

ОЦІНКА ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ НАСОСНОГО ОБЛАДНАННЯ У СВЕРДЛОВИНАХ СКЛАДНОГО ПРОФІЛЮ ЗА ВЕЛИКОГО ГАЗОВМІСТУ

А. П. Джус^{1*}, С. В. Касаткін²

¹ ІФНТУНГ; 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: Andrii.Dzhus@nung.edu.ua

² НДПІ ПАТ "Укрнафта"; 76000, Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2;
e-mail: Serhii.Kasatkin-a18522@nung.edu.ua

Метою роботи є створення методологічних основ оцінки особливостей застосування установок електроплунжерних насосів у свердловинах складного профілю за великого газовмісту для окремо взятого родовища. Розглянуто можливість застосування електроплунжерних насосів для свердловин з дебітом від $0,8 \text{ м}^3/\text{д}$ до $38 \text{ м}^3/\text{д}$, яким характерна велика інтенсивність викривлення, що призводить до зношування колон насосних штанг та насосно-компресорних труб в складі штангових свердловинних насосних установок, а також експлуатації в періодичному режимі установок електровідцентрових насосів з номінальною подачею, значно більшою, ніж приплив рідини з пласта. Встановлено, що наявний у продукції свердловини вільний газ суттєво погіршує відкачувальну здатність електроплунжерного насоса та для свердловин окремо взятого родовища, які суттєво відрізняються за значеннями газового фактору і максимально відображають вплив цих параметрів, зумовлює його роботу з коефіцієнтом наповнення циліндра від 0,85 до 0,16. Визначено оціночні значення потенційних тисків на прийомі насоса для частки вільного газу 25 %, 40 %, 55 % і 65 % за умови його застосування на максимально можливих глибинах спуску, що дозволяє також оцінити значення потенційних вибійних тисків та, відповідно, дебітів свердловин. З врахуванням результатів оцінки видобувних можливостей свердловин родовища обґрунтовано доцільність експлуатації окремих із них при частці вільного газу 40 – 55 %, з метою видобутку 29,7 – 36,8 т/д продукції, що на 45 – 80 % більше ніж оціночний сумарний дебіт при допустимій частці вільного газу 25 %, який становить 20,5 т/д. Для розширення застосовності отриманих результатів доцільним є проведення додаткових досліджень з метою врахування впливу обводненості продукції при оцінці наповнення насоса та обґрунтуванні режимів експлуатації свердловин.

Ключові слова: установка електроплунжерного насоса; газовий фактор; коефіцієнт наповнення циліндра насоса; частка вільного газу; тиск на прийомі насоса.

The work aims to create methodological bases for evaluating the features of the application of electric plunger pump installations in wells with a complex profile with a significant gas content for a single deposit. The possibility of using electric plunger pumps for wells with a flow rate from $0,8 \text{ m}^3/\text{d}$ to $38 \text{ m}^3/\text{d}$, which are characterized by a high intensity of curvature, which leads to wear of pump rod columns and pump-compressor pipes as part of rod well pump installations, as well as operation in the periodic mode of installations of electric centrifugal pumps with a nominal supply much greater than the inflow of liquid from the reservoir. It was established that the free gas present in the production of the well significantly impairs the pumping capacity of the electric plunger pump and for wells of an individual field, which differ considerably in the values of the gas factor and maximally reflect the influence of these parameters, determines its operation with a cylinder filling factor from 0,85 to 0,16. The estimated values of the potential pressures at the pump intake for the proportion of free gas of 25%, 40%, 55% and 65% were determined, provided it is used at the maximum possible descent depths, which also allows us to estimate the values of the potential blowout pressures and, accordingly, the flow rates of the wells. Taking into account the results of the assessment of the production potential of the wells of the field, the feasibility of operating some of them with a proportion of free gas of 40 – 55 % to produce 29,7 – 36,8 t/d of production, which is 45 – 80% more than the estimated total flow rate with a permissible share of free gas of 25%, which is 20,5 t/d. To expand the results' applicability, it is advisable to conduct additional studies to consider the effect of product waterlogging in assessing pump filling and substantiating healthy operation modes.

Keywords: installation of an electric plunger pump; gas factor; filling factor of the pump cylinder; proportion of free gas; pressure at the pump intake.

