

ЕКОНОМІКА НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ

УДК 330.322.2:622.323

JEL B41, C10, D24, L16, O14

DOI: 10.31471/2409-0948-2023-2(28)-31-40

Паневник Денис Олександрович
доктор філософії (PhD) в галузі машинобудування
доцент кафедри нафтогазових машин та обладнання,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
e-mail: den.panevnik@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7853-5051>

ОБҐРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РЕАЛІЗАЦІЇ НАФТОГАЗОВИХ ЕЖЕКЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Анотація. Розроблений алгоритм обґрунтування економічної доцільності використання ежекційних технологій при бурінні експлуатаційних нафтогазових свердловин. Запропонована методика визначення ефективності реалізації ежекційних технологій в бурінні заснована на оцінюванні впливу використання струминного насоса на величину змінних витрат циклу безпосереднього проходження свердловини. Переваги використання наддолотного струминного насоса реалізуються при здійсненні технологічних операцій механічного буріння та спуско-підйомних робіт. Встановлено, що реалізація ежекційних технологій дає змогу зменшити витрати на механічне буріння внаслідок зростання швидкості поглиблення свердловин та скорочення тривалості процесу. Використання наддолотного струминного насоса сприяє зростанню проходження долота, зменшує їх кількість, необхідну для буріння заданого інтервалу, та сумарну вартість. Зниження необхідної кількості доліт дозволяє скоротити витрати, спрямовані на проведення спуско-підйомних операцій для заміни породоруйнівного інструменту. Встановлено, що величина змінних витрат, пов'язаних з поглибленням експлуатаційної нафтогазової свердловини, обернено пропорційна механічній швидкості буріння та проходженню долота. Координати точки перетину залежностей змінних витрат, пов'язаних з поглибленням експлуатаційної нафтогазової свердловини, отриманих для базової та удосконаленої компоновки, визначають умови доцільності застосування ежекційних технологій. У процесі аналізу співвідношень механічних швидкостей поглиблення свердловини та проходжень долота визначені характерні випадки при обґрунтуванні економічної доцільності використання ежекційних технологій. Якщо використання струминного насоса забезпечує зростання проходження долота, зниження витрат, пов'язаних з бурінням, можливе навіть при зменшенні механічної швидкості поглиблення свердловин. У випадку зменшення проходження долота при застосуванні ежекційних технологій механічна швидкість поглиблення свердловин наддолотним струминним насосом повинна бути більшою, ніж для базової компоновки.

Ключові слова: ежекційні технології, змінні витрати при бурінні, економічна ефективність, проходження долота, механічна швидкість буріння.

Denys Panevnyk
PhD in Mechanical Engineering
Associated professor of the Department of Oil and Gas Machines and
Equipment Ivano-Frankivsk National Technical University of
Oil and Gas
E-mail: den.panevnik@gmail.com

SUBSTANTIATION OF THE EFFICIENCY OF OIL AND GAS INJECTION TECHNOLOGIES IMPLEMENTATION

Abstract. An algorithm for substantiating the economic feasibility of using ejection technologies when drilling operational oil and gas wells has been developed. The proposed method of determining the effectiveness of the implementation of ejection technologies in drilling is based on the assessment of the impact of the use of a jet pump on the amount of variable costs of the cycle of direct passage of the well. The advantages of using an overbite jet pump are realized in the implementation of technological operations of mechanical drilling and lowering and lifting works. It was established that the implementation of ejection technologies makes it possible to reduce the costs of mechanical drilling due to the increase in the speed of deepening wells and the reduction of the duration of the process. The use of an over-bit jet pump helps to increase the passage of the bit, reduces the number of bits required for drilling a given interval and the total cost. Reducing the required number of flights allows you to reduce the costs of lowering and lifting operations to replace the rock-crushing tool. It was established that the amount of variable costs associated with the deepening of an operational oil and gas well is inversely proportional to the mechanical speed of drilling and the passage of the bit. The coordinates of the point of intersection of the dependencies of variable costs associated with the deepening of an operational oil and gas well, obtained for the basic and advanced layout, determine the conditions for the feasibility of using ejection technologies. In the process of analyzing the ratios of the mechanical speeds of the well deepening and bit passages, characteristic cases were identified when justifying the economic feasibility of using ejection technologies. If the use of a jet pump provides an increase in the passage of the bit, a reduction in the costs associated with drilling is possible even with a decrease in the mechanical speed of deepening wells. In the case of a reduction in the passage of the bit when using ejection technologies, the mechanical speed of deepening wells with an over-bit jet pump should be greater than for the basic layout.

