

СВЕРДЛОВИННЕ УСТАТКУВАННЯ ДЛЯ ВИРОБКИ ЗАПАСІВ ВУГЛЕВОДНІВ І МЕТОДИКА ЙОГО РОЗРАХУНКУ

¹В.Я. Грудз, ²С.В. Наслідніков

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 49358,

e-mail: public@nuing.edu.ua

² НГВУ "Полтаванафтогаз", м. Полтава, вул. Монастирська 12, тел./факс. (0532) 501007,

e-mail: nsv_71@mail.ru

Запропоновано нову конструкцію свердловинного устаткування для виробки запасів вуглеводнів. В основу розробки нової конструкції поставлено завдання створення свердловинного устаткування для вилучення запасів вуглеводнів шляхом раціонального розміщення елементів обладнання. Це дозволяє зменшити металоемкість, спростити обслуговування, забезпечити можливість оперативного регулювання довжини ходу плунжера штангового глибинного насоса, що, у свою чергу, підвищить довговічність роботи і продуктивність устаткування. Запропонована конструкція містить раму, яку монтують на гирлі свердловини, з траверсою, в середній частині якої через гирловий полірований шток закріплено колону насосних штанг, глибинний штанговий насос, колону НКТ, два силових гідравлічних циліндри, розподільвач у виді чотириполюсника, резервуар для рідини і нагнітальні та скидові гідравлічні лінії. Раму виконано у виді вертикальних стояків з направляючими рейками, які з'єднано між собою траверсою з можливістю її вертикального переміщення, вертикальні стояки з направляючими рейками обладнано кінцевими перемикачами, силові гідравлічні циліндри виконано у вигляді гідравлічних колон і з'єднано з траверсою симетрично по обидва боки від гирла свердловини.

Ключові слова: штангова насосна установка, свердловинне обладнання, штанга, нафта.

Предложена новая конструкция скважинного оборудования для выработки запасов углеводородов. В основу разработки новой конструкции положены задачи создания скважинного оборудования для изъятия запасов углеводородов путем рационального размещения его элементов. Это позволяет уменьшить металлоемкость, упростить обслуживание, обеспечить возможность оперативного регулирования длины хода плунжера штангового глубинного насоса, который, в свою очередь, повысит долговечность работы и производительность. Предложенная конструкция состоит из рамы, которую монтируют на устье буровой скважины, с траверсой, в средней части которой через устьевой полированный шток закреплена колонна насосных штанг, глубинный штанговый насос, колонна НКТ, два силовых гидравлических цилиндра, распределитель в виде четырехполюсника, резервуар для жидкости и нагнетательные и сбрасываемые гидравлические линии. Рама выполнена в виде вертикальных стоек с направляющими рельсами, которые соединены между собой траверсой с возможностью ее вертикального перемещения, вертикальные стойки с направляющими рельсами оборудованы конечными переключателями, силовые гидравлические цилиндры выполнены в виде гидравлических колонн и соединены с траверсой симметрично по обе стороны от устья скважины.

Ключевые слова: штанговая насосная установка, скважинное оборудование, штанга, нефть.

A new design of the downhole equipment for hydrocarbon reserves excavation is proposed in the article. A task to develop downhole equipment for the extraction of hydrocarbons with a help of an efficient equipment placement is the basis of a new construction design. This helps to reduce steel intensity, simplify maintenance, and ensure the possibility of sucker-rod pump plunger stroke length operational control which in its turn will improve the operating life and performance of the equipment. The construction consists of a frame, which is mounted on the wellhead, a beam, in the middle of which a sucker rod string is fixed through a polished wellhead rod, sucker-rod pump, flow string, two hydraulic power cylinders, quadripole-like distributor, fluid reservoir, injection and discharge hydraulic lines. The frame is made in the form of vertical risers with guide rails that are connected with a help of the beam, which can move vertically. Vertical risers with guide rails are equipped with limit switches; hydraulic power cylinders are made in the form of hydraulic columns and are symmetrically connected with a beam on both sides of the wellhead.

Key words: drill rod pumping unit, downhole equipment, drill rod, oil.

Видобування нафти з допомогою штангових насосних установок є найпоширенішим. Штангова насосна установка складається з верстата-качалки, устьового сальника, колони насосних штанг і насосно-компресорних труб, вставного або невставного свердловинного насоса. Для закріплення в колоні насосно-компресорних труб вставного насоса, який опускається на колоні штанг, застосовують замкову опору. Циліндри невставних насосів опускають у свердловину на кінці колони НКТ, а плунжер

на кінці колони насосних штанг. Широкий спектр застосування штангових насосних установок зумовлює актуальність робіт, спрямованих на підвищення їх ефективності.