Вступ

З метою підтримання встановлених обсягів видобутку вуглеводнів доволі часто виникає необхідність збільшення глибини спуску насосного обладнання. Одним із обмежень при цьому є наявність у свердловинах локальних інтервалів збільшеної інтенсивності викривлення. Основні ускладнення при роботі штангових свердловинних насосних установок (ШСНУ) у таких свердловинах обумовлені збільшенням сил тертя. Як наслідок, інтенсивного зношування штанг, штангових муфт і насосно-компресорних труб, що зменшує тривалість їх експлуатації. Для таких свердловин виправданим є застосування установок електровідцентрових насосів (УЕВН). Однак, їх експлуатація теж супроводжується ускладненнями, серед яких і ті, що зумовлені особливостями конструкції свердловин і застосовуваних установок. Тому, доцільним є аналіз можливостей застосування не тільки згаданих насосних установок, а й менш поширених, зокрема установок електропунктирних насосів (УЕПН).

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

На сьогодні відомий ряд досліджень щодо роботи обладнання ШСНУ у свердловинах різного профілю. Їх результати висвітлені як у вітчизняних, так і закордонних виданнях. Вони стосуються визначення сил тертя [1], аналізу динаміки колони насосних штанг у вертикальних та похилих свердловинах [2] тощо.

Доволі часто дослідження, пов'язані з роботою насосного обладнання у свердловинах, виконуються із застосуванням різних програмних продуктів. Їх на сьогодні разом із обладнанням з метою спрощення процесу його вибору пропонують і окремі виробники нафтогазового обладнання, і УЕВН зокрема. Так, авторами [3] для дослідження впливу технологічних параметрів ЕВН і режимів їхньої роботи на продуктивність свердловин використано програмне середовище Pipesim компанії Schlumberger.

Використання УЕВН у свердловинах з інтервалами збільшеної інтенсивності викривлення вимагає також проведення попереднього аналізу можливості спуску та експлуатації обладнання на розрахункових глибинах. Для цього виробники УЕВН рекомендують попередньо визначити допустимі значення інтенсивності викривлення стовбура свердловини в місці розташування зануреного електронасосного агрегата з врахуванням його геометричних параметрів і внутрішнього діаметра обсадної колони.

Рекомендованою окремими виробниками та науковцями є залежність:

$$\alpha_{10} = 2 \cdot \arcsin \frac{40 \cdot S}{4 \cdot S^2 + L^2}, \dots^\circ \text{ на } 10 \text{ м,}$$

де S – зазор між внутрішнім діаметром обсадної колони і максимальним діаметральним габаритом установки, м;

L – довжина зануреного електронасосного агрегата від нижнього торця зануреного електродвигуна до верхнього торця ловильної головки насоса, м.

Необхідно зазначити, що окремі пропоновані програмні продукти містять модулі, які відтворюють за результатами інклінометрії траєкторію свердловини у просторовому вигляді та передбачають можливість відображення в ній колони насосно-компресорних труб і глибинонасосного обладнання.

Автори [4] для спрощення механізму визначення можливості експлуатації насосного агрегату в свердловині із попередньо обґрунтованою глибиною спуску запропонували спосіб експрес оцінки його ймовірного прогину в окремо взятому інтервалі. Для цього використано можливість програмних продуктів на базі методу кінцевих елементів щодо параметричного проектування твердотільних моделей.

Більш детальний аналіз результатів вже відомих досліджень впливу профілю свердловин на роботу насосного обладнання та рекомендацій щодо забезпечення його працездатності наведено авторами в роботі [5]. З огляду на можливість експлуатації обладнання при обмежених значеннях деформації ними запропоновано механізм оцінки його напружено-деформованого стану з використанням програмних продуктів на базі методу кінцевих елементів. Достовірність результатів підтверджено співставленням з отриманими в ході аналітичних досліджень, виконаних за попередньо перевіреною методикою [6]. Застосування такого підходу дозволяє оцінити рівень деформацій окремих елементів обладнання установок з врахуванням їх конструктивних особливостей та результатів інклінометрії.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

На сьогодні нафтогазовидобувні підприємства перебувають на етапі зміни постачальників і виробників обладнання. Вітчизняним виробником обладнання для УЕВН є ПрАТ "ХЕМЗ-ІРЕС" [7]. Однак, в повній мірі наявні потреби галузі за номенклатурою та характеристиками обладнання цим виробником не забезпечуються. Тому неминучим є використання відповід-

ного обладнання світових виробників, яке за цілим рядом параметрів відрізняється від застосованого вже тривалий час вітчизняними нафтогазовидобувними підприємствами. При цьому слід зазначити, що інакшим практично для всього обладнання установок, є підхід до формування типорозмірного ряду.