Key words: ejection technologies, variable drilling costs, economic efficiency, bit penetration, mechanical drilling speed.

Постановка проблеми. Незважаючи на глобальну декарбонізацію світової економіки вуглеводні залишаються основним компонентом енергетичної системи [1]. Виснаження запасів вуглеводнів та швидкі темпи зростання світового енергоспоживання зумовили необхідність залучення в розробку важкодоступних родовищ нафти і газу. Ускладнення умов будівництва та експлуатації нафтогазових свердловин вимагає використання нетрадиційних методів розробки покладів вуглеводнів і, зокрема, зростання обсягів застосування ежекційних технологій. Струминні апарати сьогодні можуть застосовуватись при бурінні [2], ліквідації ускладнень [3], освоєнні [4], експлуатації [5], дослідженні [6] та ремонті свердловин [7], реалізації методів інтенсифікації нафтовилучення [8], в системах збору, підготовки та зберігання вуглеводнів [9]. Широкий спектр використання ежекційних технологій свідчить про їх світове значення. Тривалий час розвиток ежекційних технологій відбувався шляхом удосконалення конструкцій свердловинних струминних насосів та методів їх використання. При цьому поза увагою широкого кола дослідників залишилися питання, пов'язані з економічним обґрунтуванням застосування свердловинних струминних насосів під час реалізації окремих технологічних процесів розробки родовищ нафти і газу. В

процесі еволюції ежекційних технологій з'явився клас задач які неможливо розв'язати виключно технічними методами без залучення економічних категорій. Недостатнє вивчення економічних питань застосування струминних насосів суттєво обмежує можливості нафтогазових операторів стосовно прийняття технічних рішень, спрямованих на підвищення техніко-економічних показників первинного розкриття продуктивних горизонтів, оптимізацію процесу виклику припливу пластового флюїду, обґрунтування умов використання гідроструминного способу експлуатації, вибір методу ліквідації піщаних корків в свердловині та утилізацію низьконапірного нафтового газу. Зважаючи на поширеність застосування нафтогазових струминних апаратів удосконалення методів моделювання економічних зв'язків між елементами ежекційних систем є актуальним завданням.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Буріння свердловин в складних умовах та первинне розкриття продуктивного горизонту – традиційна галузь реалізації ежекційних технологій. Відповідно до нещодавно розробленого індексу витрат Корнельського енергетичного інституту (CEI) вартість будівництва наземних нафтових і газових свердловин упродовж п'яти років зросла на 250 % [10]. Значне зростання вартості спорудження експлуатаційних свердловин пов'язане із підвищенням складності розробки нафтогазових родовищ і, зокрема, із неперервним збільшенням глибини залягання продуктивних горизонтів. Зв'язок між середньою вартістю буріння нафтогазових свердловин та їх глибиною визначається ступеневною залежністю. Намагання зменшити собівартість спорудження експлуатаційних свердловин викликала розробку методу «збалансованого» буріння із використанням свердловинних ежекційних систем [11]. Використання свердловинного струминного насоса дозволяє покращити техніко-економічні показники буріння. В процесі порівняльних випробувань [12] встановлено, що використання доліт з ежекційною насадкою при бурінні горизонтальних свердловин порівняно із стандартним інструментом дозволяє зменшити тиск на вибої свердловини та покращити ефективність його очищення від вибуреної породи. При цьому забезпечується зростання механічної швидкості буріння, проходження долота та його стійкість. Крім того, при використанні струминного насоса зменшується необхідна кількість породоруйнівного інструмента та тривалість буріння заданого інтервалу свердловини [12]. Використання наддолотних струминних насосів всмоктувального типу [13] дозволяє зменшити вартість одного метра проходження на 3,2 % – 6,9 %. Наддолотні струминні насоси нагнітального [14], нагнітально-всмоктувального [15] та вихрового [16] типу дозволяють підвищити техніко-економічні показники первинного розкриття продуктивного горизонту шляхом реалізації технології «збалансованого буріння» [17].

Висвітлення невіршених раніше частин загальної проблеми. Сучасні дослідження ефективності експлуатації наддолотних ежекційних систем, зазвичай, обмежуються визначенням поодиноких техніко-економічних показників при реалізації окремих етапів та технологічних операцій будівництва свердловин. Існуючі економічні моделі використання наддолотних струминних насосів мають обмежений характер застосування, внаслідок чого необхідні технічні рішення стосовно будівництва свердловин приймаються, переважно, на основі практичного досвіду експлуатації ежекційних систем. Формування єдиного підходу до визначення економічної доцільності використання ежекційних технологій при бурінні експлуатаційних свердловин є необхідною умовою їх подальшого удосконалення.

