рисунок 4).

Використання отриманих результатів дозволяє забезпечити безкавітаційну роботу струминного насоса в процесі виклику припливу з



**Рисунок 4 – Залежність мінімально допустимого діаметра робочої насадки від витрати робочого потоку та глибини розміщення струминного насоса в свердловині  $H_n$**

продуктивного горизонту. Розроблений розрахунковий алгоритм може застосовуватись на стадії проектування конструкції та прогнозування режиму експлуатації струминного насоса для освоєння свердловин.

#### Висновки

1. Запропоновано алгоритм техніко-економічного обґрунтування використання струминного насоса при освоєнні свердловин, який складається з таких етапів:

- визначення додаткового обсягу нафтовидобутку, викликаного застосуванням при освоєнні струминного насоса, із використанням результатів статистичного аналізу динаміки зміни дебіту експлуатаційної свердловини;

- визначення прибутку від реалізації додаткового обсягу видобутої продукції свердловин.

2. Розроблено гідравлічну модель струминного насоса для виклику припливу з продуктивного горизонту:

- проаналізовано принципову схему і робочий процес свердловинного струминного насоса та встановлені гідродинамічні параметри.

ри, які визначають ефективність освоєння свердловин;

- встановлено аналітичний взаємозв'язок між величиною тиску в підпакерній зоні, конструкцією свердловини і струминного насоса, фізичними властивостями промивального розчину та граничним напором ежекційної системи;

- визначено структуру рівняння, яке дозволяє розрахувати мінімально допустимий діаметр робочої насадки струминного насоса за умови попередження виникнення кавітації в його проточній частині.

3. На основі аналізу результатів моделювання встановлено закономірності робочого процесу струминного насоса при освоєнні свердловин:

- величина мінімального тиску в підпакерній зоні та витрата робочого потоку зв'язані обернено пропорційною нелінійною залежністю;

- збільшення основного геометричного параметра струминного насоса викликає зростання величини мінімального тиску в підпакерній зоні свердловини;

- мінімально допустимий діаметр робочої насадки струминного насоса за умови забезпечення його безкавітаційної роботи зростає при збільшенні витрати робочого потоку та зменшенні глибини розміщення струминного насоса в свердловині.

Завдання подальших досліджень полягає у розробленні автоматизованого алгоритму визначення конструкторських та режимних параметрів струминного насоса в процесі виклику припливу з продуктивного горизонту.

#### Подяки

Відсутні.

#### Конфлікт інтересів

Відсутній.

#### Список використаних джерел

1. Gin G., Schnieders M. Well Development Is Step One in Resource Development. *Water Well Journal*. 2022. June 20. P. 29–32. URL: <https://www.researchgate.net/publication/370131610>.
2. Verisokin A. E., Shlein G. A., Gukasyan T. K., Verisokina A. Y. Development of oil well development technology using jet pumps after hydraulic fracturing. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. 2022. Vol. 1045, No. 012054. P. 1–8. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1045/1/012099>.
3. Chudyk I., Panevnyk D. Determination of Experimental Characteristics of a Jet-vortex Pump. *Periodica Polytechnica Mechanical Engineering*. 2024. Vol. 68(4). P. 361–369. DOI: <https://doi.org/10.3311/PPme.38631>.
4. Бражина Г. Й., Яремійчук Р. С. Інженерний вклад в технологію буріння свердловин на Прикарпатті в Україні після 1939 року. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2002. № 2(3). С. 97–105.

5. Яремійчук Р. С. Технологія інтенсифікації припливу рідин і газів з продуктивних пластів з використанням струминних апаратів. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2001. № 1. С. 35–40.
6. Ben C., Ken F., Pugh T. Subsea hydraulic jet pump optimizes well development offshore Tunisia. *World Oil*. 2015. No. 11. P. 71–76. URL: <https://www.worldoil.com/magazine/2015/november-2015/special-focus/subsea-hydraulic-jet-pump-optimizes-well-development-offshore-tunisia/>.
7. Verisokin A. E., Shlein G. A., Gukasyan T. K., Verisokina A. Y. Well surveys with jet pumps after hydraulic fracturing. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. 2022. Vol. 1045(012054). P. 1–12. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1045/1/012054>.
8. Qinglong L., Xueqiang W., Geng T., Liangliang D., Yun L., Xingzheng F., Yongtao Y. Simulation and Experimental Study on Fishing Performance of Vacuum Suction Wellbore Cleaning Tool. *Mathematical Problems in Engineering*. 2020. Vol. 2020. Article ID 2371059. P. 1–13. DOI: <https://doi.org/10.1155/2020/2371059>.
9. Kalwar S. A., Awan A. Q., Ahmad H. J., Khan Z. Application of Jet Pumping Technology for Offloading a Killed Well in a Gas Condensate Field – A Case Study. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Dammam, Saudi Arabia, 23–26 April 2018. SPE-192287-MS. P. 1–7. DOI: <https://doi.org/10.2118/192287-MS>.
10. Winkler S., Luebke G., Jensen C., Cross R. Three-Stage SAGD Liner Intervention to Remediate a Liner System Using Concentric Coiled Tubing Jet Pump Technology. *SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium*. Banff, Alberta, Canada, 27–29 November 2018. SPE-193346-MS. P. 1–14.
11. Panevnik D. A., Panevnik A. V., Krehel R., Kočiško M. Determination of Jet Pump Performance when Eliminating Borehole Hydrates. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 2022. Vol. 58. P. 45–49. DOI: <https://doi.org/10.1007/s10553-022-01349-9>.