Щодо застосованого на сьогодні обладнання, то найбільш поширеними є занурені електронасосні агрегати габаритної групи 5 (насос діаметром 92 мм, двигун діаметром 103 мм або 117 мм) та 5А (насос діаметром 103 мм, двигун діаметром 117 мм або 103 мм) [8]. Найближчими їх аналогами серед пропонованих світовими виробниками є агрегати, складені із насоса 338 серії та двигуна 375 серії і насоса 400 серії та двигуна 450 серії. Існує також технічна можливість компоновання агрегатів із насоса 400 серії та двигуна 375 серії. Необхідно зазначити, що номенклатура насосного обладнання, пропонованого як аналог габаритної групи 5, характеризується порівняно великими значеннями подач. Застосування такого обладнання для видобутку менше 30 м³/д продукції призводить до суттєвого збільшення довжини насоса, а, відповідно, і зануреного електронасосного агрегата в цілому. Це обмежує можливості застосування УЕВН у викривлених ділянках свердловин, експлуатаційна колона яких складена з обсадних труб умовним діаметром 146 мм.

Таким чином, зважаючи на обмеження щодо застосування як ШСНУ, так і УЕВН у свердловинах складного профілю постає питання пошуку обладнання з відповідними експлуатаційними характеристиками. Одним із варіантів, як уже зазначалось у вступі, є розгляд можливості застосування у таких свердловинах УЕПН, і зокрема для малодобітного фонду.

Узагальнюючи наведене вище необхідно зазначити, що підходів і інструментів для оцінки застосовності обладнання в окремо взятих свердловинах на сьогодні відомо чимало. З їх допомогою можна здійснювати оцінку різного рівня та характеру. Однак, за необхідності попередньої комплексної оцінки можливості, доцільності та особливостей експлуатації УЕПН свердловин окремо взятого родовища потрібно приділити увагу питанню розроблення відповідних підходів для її здійснення.

Метою досліджень є створення методологічних основ оцінки особливостей застосування УЕПН у свердловинах складного профілю за великого газовмісту для окремо взятого родовища.

Для реалізації вказаної мети необхідно:

- оцінити переваги та наявні обмежувальні чинники для застосування УЕПН у свердловинах складного профілю за великого газовмісту;
- встановити критерії оцінки можливості, доцільності та особливостей експлуатації УЕПН та розробити підходи для її здійснення.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

УЕПН за конструкцією є обладнанням для видобутку нафти, в якому лінійний вентильний занурений електродвигун використовується як привод плунжерного свердловинного насоса, та містить також в складі установки трансформатор і станцію керування. Двигун безпосередньо з'єднується з плунжером насоса та спускається у нафтову свердловину.

УЕПН за декларованою виробниками характеристикою є рішенням для експлуатації свердловин з дебітом від 0,8 м³/д до 38 м³/д і поєднує в собі такі переваги як компактність, простота в обслуговуванні та монтажі установки.

Характерною для УЕПН є можливість роботи в похилих та викривлених свердловинах, з відсутністю зносу НКТ та колони насосних штанг, підвищеною ефективністю енергоспоживання та рядом інших переваг порівняно з ШСНУ.

Узагальнюючи вже сказане необхідно зазначити, що УЕПН доцільно застосовувати на обладнаних ШСНУ свердловинах, яким характерна велика інтенсивність викривлення, що призводить до зношування колон насосних штанг та НКТ. Також на малодобітних свердловинах, що експлуатуються в періодичному режимі УЕВН з номінальною подачею, значно більшою ніж приплив рідини з пласта. За таких умов робота обладнання характеризується значними навантаженнями при пусках установок в роботу і, як наслідок, виконанням значної кількості підземних ремонтів.

Застосування УЕПН дозволяє збільшити міжремонтні періоди роботи свердловин, і відповідно зменшити собівартість видобутку нафти за рахунок зменшення кількості поточних підземних ремонтів.

В той же час чинником, що суттєво погіршує відкачувальну здатність об'ємного насоса, зокрема і у складі УЕПН, є наявний у продукції свердловини вільний газ. Величину його впливу відображає коефіцієнт наповнення циліндра насоса (коефіцієнт наповнення). Основними параметрами, що впливають на наповнення насоса, є газовий фактор, обводненість, тиск на

Таблиця 1 – Параметри режимів роботи свердловин

Св.	ГФ, м ³ /т	В, %	Р _{пл} , МПа	Номер режиму роботи	Р _{виб} , МПа	Р _{пр} , МПа	ЧВГ _{нас} , %	К _{нап} , 1
4	700	7,5	19,8	№ 1	17,8	12,6	25	0,73
				№ 2	14,3	10,1	40	0,57
				№ 3	10,3	7,2	59	0,36
				№ 4	8,6	5,9	67	0,27
8	3 800	0,5	10,1	№ 1	9,6	9,2	48	0,48
				№ 2	8,4	8,1	65	0,29
				№ 3	7,7	7,5	73	0,20
				№ 4	7,2	7,0	77	0,16
10	630	2,5	16,5	№ 1	13,9	12,9	25	0,73
				№ 2	11,5	10,5	40	0,57
				№ 3	8,8	8,1	55	0,40
				№ 4	7,5	6,8	64	0,30
10 (2018 р.)	140	7,0	16,5	№ 1	10,7	9,4	14	0,85
				№ 2	7,8	6,8	25	0,73
				№ 3	5,5	4,5	39	0,57
				№ 4	3,9	3,1	52	0,44