Аналіз численних конструкцій приводів штангових свердловинних насосних установок (ШСНУ), що з'явилися на промислах за останні 20 років, свідчить, що основною тенденцією їх розвитку є, насамперед, збільшення довжини ходу точки підвіски штанг. Крім того, проводиться пошук таких кінематичних схем та

конструкції зрівноважуючих пристроїв, які дозволили зменшити габарити (а, відповідно, і масу) привода, зменшити зусилля, що діють на фундамент, підвищити надійність привода. Вдосконалення установок супроводжується збільшенням кількості конструкцій, в яких використовується об'ємний гідропривод, що обумовлено його високою енергоємністю та простотою перетворення обертового руху високооборотного двигуна в повільний зворотно-поступальний рух підвісу штанг. Відома гідроприводна штангова глибинонасосна установка [1], що містить свердловинний насос, гідравлічні циліндри розміщені один над одним, нижній з яких встановлено на траверсі, закріпленій на колоні насосно-компресорних труб (НКТ), резервуар для рідини, гідравлічні лінії і розподільник. Недоліком відомої конструкції установки є: її нестійкість, оскільки все обладнання монтується на траверсі, закріпленій на колоні НКТ; складна система обв'язки гідравлічних циліндрів, розміщених один над одним, що значно збільшує вертикальний габарит установки і ускладнює можливість її обслуговування. Є також конструкція штангової насосної установки (ШНУ) з гнучким зв'язком колони штанг з колоною НКТ [2], що містить раму, яку монтують на гирлі свердловини, траверсу, у середній частині якої приєднано колону НКТ, два паралельно розташовані силові гідравлічні циліндри, з'єднані з траверсою, гідравлічні лінії і розподільник. Недоліком відомої установки є: кінематична складність взаємодії обладнання; недостатня довговічність гнучкої зв'язки, необхідність періодичного змащування пар тертя. Виходячи з вищезгаданого, завданням подальших досліджень є створення штангової насосної установки, конструкція якої б поєднувала б позитивні якості всіх відомих пристроїв.

В основу розробки нової конструкції поставлено завдання створення свердловинного устаткування для вилучення запасів вуглеводнів шляхом раціонального розміщення елементів обладнання, що дозволить зменшити металоємкість, спростити його обслуговування, забезпечити можливість оперативного регулювання довжини ходу плунжера штангового глибинного насоса, що, у свою чергу, підвищить довговічність роботи і продуктивність устаткування та видобуток вуглеводнів.

Поставлене завдання вирішується тим, що у свердловинному устаткуванні для вилучення запасів вуглеводнів, що містить раму, яку монтують на гирлі свердловини з траверсою, в середній частині якої через гирловий полірований шток закріплено колону насосних штанг, глибинний штанговий насос, колону НКТ, два силових гідравлічних циліндри, розподільчач у вигляді чотириполюсника, резервуар для рідини і нагнітальні та скидові гідравлічні лінії, раму виконано у виді вертикальних стояків з направляючими рейками, які з'єднано між собою траверсою з можливістю її вертикального переміщення, вертикальні стояки з направляючими рейками обладнано кінцевими перемикачами, силові гідравлічні циліндри виконано у ви-

гляді гідравлічних колон і з'єднано з траверсою симетрично по обидва боки від гирла свердловини, а протилежні кінці гідравлічних колон упираються в опорні плити, розподільчач гідравлічними лініями з'єднано з гідравлічними колонами, а електричними лініями через пульт керування з кінцевими перемикачами, встановленими на вертикальних стояках з направляючими рейками.