Метою дослідження є розроблення алгоритму визначення економічної доцільності використання наддолотних струминних насосів при бурінні експлуатаційних нафтогазових свердловин.

Виклад основного матеріалу дослідження. Аналіз досліду використання струминного насоса для первинного розкриття продуктивного горизонту дозволяє сформулювати два основні напрямки підвищення економічної ефективності розробки нафтогазового родовища:

1. Зниження витрат при бурінні нафтових і газових свердловин.
2. Зростання обсягу та зниження собівартості нафтовидобутку після введення свердловини в експлуатацію.

Зниження витрат при бурінні свердловин із використанням ежекційних систем пов'язане із здатністю струминного насоса зменшувати тиск у привибійній зоні, внаслідок чого покращуються умови руйнування гірської породи, зростає швидкість буріння та проходження породоруйнівного інструмента і знижується тривалість виробничого циклу.

Відповідно до другого напрямку підвищення економічної ефективності зниження тиску при застосуванні струминного насоса запобігає проникненню бурового фільтрату в продуктивний горизонт та його забрудненню, внаслідок чого підвищується дебіт свердловини і обсяги вилученої нафти та зменшуються витрати на розробку родовища. Позитивний вплив низького тиску при первинному розкритті продуктивного горизонту сьогодні не викликає сумнівів, однак кількісний зв'язок між гідродинамічними параметрами потоку промивального розчину та експлуатаційними характеристиками видобувних свердловин сучасними дослідженнями не встановлений. Зважаючи на те, що кількісна оцінка переваг первинного розкриття продуктивного горизонту з використанням струминного насоса є завданням майбутніх досліджень при економічному обґрунтуванні застосування наддолотних ежекційних систем враховуємо напрям підвищення ефективності розробки нафтового родовища, пов'язаний із безпосереднім зниженням витрат при бурінні свердловин.

До складу виробничого часу циклу безпосереднього проходження свердловини входять наступні технологічні операції:

- механічне буріння;
- спуско-підйомні операції;
- допоміжні роботи;
- кріплення свердловини.

Використання наддолотного струминного насоса дозволяє скоротити витрати, пов'язані із здійсненням двох перших технологічних операцій: зростання швидкості поглиблення свердловини дозволяє скоротити тривалість механічного буріння, а збільшення проходження долота зменшує їх необхідну кількість. При цьому знижується кількість проведення спуско-підйомних операцій, необхідних для заміни зношеного породоруйнівного інструмента. Зважаючи на те, що основні витрати часу (до 50 %) пов'язані з процесом механічного буріння та здійсненням спуско-підйомних операцій використання струминного насоса має суттєвий вплив на економічні показники проведення бурових робіт. Необхідно також відзначити, що спуско-підйомні операції є найбільш працемісткими при бурінні свердловин, а значна їх частина вимагає застосування ручної праці. Для проведення спуско-підйомних операцій витрачається значно більше часу, ніж на безпосереднє руйнування гірської породи.

Визначення економічної доцільності використання струминного насоса передбачає проведення порівняльного аналізу витрат, пов'язаних з бурінням базовою та удосконаленою компоновкою. Враховуючи, що витрати, величина яких не змінюється після використання нової техніки є однаковими для базової та удосконаленої компоновки для порівняльного аналізу використовуємо величину змінних витрат

$$B_{(\bar{\sigma})}^{(zm)} = B_{\partial(\bar{\sigma})} + B_{mex(\bar{\sigma})} + B_{сно(\bar{\sigma})}; \quad (1)$$

$$B_{(сн)}^{(zm)} = B_{\partial(сн)} + B_{mex(сн)} + B_{сно(сн)} + B_{(сн)}, \quad (2)$$

де $B_{(\bar{\sigma})}^{(zm)}$, $B_{(сн)}^{(zm)}$ – витрати, величина яких змінюється після використання струминного насоса відповідно базовою та удосконаленою компоновкою;

$B_{\partial(\bar{\sigma})}$, $B_{\partial(сн)}$ – вартість доліт, необхідна для буріння заданого інтервалу свердловини відповідно базовою компоновкою та струминним насосом;

$B_{mex(\bar{\sigma})}$, $B_{mex(сн)}$ – витрати на механічне буріння при використанні базової компоновки і струминного насоса;

$B_{сно(\bar{\sigma})}$, $B_{сно(сн)}$ – витрати на проведення спуско-підйомних операцій при використанні базової компоновки і струминного насоса;

$B_{(сн)}$ – вартість установок струминного насоса, які використовуються при бурінні заданого інтервалу.