Примітка. Скорочення, застосовані в цій та інших таблицях: Св. – номер свердловини; ГФ – газовий фактор; В – обводненість; Р_{пл} – пластовий тиск; Р_{виб} – вибійний тиск; Р_{пр} – тиск на прийомі насоса; ЧВГ_{нас} – частка вільного газу на прийомі насоса; К_{нап} – коефіцієнт наповнення циліндра насоса.

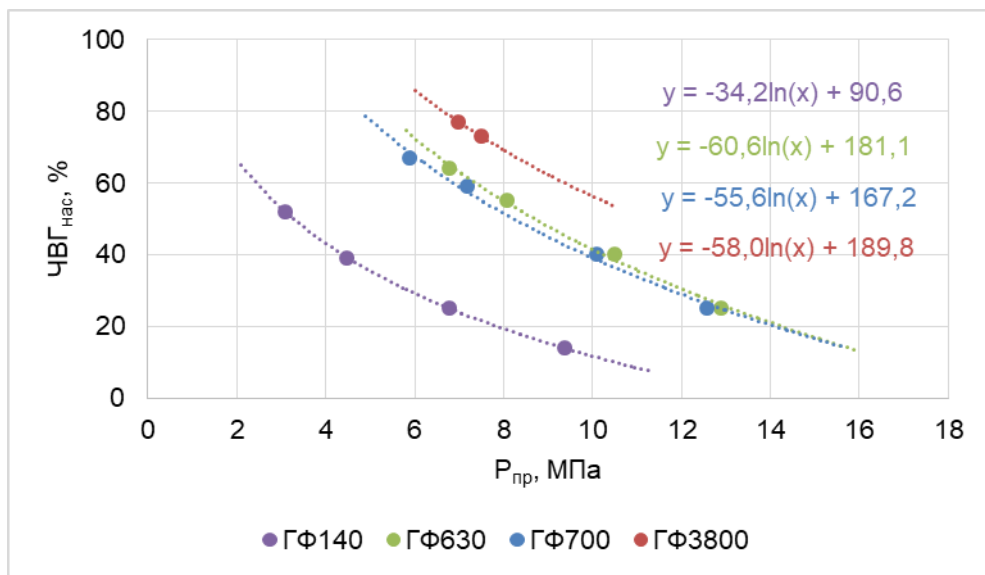


Рисунок 1 – Залежності частки вільного газу на прийомі насоса (ЧВГ_{нас}) від тиску на прийомі насоса (Р_{пр}) для різних газових факторів (ГФ) в м³/т

прийомі насоса та частка вільного газу, як результатуючий показник. Оскільки на розглянутому родовищі середня обводненість дорівнює 4 % і перебуває в межах від 0,5 % до 7,5 %, то її врахуванням при оцінці наповнення насоса можна знехтувати. Для умов розглянутого в ході досліджень родовища розрахункові параметри режимів роботи трьох свердловин, які суттєво відрізняються за значеннями газового фактору і максимально відображають вплив цих параметрів, наведено в таблиці 1.

Для кращої візуалізації отриманих результатів, залежності частки вільного газу від тиску на прийомі насоса для різних газових факторів графічно відображено на рисунку 1.

Проаналізувавши зазначену інформацію, апроксимаційно визначено оціночні залежності тисків на прийомі насоса від газового фактору для частки вільного газу на прийомі насоса 25 %, 40 %, 55 % і 65 % (рисунок 2). Відповідні оціночні значення наведено в таблиці 2.