На рис. 1 зображено принципову схему свердловинного устаткування для вилучення запасів вуглеводнів. Свердловинне устаткування для вилучення запасів вуглеводнів містить раму, яку монтують над гирлом свердловини. Рама має вертикальні стояки 1 з направляючими рейками, які встановлюють по обидва боки від гирла свердловини. Вертикальні стояки 1 з направляючими рейками з'єднують траверсою 2 з можливістю її вертикального переміщення. У середній частині траверси 2 закріплено гирловий полірований шток 3. Гирловий полірований шток 3 через колону насосних штанг 4 з'єднують з штанговим глибинним насосом (ШГН) 5, який опускають в експлуатаційну колону 6 на колоні НКТ 7. Вертикальні стояки 1 з направляючими рейками обладнано кінцевими перемикачами 8, які дають змогу оперативно виконувати зміну довжини ходу плунжера (довжину переміщення траверси 2). Симетрично по обидва боки від гирла свердловини між вертикальними стояками 1 і гирлом свердловини під траверсою 2 встановлюють силові гідравлічні циліндри, виконані у виді гідравлічних колон 9, які з'єднують штоками з траверсою 2. Гідравлічні колони 9 залежно від довжини вертикальних стояків 1 з направляючими рейками і максимальної довжини ходу плунжера ШГН 5 встановлюють на опорні плити на поверхні або у заглибленнях (шахтах, приямок), які попередньо облаштовують біля гирла свердловини. Гідравлічні колони 9 за допомогою нагнітальної 10 і скидової 11 гідравлічних ліній через розподільник 12 сполучають з насосом 13 і резервуаром для рідини 14. Кінцеві перемикачі 8 електричними лініями (умовно не показані) з'єднують з пультом керування 15, який керує роботою розподільника 12. Свердловинне устаткування для виробки запасів вуглеводнів працює так. В експлуатаційну колону 6 і НКТ 7 на колоні штанг 4 опускають ШГН 5. Колону штанг 4 обладнують гирловим полірованим штоком 3. Траверсу 2 встановлюють у направляючі рейки вертикальних стояків 1 і з'єднують у середній частині з гирловим полірованим штоком 3. Одночасно траверсу 2 з'єднують з штоками гідравлічних колон 9. Кінцевими перемикачами 8 встановлюють необхідний діапазон переміщення траверси 2 направляючими рейками вертикальних стояків 1 залежно від потрібної довжини ходу плунжера ШГН 5. Діапазон переміщення траверси 2 вертикальними стояками 1 з направляючими рейками може встановлюватися кінцевими перемикачами 8 довільно в межах довжини вертикальних стояків 1. Гідравлічні колони 9 нагнітальною 10 і скидовою 11 гідравлічними лініями з'єднують з насосом 13 і