Складові рівнянь (1), (2) визначаються співвідношеннями

$$B_{\partial(\bar{\sigma})} = N_{(\bar{\sigma})}Ц; \quad (3)$$

$$B_{\partial(сн)} = N_{(сн)}Ц; \quad (4)$$

$$B_{мех(\bar{\sigma})} = B_{БУ(\bar{\sigma})}T_{мех(\bar{\sigma})}; \quad (5)$$

$$B_{мех(сн)} = B_{БУ(сн)}T_{мех(сн)}; \quad (6)$$

$$B_{сно(\bar{\sigma})} = B_{БУ(\bar{\sigma})}T_{сно(\bar{\sigma})}; \quad (7)$$

$$B_{сно(сн)} = B_{БУ(сн)}T_{сно(сн)}; \quad (8)$$

$$B_{(сн)} = \frac{B_{(сн)}^{(1)}}{P_{(сн)}} T_{мех(сн)}, \quad (9)$$

де $N_{(\bar{\sigma})}$, $N_{(сн)}$ – необхідна кількість доліт для проходження заданого інтервалу базовою компоновкою та струминним насосом;

$Ц$ – оптова ціна долота;

$B_{БУ(\bar{\sigma})}$, $B_{БУ(сн)}$ – кошторисна вартість однієї години роботи бурової установки при використанні базової компоновки та струминного насоса;

$T_{мех(\bar{\sigma})}$, $T_{мех(сн)}$ – тривалість механічного буріння при застосуванні базової компоновки та струминного насоса;

$T_{сно(\bar{\sigma})}$, $T_{сно(сн)}$ – тривалість проведення спуско-підйомних операцій при проходженні заданого інтервалу буріння базовою компоновкою та струминним насосом;

$B_{(сн)}^{(1)}$ – вартість однієї струминної насосної установки;

$P_{(сн)}$ – ресурс (год.) однієї струминної насосної установки.

Кошторисна вартість однієї години роботи бурової установки $B_{БУ}$ за витратами, що залежать від часу визначається середньою по району технічною швидкістю буріння і містить витрати на матеріали (труби, промивальний розчин, паливо, електроенергія), заробітну плату, експлуатацію бурового обладнання і інструмента та інші прямі витрати.

Тривалість механічного буріння та проведення спуско-підйомних операцій розраховується за очевидними співвідношеннями

$$T_{мех(\bar{\sigma})} = \frac{L_i}{V_{мех(\bar{\sigma})}}; \quad (10)$$

$$T_{мех(сн)} = \frac{L_i}{V_{мех(сн)}}; \quad (11)$$

$$T_{сно(\bar{\sigma})} = T_{сно}^{(1)} N_{(\bar{\sigma})}; \quad (12)$$

$$T_{сно(сн)} = T_{сно}^{(1)} N_{(сн)}, \quad (13)$$

де L_i – потужність (довжина) заданого інтервалу буріння;

$V_{мех(\bar{\sigma})}$, $V_{мех(сн)}$ – механічна швидкість буріння базовою компоновкою та струминним насосом;

$T_{сно}^{(1)}$ – тривалість здійснення одного спуско-підйому.

Тривалість здійснення одного спуско-підйому визначається як середня для даного промислового району величина і залежить від типу бурової установки, глибини свердловини та умов буріння.

Використовуючи формули (3)-(13) запишемо рівняння для визначення змінних витрат при бурінні базовою компоновкою і струминним насосом

$$B_{(\bar{o})}^{(зм)} = \frac{L_i}{L_{\bar{o}(\bar{o})}} \Pi + B_{BY(\bar{o})} \frac{L_i}{V_{mex(\bar{o})}} + B_{BY(\bar{o})} T_{сно}^{(1)} \frac{L_i}{L_{\bar{o}(\bar{o})}}; \quad (14)$$

$$B_{(сн)}^{(зм)} = \frac{L_i}{L_{\bar{o}(сн)}} \Pi + B_{BY(сн)} \frac{L_i}{V_{mex(сн)}} + B_{BY(сн)} T_{сно}^{(1)} \frac{L_i}{L_{\bar{o}(сн)}} + \frac{B_{(сн)}^{(1)}}{P_{(сн)}} \frac{L_i}{V_{mex(сн)}}, \quad (15)$$

де $L_{\bar{o}(\bar{o})}$, $L_{\bar{o}(сн)}$ – проходження долота при застосуванні базової та удосконаленої компоновки.