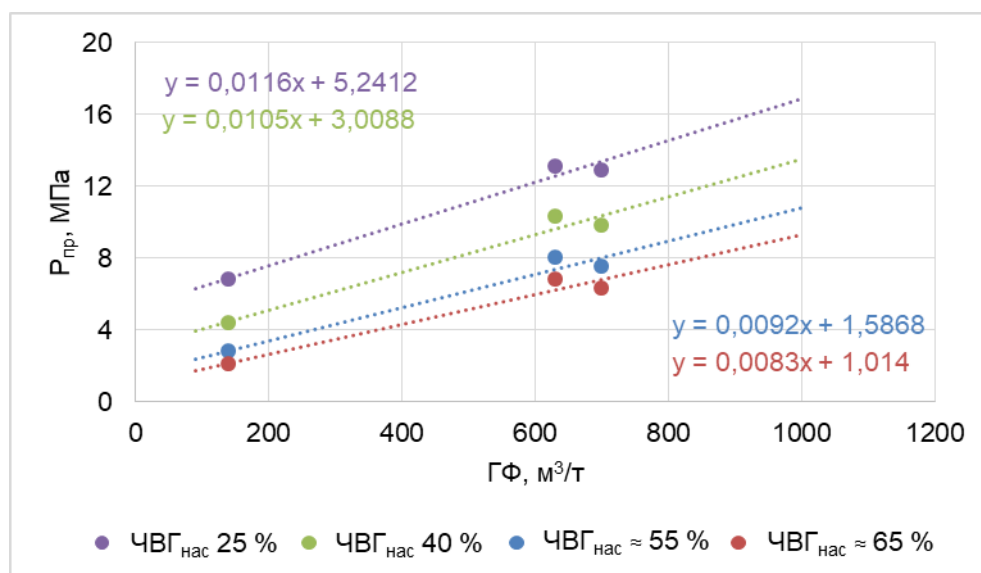


Рисунок 2 – Залежності тиску на прийомі насоса ($P_{пр}$) від газового фактору ($\Gamma\Phi$) для частки вільного газу на прийомі насоса ($ЧВГ_{нас}$) 25 %, 40 %, 55 % і 65 %

Таблиця 2 – Значення тисків на прийомі насоса залежно від газового фактору для частки вільного газу на прийомі насоса 25 %, 40 %, 55 % і 65 %

$\Gamma\Phi, \text{ м}^3/\text{т}$	$P_{пр}, \text{ МПа}$			
	$ЧВГ_{нас} 25 \%$	$ЧВГ_{нас} 40 \%$	$ЧВГ_{нас} \approx 55 \%$	$ЧВГ_{нас} \approx 65 \%$
50	5,8	3,5	2,0	1,4
100	6,4	4,1	2,5	1,8
150	7,0	4,6	3,0	2,3
200	7,6	5,1	3,4	2,7
300	8,7	6,2	4,3	3,5
400	9,9	7,2	5,3	4,3
500	11,0	8,3	6,2	5,2
600	12,2	9,3	7,1	6,0
700	13,4	10,4	8,0	6,8
800	14,5	11,4	8,9	7,7
900	15,7	12,5	9,9	8,5
1 000	16,8	13,5	10,8	9,3

В продовження досліджень для свердловин розглянутого родовища визначено оціночні значення потенційних тисків на прийомі насоса (для частки вільного газу 25 %, 40 %, 55 % і 65 %) за умови їх застосування на максимально можливих глибинах спуску (таблиця 3), що дозволяє також оцінити значення потенційних вибійних тисків. Оскільки максимально можливою глибиною застосування УЕПН є, як правило, ділянка над верхніми отворами інтервалу перфорації, то оціночні значення вибійного тиску та тиску на прийомі насоса в першому наближенні приблизно рівні ($P_{виб} \approx P_{пр}$). Також в таблиці 3 з метою оцінки впливу тиску на прийомі насоса на величину депресії, що може бути забезпечена УЕПН, наведено відповідні оціночні значення максимальної депресії в її абсо-

лютному та відносному вимірі (відносно пластового тиску).

З огляду на отримані результати необхідно розглядати можливість та особливості експлуатації свердловин родовища УЕПН за різних значень частки вільного газу на прийомі насоса:

- при частці вільного газу менше ніж 25 %, що відповідає коефіцієнту наповнення більше ніж 0,7, забезпечується стабільна робота УЕПН базового виконання [9] при малій депресії, яка відносно пластового тиску в середньому складає менше ніж 35 %;

- при частці вільного газу менше ніж 40 % забезпечується стабільна робота УЕПН опціонального виконання Line BS [9] при депресії, яка відносно пластового тиску складає в серед-

Таблиця 3 – Оціночні значення потенційних тисків на прийомі насоса та максимальної депресії в її абсолютному та відносному вимірі