#### References

1. Gin, G., & Schnieders, M. (2022). Well development is step one in resource development. *Water Well Journal*, 29–32. <https://www.researchgate.net/publication/370131610>
2. Verisokin, A. E., Shlein, G. A., Gukasyan, T. K., & Verisokina, A. Y. (2022). Development of oil well development technology using jet pumps after hydraulic fracturing. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1045(1), Article 012054. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1045/1/012099>
3. Chudyk, I., & Panevnyk, D. (2024). Determination of experimental characteristics of a jet-vortex pump. *Periodica Polytechnica Mechanical Engineering*, 68(4), 361–369. <https://doi.org/10.3311/PPme.38631>
4. Brazhyna, H. Y., & Yaremiichuk, R. S. (2002). Inzhenernyi vklad v tekhnolohiiu burinnia sverdlodyn na Prykarpatti v Ukraini pislia 1939 roku [Engineering contribution to the technology of well drilling in the Precarpathian region in Ukraine after 1939]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch*, (2), 97–105. (in Ukrainian)
5. Yaremiichuk, R. S. (2001). Tekhnolohiia intenyfikatsii pryplyvu ridyn i haziv z produktyvnykh plastiv z vykorystanniam strumynnykh aparativ [Technology of intensification of fluid and gas inflow from productive formations using jet devices]. *Naukovyi visnyk natsionalnoho tekhnichnoho universytetu nafty i hazu*, (1), 35–40. (in Ukrainian)
6. Ben, C., Ken, F., & Pugh, T. (2015). Subsea hydraulic jet pump optimizes well development offshore Tunisia. *World Oil*, (11), 71–76. <https://www.worldoil.com/magazine/2015/november-2015/special-focus/subsea-hydraulic-jet-pump-optimizes-well-development-offshore-tunisia/>
7. Verisokin, A. E., Shlein, G. A., Gukasyan, T. K., & Verisokina, A. Y. (2022). Well surveys with jet pumps after hydraulic fracturing. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1045(1), Article 012054. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1045/1/012054>
8. Qinglong, L., Xueqiang, W., Geng, T., Liangliang, D., Yun, L., Xingzheng, F., & Yongtao, Y. (2020). Simulation and experimental study on fishing performance of vacuum suction wellbore cleaning tool. *Mathematical Problems in Engineering*, 2020, Article 2371059. <https://doi.org/10.1155/2020/2371059>
9. Kalwar, S. A., Awan, A. Q., Ahmad, H. J., & Khan, Z. (2018, April). *Application of jet pumping technology for offloading a killed well in a gas condensate field – A case study*. Paper presented at the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia. <https://doi.org/10.2118/192287-MS>

10. Winkler, S., Luebke, G., Jensen, C., & Cross, R. (2018, November). *Three-stage SAGD liner intervention to remediate a liner system using concentric coiled tubing jet pump technology*. Paper presented at the SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium, Banff, Alberta, Canada.

11. Panevnyk, D. A., Panevnyk, A. V., Krehel, R., & Kočiško, M. (2022). Determination of jet pump performance when eliminating borehole hydrates. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 58, 45–49. <https://doi.org/10.1007/s10553-022-01349-9>

## DETERMINATION OF JET PUMP CHARACTERISTICS DURING WELL DEVELOPMENT

### Panevnyk D. O.\*

Doctor of Philosophy (PhD), Associate Professor  
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas  
76019, Karpatska St., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine  
<https://orcid.org/0000-0002-7853-5051>  
e-mail: den.panevnyk@gmail.com

### Panevnyk O. V.

Doctor of Technical Sciences, Professor  
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas  
76019, Karpatska St., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine  
<https://orcid.org/0000-0003-2765-3776>  
e-mail: o.v.panevnyk@gmail.com

### Mykhailiuk V. V.

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor  
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas  
76019, Karpatska St., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine  
<https://orcid.org/0000-0002-3329-2068>  
e-mail: myhajlyukv@gmail.com

### Deineha R. O.

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor  
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas  
76019, Karpatska St., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine  
<https://orcid.org/0000-0003-1141-7672>  
e-mail: deynega2004@gmail.com

**Abstract.** A method is proposed for the technical and economic justification of the feasibility of using a jet pump to induce the inflow of formation fluid from the productive zone of a production well, based on a statistical analysis of changes in its productivity, the determination of the additional volume of oil produced, and the profit from its sale. In determining the technical and economic indicators, account was taken of the well's flow rate following development using a jet pump and conventional methods, the actual operating time of the well, and the cost of oil production. During the hydraulic modelling of the well development apparatus, a list of hydrodynamic parameters was identified that must be taken into account when analysing the operation of the ejection system. An analytical relationship has been established that defines the interdependence between the pressure in the sub-packer region, the design features of the hydraulic system, and the physical properties of the flushing fluid. The minimum pressure in the sub-packer zone is ensured when the jet pump is operated in the marginal head mode and with a zero flow rate of the injected fluid. In determining the pressure in the sub-packer zone, the hydrostatic pressure in the wellbore, the magnitude of local hydraulic losses in the jet pump's working nozzle, and the linear losses in the annular space channel are taken into account. The pressure in the sub-packer zone decreases with an increase in working flow rate and an increase in the ratio of the cross-sectional areas of the mixing chamber and the working nozzle of the jet pump. The limits of application of the proposed hydraulic model are constrained by the possibility of cavitation occurring in the flow path of the jet pump. Using the proposed hydraulic model, an analytical relationship between the design and operating parameters of the wellbore ejection system has been derived, which ensures cavitation-free operation of the jet pump. The proposed hydraulic model can be used during the design stage of the jet pump and for predicting its operating mode during the process of inducing inflow from the productive horizon.

**Keywords:** well development, flow stimulation, well flow rate, permeability of the productive horizon, jet pump, relative pressure, injection coefficient, cavitation