Рівняння (14), (15) можуть бути перетворені до вигляду

$$B_{(\bar{o})}^{(зм)} = \frac{L_i}{L_{\bar{o}(\bar{o})}} \left(\Pi + B_{BY(\bar{o})} T_{сно}^{(1)} \right) + B_{BY(\bar{o})} \frac{L_i}{V_{mex(\bar{o})}}; \quad (16)$$

$$B_{(сн)}^{(зм)} = \frac{L_i}{L_{\bar{o}(сн)}} \left(\Pi + B_{BY(сн)} T_{сно}^{(1)} \right) + \frac{L_i}{V_{mex(сн)}} \left(B_{BY(сн)} + \frac{B_{(сн)}^{(1)}}{P_{(сн)}} \right) \quad (17)$$

Визначимо величину змінних витрат при бурінні базовою $B_{(\bar{o})}^{(зм)}$ та удосконаленою $B_{(сн)}^{(зм)}$ компоновкою для таких основних вихідних даних: потужність (довжина) заданого інтервалу буріння $L_i=1107$ м; механічна швидкість буріння базовою компоновкою та струминним насосом $V_{mex(\bar{o})}=5,9$ м/год., $V_{mex(сн)}=7,1$ м/год.; проходження долота при застосуванні базової та удосконаленої компоновки $L_{\bar{o}(\bar{o})}=16,8$ м, $L_{\bar{o}(сн)}=29,7$ м; оптова ціна долота $\Pi=8900$ умовних грошових одиниць; вартість однієї струминної насосної установки $B_{(сн)}^{(1)}=23530$ умовних грошових одиниць; ресурс однієї струминної насосної установки $P_{(сн)}=100$ год. Відповідно до наведених вихідних даних та запропонованого розрахункового алгоритму величина змінних витрат становить: при бурінні базовою компоновкою $B_{(\bar{o})}^{(зм)}=732102,8$ умовних грошових одиниць, при бурінні удосконаленою компоновкою $B_{(сн)}^{(зм)}=467919,1$ умовних грошових одиниць.

Відповідно до отриманих рівнянь величина змінних витрат при бурінні свердловини оберненопропорційно залежить від механічної швидкості буріння V_{mex} та проходження долота $L_{\bar{o}}$ (рисунок 1).

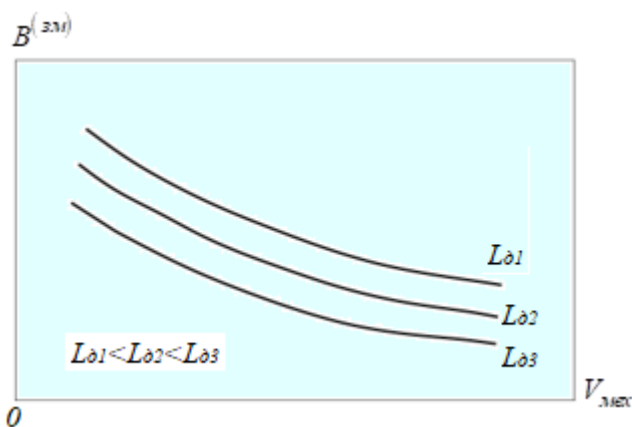


Рисунок 1 – Залежність змінних витрат при бурінні свердловин від механічної швидкості буріння V_{mex} та проходження долота $L_{\bar{o}}$

Рівність витрат при бурінні базовою компоновкою та при використанні струминного насоса дозволяє визначити граничні співвідношення проходження долота та механічної швидкості буріння, перевищення яких забезпечує зниження вартості поглиблення свердловин.

Розглянемо співвідношення змінних витрат при бурінні базовою компоновкою та струминним насосом з використанням коефіцієнта зміни механічної швидкості буріння внаслідок застосування нової техніки

$$k_V = \frac{V_{\text{мех}(сн)}}{V_{\text{мех}(\bar{\sigma})}} \quad (18)$$

Значення коефіцієнта зміни швидкості k_V та співвідношення величин проходження долота $L_{\partial(\bar{\sigma})}$, $L_{\partial(сн)}$ визначають економічну ефективність застосування струминного насоса порівняно із бурінням базовою компоновкою (рисунок 2).