Св.	ГФ, м ³ /т	P _{пл.} , МПа	P _{пр.} , МПа				ΔP, МПа	ΔP/P _{пл.} , %	ΔP, МПа	ΔP/P _{пл.} , %	ΔP, МПа	ΔP/P _{пл.} , %	ΔP, МПа	ΔP/P _{пл.} , %
			ЧВГ _{нас} 25 %	ЧВГ _{нас} 40 %	ЧВГ _{нас} ≈ 55 %	ЧВГ _{нас} ≈ 65 %	ЧВГ _{нас} 25 %		ЧВГ _{нас} 40 %		ЧВГ _{нас} ≈ 55 %		ЧВГ _{нас} ≈ 65 %	
1	350	16,3	9,3	6,7	4,8	3,9	7,0	43	9,6	59	11,5	71	12,4	76
2	240	17,4	8,0	5,5	3,8	3,0	9,4	54	11,9	68	13,6	78	14,4	83
3	575	26,6	11,9	9,0	6,9	5,8	14,7	55	17,6	66	19,7	74	20,8	78
4	775	19,8	14,2	11,1	8,7	7,4	5,6	28	8,7	44	11,1	56	12,4	63
5	600	18,3	12,2	9,3	7,1	6,0	6,1	33	9,0	49	11,2	61	12,3	67
6	830	15,5	14,9	11,7	9,2	7,9	0,6	4	3,8	25	6,3	41	7,6	49
7	730	10,2	13,7	10,7	8,3	7,1	–	–	–	–	1,9	19	3,1	30
8	3 850	10,1	–	–	–	8,5	–	–	–	–	–	–	1,6	16
9	480	17,9	10,8	8,0	6,0	5,0	7,1	40	9,9	55	11,9	66	12,9	72
10	635	16,5	12,6	9,7	7,4	6,3	3,9	24	6,8	41	9,1	55	10,2	62

Примітка 1. Скорочення, застосовані в цій таблиці: ΔP – оціночне значення максимальної депресії (абсолютне); ΔP/P_{пл.} – оціночне значення максимальної депресії відносно пластового тиску.

Примітка 2. Для св. 1 і 4 глибини спуску УЕВН обмежені zdeформованими ділянками експлуатаційних колон на глибинах 1730 м і 1850 м відповідно.

Примітка 3. Для свердловин родовища середня відстань від верху інтервалу перфорації до його середини дорівнює 80 м (коефіцієнт варіації 0,7), що підвищує (в другому наближенні) оціночні значення вибірного тиску та, відповідно, зменшує оціночні значення максимальної депресії в середньому на 0,4 МПа.

Таблиця 4 – Оцінка видобувних можливостей свердловин родовища із застосуванням УЕПН

Св.	P _{пл.} , МПа	K _{пр.} , т/(д·МПа)	Q _{рід.} , т/д			
			ЧВГ _{нас} 25 %	ЧВГ _{нас} 40 %	ЧВГ _{нас} ≈ 55 %	ЧВГ _{нас} ≈ 65 %
1	16,3	0,6	2,3	4,1	5,6	6,5
2	17,4	0,7	6,6	8,3	9,5	10,1
3	26,6	0,2	2,9	3,5	3,9	4,2
4	19,8	0,7	1,0	3,5	5,4	6,6
5	18,3	0,5	3,1	4,5	5,6	6,2
6	15,5	0,8	0,5	3,0	5,0	6,1
7	10,2	0,7	–	–	1,3	2,2
8	10,1	0,7	–	–	–	1,1
9	17,9	0,5	3,6	5,0	6,0	6,5
10	16,5	1,3	5,1	8,8	11,8	13,3
Всього	–	–	25,1	40,7	54,1	62,8

Примітка. Скорочення, застосовані в цій та інших таблицях: K_{пр.} – оціночне значення коефіцієнта продуктивності; Q_{рід.} – оціночне значення максимального дебіту рідини.

ньому менше ніж 50 %. У разі експлуатації УЕПН базового виконання подача насоса буде суттєво зменшена впливом вільного газу (коефіцієнт наповнення більше ніж 0,55);

– при частці вільного газу 55 % робота УЕПН буде нестабільною через шкідливий вплив вільного газу з малою подачею (коефіцієнт наповнення близько 0,4) при депресії, яка відносно пластового тиску складатиме близько 55 %;

– при частці вільного газу більше ніж 65 % робота УЕПН характеризуватиметься мініма-

льними значеннями подачі (коефіцієнт наповнення менше ніж 0,3), буде нестабільною, ускладненою зривами подачі (втратою відкачувальної можливості) через шкідливий вплив вільного газу, при депресії, яка відносно пластового тиску складатиме більше ніж 60 %.

За результатами оцінки максимальних депресій при різних частках вільного газу оцінено видобувні можливості свердловин родовища із застосуванням УЕПН (таблиця 4).

Узагальнені характеристики свердловин родовища наведено в таблиці 5.