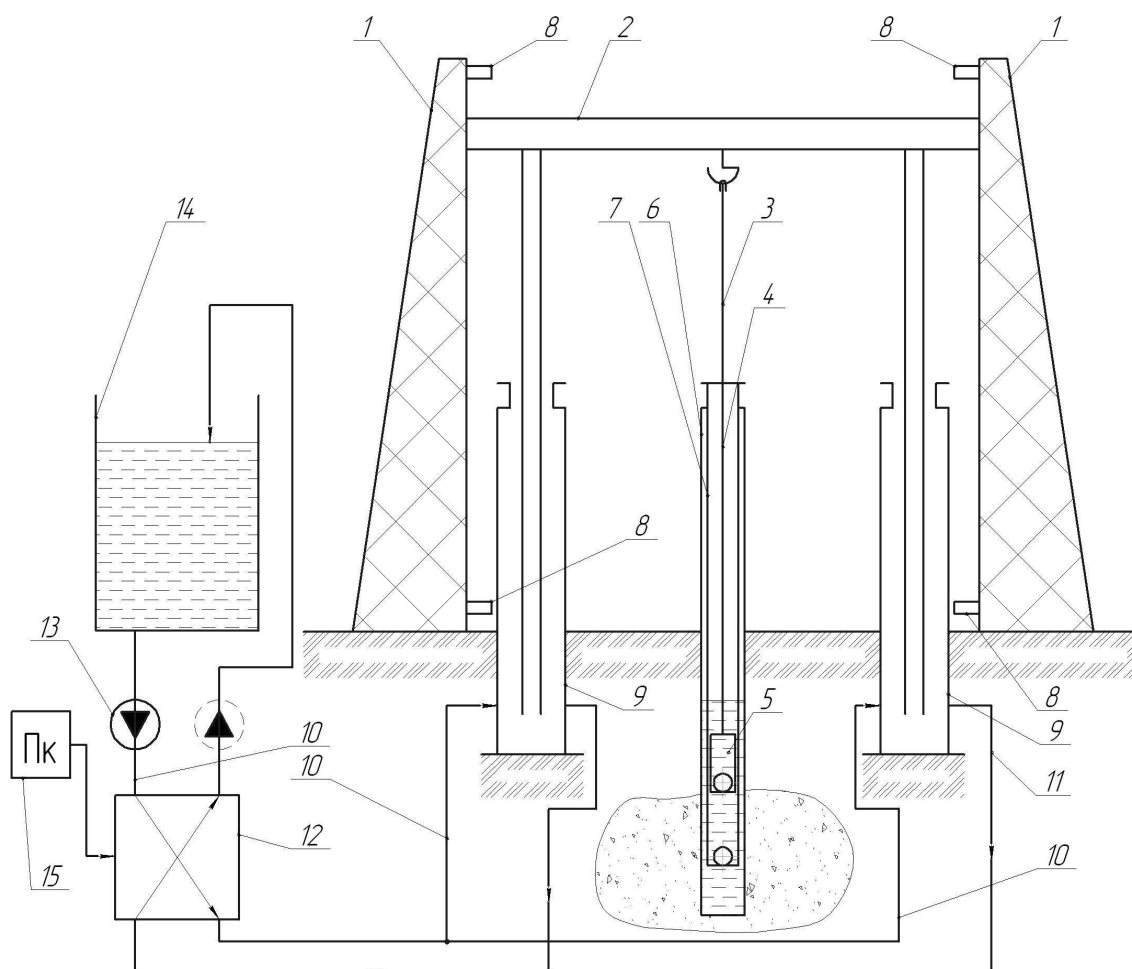


Рисунок 1 – Принципова схема свердловинного устаткування для виробки запасів вуглеводнів

резервуаром для рідини 14. Кінцеві перемикачі 8 електричними лініями з'єднують з пультом керування 15. Виконують обвізку гирла свердловини для відбору вуглеводнів.

Вмикають насос 13, який відбирає рідину з резервуара 14 і створює в нагнітальній 10 гідралічній лінії надлишковий тиск. Оскільки під час монтажу траверса 2 під власною вагою і вагою приєднаного до неї обладнання знаходиться у крайньому нижньому положенні і утримує ввімкненими нижні кінцеві перемикачі 8, то після вмикання струму з пульта керування 15 на розподільник 12 надходить сигнал і відкривається нагнітальна 10 гідралічна лінія. При цьому рідина створює надлишковий тиск у гідралічних колонах 9. Штоки гідралічних колон 9 переміщуються угору, створюють тиск на траверсу 2 і піднімають її, переміщуючи угору напрямлюючими рейками вертикальних стояків 1. Одночасно вертикальне переміщення траверси 2 угору передає цей рух через гирловий полірований шток 3 колони насосних штанг 4 і плунжеру ШГН 5. Відбувається всмоктування вуглеводнів у циліндр ШГН 5 через всмоктувальний клапан. Рух траверси 2 і всмоктування вуглеводнів у циліндр ШГН 5 відбувається до моменту досягнення траверсою 2 верхніх кінцевих перемикачів 8, встановлених на вертикаль-

них стояках 1 з напрямлюючими рейками. Вмикання траверсою 2 верхніх кінцевих перемикачів 8 подає електричний сигнал на пульт керування 15. З пульта керування 15 сигнал подається на розподільник 12, який перекидає нагнітальну 10 гідралічну лінію і відкриває скидову 11 гідралічну лінію. Тиск у гідралічних колонах 9 стравлюється, і рідина з них скидовою 11 гідралічною лінією перетікає у резервуар для рідини 14. Скидання тиску в гідралічних колонах 9 і витікання рідини через скидову 11 гідралічну лінію дозволяє траверсі 2 переміщатись вниз під власною вагою і вагою приєднаного до неї обладнання. При цьому вуглеводні, які заповнили циліндр ШГН 5, поступають в плунжер ШГН 5 через нагнітальний клапан. Для більш швидкого вивільнення скидової 11 гідралічної лінії на неї може бути встановлено додатковий насос 13, який вмикається пультом керування 15 при відповідному положенні розподільника 12.

Після досягнення траверсою 2 нижніх кінцевих перемикачів 8 цикл роботи устаткування для виробки запасів вуглеводнів повторюється. Під час переміщення угору траверси 2 плунжер ШГН 5 рухається у тому ж напрямку. При цьому нагнітальний клапан плунжера ШГН 5 закритий і забезпечує піднімання на поверхню (видобу-

ток) запасів вуглеводнів, а всмоктувальний клапан ШГН 5 відкритий і забезпечує заповнення вуглеводнями циліндра ШГН 5.

Проведемо розрахунок з метою встановлення геометричних розмірів системи та вибору насосного обладнання. Розрахунок ведеться в такому порядку.