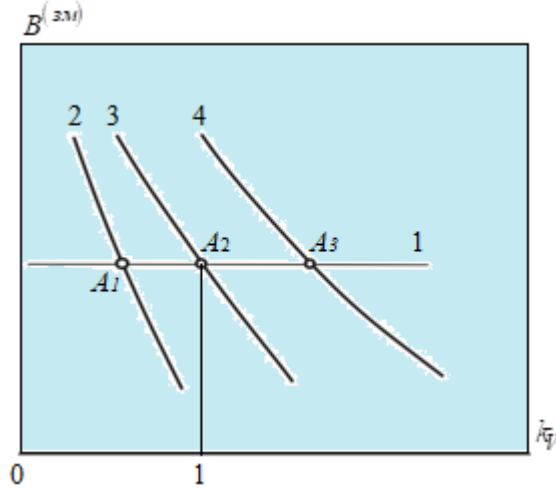


Рисунок 2 – Залежність витрат, пов’язаних із поглибленням свердловини від коефіцієнта зміни механічної швидкості буріння при використанні базової компоновки (1) та струминного насоса (2-4) для різних співвідношень проходження долота: 2 – $L_{\partial(\bar{\sigma})} < L_{\partial(сн)}$; 3 – $L_{\partial(\bar{\sigma})} = L_{\partial(сн)}$; 4 – $L_{\partial(\bar{\sigma})} > L_{\partial(сн)}$

Значення коефіцієнта $k_V > 1$ відповідають зростанню механічної швидкості буріння при використанні струминного насоса. Точки перетину витрат отриманих для базової компоновки та струминного насоса визначають мінімальну величину співвідношення швидкостей механічного буріння k_V , перевищення яких забезпечує економічну ефективність використання ежекційної системи при бурінні.

У випадку, коли проходження долота із струминним насосом перевищує аналогічний параметр для базової компоновки $L_{\partial(\bar{\sigma})} < L_{\partial(сн)}$ (точка A_1), зменшення витрат повязаних з бурінням можливе навіть при зменшенні його механічної швидкості $k_V < 1$.

Уразі однакових значень проходження долота $L_{\partial(\bar{\sigma})} = L_{\partial(сн)}$ (точка A_2) граничне співвідношення механічних швидкостей становить $k_V = 1$. При цьому приймаємо, що вартість струминних насосів, використаних для буріння заданого інтервалу, є незначною. Останнє припущення враховує просту конструкцію та малу вартість виготовлення струминного насоса. Крім того, відсутність рухомих частин значно підвищує ресурс ежекційної компоновки. Необхідно відзначити, що навіть у випадку однакових значень механічної швидкості буріння та проходження долота використання ежекційних технологій має позитивний вплив на подальший процес експлуатації свердловин завдяки здатністю струминного насоса зберігати природну проникність продуктивного пласта в процесі його первинного розкриття.

Якщо використання нової компоновки не забезпечує зростання проходження долота $L_{\partial(\bar{\sigma})} > L_{\partial(сн)}$ граничне співвідношення механічних швидкостей знаходиться в діапазоні $k_V > 1$.

Для кожного з розглянутих випадків область економічно доцільного використання струминного насоса знаходиться праворуч від точки перетину кривих змінних витрат.

Для умов наведеного прикладу значення коефіцієнта зміни швидкості становить $k_v = 1,2$. При цьому виконується співвідношення $L_{d(\bar{\sigma})} < L_{d(cn)}$ ($16,8 < 29,7$).

Проведені дослідження дозволяють встановити наступну послідовність визначення економічної доцільності застосування струминного насоса в бурінні:

1. Визначення витрат, пов'язаних з бурінням заданого інтервалу при застосуванні базової компоновки.

2. Розраховуємо залежність витрат, пов'язаних з поглибленням свердловин із використанням струминного насоса від механічної швидкості буріння.

3. Шляхом порівняння витрат, отриманих для базової та удосконаленої компоновки визначаємо мінімальну механічну швидкість буріння з застосуванням струминного насоса, перевищення якої дозволяє отримати економічні переваги.

4. Шляхом порівняння фактичної механічної швидкості буріння з економічно виправданою робимо висновок про доцільність застосування удосконаленої компоновки.

Висновки і перспективи подальших досліджень у даному напрямі.

1. Обґрунтування доцільності реалізації ежекційних технологій при експлуатаційному бурінні передбачає оцінювання впливу їх використання на величину змінних витрат циклу безпосереднього проходження свердловини.

2. Ефективність реалізації нафтогазових ежекційних технологій в бурінні забезпечується – зменшенням витрат на механічне буріння внаслідок зростання швидкості поглиблення свердловин та скорочення тривалості процесу;

– зниженням сумарної вартості доліт внаслідок зростання проходження породоруйнівного інструменту та зменшення його кількості необхідної для буріння заданого інтервалу;

– скороченням витрат на проведення спуско-підйомних операцій внаслідок зменшення їх тривалості зумовленої зниженням необхідної кількості замін породоруйнівного інструменту.

Зважаючи на спільну дію згаданих факторів величина змінних витрат, пов'язаних з поглибленням експлуатаційної нафтогазової свердловини, обернено пропорційно залежить від механічної швидкості буріння та проходження долота.