Таблиця 5 – Узагальнені характеристики свердловин родовища

Св.	ВП, м	НП, м	ГФ, м ³ /т	В, %	Р _{пл} , МПа	К _{пр} , т/(д·МПа)	Примітка
1	2 250	2 520	350	6,0	16,3	0,6	Малий ГФ, обмежена глибина спуску (здеформована ЕК на глибині 1730 м). Показники сприятливі для розгляду можливості застосування УЕПН
2	2 600	2 855	240	3,0	17,4	0,7	Найменший ГФ. Найліпші показники для застосування УЕПН
3	2 685	2 710	575	1,0	26,6	0,2	Найвищий Р _{пл} , мала продуктивність. Показники сприятливі для розгляду можливості застосування УЕПН
4	2 670	2 715	775	7,5	19,8	0,7	Високий Р _{пл} , обмежена глибина спуску (здеформована ЕК на глибині 1850 м). Посередні показники для застосування УЕПН
5	2 635	2 675	600	7,5	18,3	0,5	Мала продуктивність. Посередні показники для застосування УЕПН
6	2 720	2 865	830	0,5	15,5	0,8	Великий ГФ, велика продуктивність. Посередні показники для застосування УЕПН
7	2 700	2 830	730	3,5	10,2	0,7	Низький Р _{пл} . Показники несприятливі для застосування УЕПН
8	2 760	2 835	3 850	0,5	10,1	0,7	Найбільший ГФ, низький Р _{пл} . Найгірші показники для застосування УЕПН
9	2 525	2 810	480	5,5	17,9	0,5	Малий ГФ, мала продуктивність. Показники сприятливі для застосування УЕПН
10	2 355	2 705	635	2,5	16,5	1,3	Найбільша продуктивність. Показники сприятливі для застосування УЕПН

Примітка. Скорочення, застосовані в цій таблиці: ВП – верх інтервалу перфорації; НП – низ інтервалу перфорації; ЕК – експлуатаційна колона.

Засобами АВС-аналізу за різними характеристиками та параметрами (зокрема газовим фактором, пластовим тиском, коефіцієнтом продуктивності, потенційною глибиною спуску установки) визначено свердловини з показниками, сприятливими для розгляду можливості застосування УЕПН (свердловини 2, 10, 1, 9, 3), з посередніми показниками (свердловини 4, 5, 6) та з несприятливими показниками (свердловини 8, 7).

Отже, за результатами наведеної вище оцінки для застосування УЕПН доцільно розглянути свердловини 1, 2, 3, 9 і 10 з режимами роботи при частці вільного газу на прийомі насоса більше допустимих значень 25–40 %, оскільки, згідно з таблицею 4 оціночні сумарні дебіти цих свердловин при частці вільного газу 40–55 % дорівнюють 29,7–36,8 т/д, що на 45–80 % більше, ніж оціночний сумарний дебіт при допустимій частці вільного газу 25 % (20,5 т/д).

Висновки

За результатами проведеного дослідження створено методологічні основи оцінки застосовності УЕПН у нафтових свердловинах склад-

ного профілю за великого газовмісту для окремо взятого родовища. Зокрема для таких умов розглянуто можливість застосування УЕПН, які є рішенням для експлуатації свердловин з дебітом від 0,8 до 38 м³/д з відсутністю зносу НКТ та колони насосних штанг на похилих та викривлених ділянках.

Визначено, що наявний у продукції свердловини вільний газ суттєво погіршує відкачувальну здатність об'ємного насоса у складі УЕПН та зумовлює для окремо взятого родовища роботу з коефіцієнтом наповнення циліндра насоса від 0,85 до 0,16.

Не зважаючи на декларовану виробниками можливість експлуатації свердловин УЕПН при частці вільного газу менше, ніж 25 % та 40 % завдяки використанню їх відповідно у базовому та опціональному виконаннях, з врахуванням результатів оцінки видобувних можливостей свердловин родовища обґрунтовано доцільність експлуатації окремих із них при частці вільного газу 40 – 55 %, з метою видобутку 29,7 – 36,8 т/д продукції, що на 45 – 80 % більше, ніж оціночний сумарний дебіт при допустимій частці вільного газу 25 % (20,5 т/д).

В подальшому доцільним є виконання додаткових досліджень з метою врахування впливу обводненості продукції при оцінці наповнення насоса та обґрунтуванні режимів експлуатації свердловин.

Література

1. Євчук О. В. Розрахунок сил тертя у викривлених свердловинах на основі параметричної сплайн-інтерполяції точок штангової колони. *Методи та прилади контролю якості*. 2016. № 1. С. 107-113.

2. Lollback P. A., Wang G. Y., Rahman S. S. An alternative approach to the analysis of sucker-rod dynamics in vertical and deviated wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 1997. No 17 (3-4), P. 313-320. doi: [10.1016/S0920-4105\(96\)00070-8](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(96)00070-8).