3. Спільний аналіз значень коефіцієнта зміни механічної швидкості поглиблення свердловин та співвідношення величин проходження долота, визначають умови забезпечення ефективності застосування наддолотного струминного насоса порівняно із бурінням базовою компоновкою

– якщо проходження долота при застосуванні струминного насоса перевищує аналогічний параметр для базової компоновки, зниження витрат пов'язаних з бурінням можливе навіть при зменшенні механічної швидкості поглиблення свердловин;

– у випадку зменшення проходження долота при застосуванні струминного насоса механічна швидкість буріння удосконаленою компоновкою повинна бути більшою ніж для базової компоновки.

Завдання подальших досліджень полягає у розробленні відповідно до запропонованого алгоритму системи автоматизованого вибору оптимальних співвідношень оптової ціни та проходження долота, які забезпечують максимальну ефективність реалізації ежекційних технологій при бурінні експлуатаційних нафтогазових свердловин.

Література

1. Flaring Emissions – Analysis – IEA. Tracking report – September 2022. 7 p. URL : <https://www.iea.org/reports/flaring-emission>

2. Chen X., Gao D., Guo B. A method for optimizing jet-mill-bit hydraulics in horizontal drilling. SPE Journal. 2016. Vol. 4. SPE 178436. P.416-422.

3. Haughton D.B., Connel P. Reliable and effective downhole cleaning system for debris and junk removal. Proceeding of the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Adelaide (Australia), 11-13 September 2006. SPE 101727. 9 p.
4. Samad A., Nizamuddin M. Flow analyses inside jet pump for oil wells. International Journal of Fluid Machinery and Systems. 2013. Vol. 6. No. 1. P. 1-10.
5. Паневник Д.О. Повышение энергетической эффективности использования нефтяных струйных насосов. Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2022. Т. 65, № 2. С. 181-192. URL : <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-2-1-92>
6. Bryant R., Hampton P. A Simplified Jet Pumping System for Exploration Testing in an Offshore Environment. 23 rd Annual Offshore Technology Conference, Houston (Texas, USA), May 6-9 1991. P. 495-502.
7. Panevnik D.A., Panevnik A.V., Krehel R., Kočiško M. Determination of Jet Pump Performance when Eliminating Borehole Hydrates. Innovative technologies of oil and gas. Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2022. Published: 26 March 2022 (Translated from Khimiya i Tekhnologiya Topliv i Masel. 2022. Vol. 1. January-February. P. 73-76.). URL : <https://doi.org/10.1007/s10553-022-01349-9>
8. Hassan H., Oktobaren R., Yahia Z. Fit for purpose technology for idle well reactivation – a novel application of surface jet pump in offshore Malaysia. Proceeding of the offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur (Malaysia), 25-28 march 2014. OTC-24832-MS. 6 p.
9. Leagas T., Seefeldt G., Hoon D. Ejector Technology for efficient and cost effective flare gas recovery. Proceeding of the GPA-GCC 24th Annual Technical Conference, Kuwait City (Kuwait), May 10–11 2016. 10 p.
10. Lukawski M.Z., Anderson B.J., Augustine C., Louis E., Capuano L.E., Beckers K.F., Livesay B., Tester J.W. Cost analysis of oil, gas, and geothermal well drilling. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2014. Vol. 118. P. 1–14. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.03.012>.
11. Hughes I. Underbalanced Horizontal Drilling could it be the ultimate completion Technique? 15 p. URL : <https://docplayer.net/20877020-Underbalanced-horizontal-drilling-could-it-be-the-ultimate-completion-technique.html>
12. Chen X., Cao T., Yu K., Gao D., Yang J., Wei H. Numerical and experimental investigation on the depressurization capacity of a new type of depressure-dominated jet mill bit. Petroleum Science. 2020. Vol. 17. P. 1602–1615. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00472-8>.
13. Zhu H. Y., Liu Q.Y. Pressure drawdown mechanism and design principle of jet pump bit. Scientia Iranica B. 2015. Vol. 22(3). P. 792-803.
14. Zhu H. Y., Liu Q.Y., Wang T. Reducing the bottom-hole differential pressure by vortex and hydraulic jet methods. Journal of Vibroengineering. 2014. Vol. 8. P. 2224-2249.
15. Chen X.-Y., Cao T., Yu K.-A., Gao D.-L., Yang J., Wei H.-S. Numerical and experimental investigation on the depressurization capacity of a new type of depressure-dominated jet mill bit. Petroleum Science. 2020. Vol. 17. P. 1602-1615. URL : <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00472-8>
16. Zhu H., Deng J.-G., Jing-Ying Z. Vortex methods reducing the bottom-hole differential pressure. Journal of Mines, Metals and Fuels. 2012. Vol. 60. No. 5. P. 81-90.
17. Suryanarayana P. V., Hasan K., Hughes W.I. Technical Feasibility and Applicability of a concentric jet pump in underbalanced drilling: proceeding of the SPE/IADS Underbalanced Technology Conference and Exhibition, Houston (USA) 11–12 October 2004. SPE/IADS 91595. 20 p.