3. Матківський С. В., Хайдарова Л. І. Дослідження впливу параметрів роботи електровідцентрових насосів на продуктивність обводнених газових свердловин. *Мінеральні ресурси України*. 2021. № 4. С. 30-35. <https://doi.org/10.31996/mru.2021.4.30-35>

4. Джус А. П., Михайлюк В. В., Дейнега Р. О., Кони́к А. М. Експрес оцінювання ймовірного прогину електронасосного агрегату на характерних ділянках свердловини. *Problems and prospects of implementation of innovative research results: collection of scientific papers «ЛОГОС» with Proceedings of the International Scientific and Practical Conference (Vol. 2), December 13, 2019. Valletta, Republic of Malta: European Scientific Platform NGO. P. 78-82.*

5. Dzhus A., Rachkevych R., Andrusyak A., Rachkevych I., Hryhoruk O., Kasatkin S. Evaluation the stress-strain state of pumping equipment in the curvilinear sections of the wells. *Management Systems in Production Engineering*. 2020. Vol. 28, Iss. 3. P. 189-195.

6. Rachkevych R. Application of rod mechanics fundamentals for analysis of stress-strain state of the tubing. *Technology audit and production reserves*. 2016. Vol. 5, No 1(31). P. 35-44. doi: [10.15587/2312-8372.2016.79609](https://doi.org/10.15587/2312-8372.2016.79609).

7. Занурювальне обладнання для видобутку нафти. Насоси, електродвигуни, гідрозахист. Каталог продукції ПрАТ "ХЕМЗ-ІПЕС", 2018.

8. СОУ 11.1-00135390-079:2008 Видобування нафти. Глибинонасосний спосіб експлуатації свердловин. Установки електровідцентрових насосів.

9. TRIOL EP01. Установа електричного плунжерного насоса. <https://www.triolcorp.eu/ua/products/triol-ep01>.

References

1. Yevchuk O. V. Rozrakhunok syl tertia u vykryvlyenykh sverdlovynakh na osnovi parametrychnoi splain-interpoliatsii tochok shtanhovoi kolony. *Metody ta prylyady kontroliu yakosti*. 2016. No 1. P. 107-113. [in Ukrainian]

2. Lollback P. A., Wang G. Y., Rahman S. S. An alternative approach to the analysis of sucker-rod dynamics in vertical and deviated wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 1997. No 17 (3-4), P. 313-320. doi: [10.1016/S0920-4105\(96\)00070-8](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(96)00070-8).

3. Matkivskiy S. V., Khaidarova L. I. Doslidzhennia vplyvu parametriv roboty elektrovidentsentrovoykh nasosiv na produktyvnist obvodnennykh hazovoykh sverdlovyn. *Mineralni resursy Ukrainy*. 2021. No 4. P. 30-35. <https://doi.org/10.31996/mru.2021.4.30-35>. [in Ukrainian]

4. Dzhus A. P., Mykhailiuk V. V., Deineha R. O., Konyk A. M. Ekspres otsiniuvannia ymovirnogo prohynu elektronasosnoho ahrehatu na kharakternykh diliankakh sverdlovyny. *Problems and prospects of implementation of innovative research results: collection of scientific papers «LOHOS» with Proceedings of the International Scientific and Practical Conference (Vol. 2), December 13, 2019. Valletta, Republic of Malta: European Scientific Platform NGO. P. 78-82.* [in Ukrainian]

5. Dzhus A., Rachkevych R., Andrusyak A., Rachkevych I., Hryhoruk O., Kasatkin S. Evaluation the stress-strain state of pumping equipment in the curvilinear sections of the wells. *Management Systems in Production Engineering*. 2020. Vol. 28, Iss. 3. P. 189-195.

6. Rachkevych R. Application of rod mechanics fundamentals for analysis of stress-strain state of the tubing. *Technology audit and production reserves*. 2016. Vol. 5, No 1(31). P. 35-44. doi: [10.15587/2312-8372.2016.79609](https://doi.org/10.15587/2312-8372.2016.79609).

7. Zanutriuvane obladnannia dlia vydobutku nafty. Nasosy, elektrodvyhuny, hidrozakhyst. Katalog produktzii PrAT "KhEMZ-IPEC", 2018. [in Ukrainian]

8. SOU 11.1-00135390-079:2008 Vydobuvannia nafty. Hlybynonasosnyi sposib ekspluatatsii sverdlovyn. Ustanovky elektrovidentsentrovoykh nasosiv. [in Ukrainian]

9. TRIOL EP01. Ustanovka elektrychnoho plunzhernoho nasosa. <https://www.triolcorp.eu/ua/products/triol-ep01>. [in Ukrainian]