References

1. Flaring Emissions – Analysis – IEA. Tracking report – September 2022. 7 p. URL : <https://www.iea.org/reports/flaring-emission>
2. Chen X., Gao D., Guo B. A method for optimizing jet-mill-bit hydraulics in horizontal drilling. SPE Journal. 2016. Vol. 4. SPE 178436. P.416-422.

3. Haughton D.B., Connel P. Reliable and effective downhole cleaning system for debris and junk removal. Proceeding of the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Adelaide (Australia), 11-13 September 2006. SPE 101727. 9 p.
4. Samad A., Nizamuddin M. Flow analyses inside jet pump for oil wells. International Journal of Fluid Machinery and Systems. 2013. Vol. 6. No. 1. P. 1-10.
5. Паневник Д.О. Повышение энергетической эффективности использования нефтяных струйных насосов. Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2022. Т. 65, № 2. С. 181-192. URL : <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-2-1-92>
6. Bryant R., Hampton P. A Simplified Jet Pumping System for Exploration Testing in an Offshore Environment. 23 rd Annual Offshore Technology Conference, Houston (Texas, USA), May 6-9 1991. P. 495-502.
7. Panevnik D.A., Panevnik A.V., Krehel R., Kočiško M. Determination of Jet Pump Performance when Eliminating Borehole Hydrates. Innovative technologies of oil and gas. Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2022. Published: 26 March 2022 (Translated from Khimiya i Tekhnologiya Topliv i Masel. 2022. Vol. 1. January-February. P. 73-76.). URL : <https://doi.org/10.1007/s10553-022-01349-9>
8. Hassan H., Oktobaren R., Yahia Z. Fit for purpose technology for idle well reactivation – a novel application of surface jet pump in offshore Malaysia. Proceeding of the offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur (Malaysia), 25-28 march 2014. OTC-24832-MS. 6 p.
9. Leagas T., Seefeldt G., Hoon D. Ejector Technology for efficient and cost effective flare gas recovery. Proceeding of the GPA-GCC 24th Annual Technical Conference, Kuwait City (Kuwait), May 10–11 2016. 10 p.
10. Lukawski M.Z., Anderson B.J., Augustine C., Louis E., Capuano L.E., Beckers K.F., Livesay B., Tester J.W. Cost analysis of oil, gas, and geothermal well drilling. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2014. Vol. 118. P. 1–14. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.03.012>.
11. Hughes I. Underbalanced Horizontal Drilling could it be the ultimate completion Technique? 15 p. URL : <https://docplayer.net/20877020-Underbalanced-horizontal-drilling-could-it-be-the-ultimate-completion-technique.html>
12. Chen X., Cao T., Yu K., Gao D., Yang J., Wei H. Numerical and experimental investigation on the depressurization capacity of a new type of depressure-dominated jet mill bit. Petroleum Science. 2020. Vol. 17. P. 1602–1615. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00472-8>.
13. Zhu H. Y., Liu Q.Y. Pressure drawdown mechanism and design principle of jet pump bit. Scientia Iranica B. 2015. Vol. 22(3). P. 792-803.
14. Zhu H. Y., Liu Q.Y., Wang T. Reducing the bottom-hole differential pressure by vortex and hydraulic jet methods. Journal of Vibroengineering. 2014. Vol. 8. P. 2224-2249.
15. Chen X.-Y., Cao T., Yu K.-A., Gao D.-L., Yang J., Wei H.-S. Numerical and experimental investigation on the depressurization capacity of a new type of depressure-dominated jet mill bit. Petroleum Science. 2020. Vol. 17. P. 1602-1615. URL : <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00472-8>
16. Zhu H., Deng J.-G., Jing-Ying Z. Vortex methods reducing the bottom-hole differential pressure. Journal of Mines, Metals and Fuels. 2012. Vol. 60. No. 5. P. 81-90.
17. Suryanarayana P. V., Hasan K., Hughes W.I. Technical Feasibility and Applicability of a concentric jet pump in underbalanced drilling: proceeding of the SPE/IADS Underbalanced Technology Conference and Exhibition, Houston (USA) 11–12 October 2004. SPE/IADS 91595. 20 p.