1. Визначається маса штанг і глибинного обладнання 4,5,6:

$$M_{cm} = V \cdot \rho_{cm}, \quad (1)$$

де: V – геометричний об'єм штанг;

$$\rho_{cm} - \text{густина сталі } (\rho_{cm} = 7,8 \cdot 10^3 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}).$$

$$V = \sum_{i=1}^n \frac{\pi \cdot d_i^2}{4} \cdot L_i, \quad (2)$$

де L_i, d_i – довжина і діаметр штанг сталого діаметра.

$$V = \frac{\pi}{4} \cdot (0,019^2 \cdot 60 \cdot 8 + 0,022^2 \cdot 100 \cdot 8 + 0,025^2 \cdot 20 \cdot 8) = 0,66048 \text{ м}^3; \quad (3)$$

$$\dot{M}_{\phi} = V \cdot \rho_{cm} = 0,66048 \cdot 7800 = 5151,7 \text{ кг}. \quad (4)$$

2. Визначаємо масу нафти

$$M_{u} = V_H \cdot \rho_H = 4,87488 \cdot 820 = 3997,4 \text{ кг},$$

де: V_H – об'єм нафти в НКС,

$$\rho_H - \text{густина нафти } (\rho_H = 820 \text{ кг/м}^3).$$

$$V_H = \frac{\pi}{4} \cdot \sum_{i=1}^n (d_{\text{вн}}^2 - d_{\text{вн}}^2) \cdot L_i =$$

$$= \frac{\pi}{4} \cdot ((0,062^2 - 0,019^2) \cdot 480 + (0,062^2 - 0,022^2) \cdot 800 + (0,062^2 - 0,025^2) \cdot 160) = 4,87488 \text{ м}^3,$$

де: $d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр НКТ,

$$d_{\text{вн}} = 73 - 2 \cdot 5,5 = 62 \text{ мм}.$$

3. Визначаємо масу обладнання 2, 9:

$$M_O = (2 \cdot L \cdot \pi \cdot d \cdot \delta + L_1 \cdot \pi \cdot d_1 \cdot \delta_1) \cdot \rho_{cm}, \quad (5)$$

де: L – довжина труб гідросистеми;

L_1 – довжина труби перекладки;

δ, δ_1 – товщини стінки труб гідросистеми і перекладин;

d, d_1 – зовнішні діаметри труб гідросистеми і перекладин.

4. Приймаємо діаметр труб гідросистеми 150x5 мм. Тоді площа поперечного перерізу

$$F_{\text{ГС}} = \frac{\pi}{4} \cdot 0,14^2 = 0,0155 \text{ м}^2. \quad (6)$$

При довжині труб гідросистеми 6 м їх маса

$$M_{\text{АН}} = 2 \cdot \pi \cdot d \cdot \delta \cdot L \cdot \rho_{cm} =$$

$$= 2 \cdot \pi \cdot 0,15 \cdot 0,05 \cdot 67800 = 2205,4.$$

Маса перекладки з труб того ж діаметра

$$M_n = 554 \text{ кг}.$$

5. Загальна вага труб гідросистеми, штанг і нафти складає

$$C_{T_z} = M_{\Sigma} \cdot g = (5151,7 + 3997,4 + 2205,4 + 551) \cdot 9,81 = 11905,504,$$

де $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – прискорення сили тяжіння.

6. Знаходимо тиск на виході насоса 5:

$$P_H = \frac{C_{T_z}}{2 \cdot F_{\text{ГС}}} + \lambda_1 \cdot \frac{L_{\text{НКТ}}}{d_{\text{НКТ}}} \cdot \frac{v_{cp}^2}{2} \cdot \rho_H +$$

$$+ \lambda_2 \cdot \frac{L_{\Sigma}}{d_{\text{ГС}}} \cdot \frac{v^2}{2} \cdot \rho_M + \sum_i \Delta P_{M_0} \cdot i + h_{\text{ГС}} \cdot \rho_M \cdot g,$$

де: $L_{\Sigma}, d_{\text{ГС}}$ – загальна довжина з'єднувальних трубопроводів гідросистеми та внутрішній діаметр;

$L_{\text{НКТ}}, d_{\text{НКТ}}$ – довжина і внутрішній діаметр НКТ;

v – швидкість руху оливи в трубопроводах гідросистеми;

λ_1, λ_2 – коефіцієнт гідравлічного опору НКТ і трубопроводів гідросистеми;

ΔP_{M_0} – втрати тиску в місцевих опорах гідросистеми.

Для заповнення гідросистеми вибираємо оливу веретенну:

– густина $\rho_M = 830 \text{ кг/м}^3$.

– кінематична в'язкість (середня)

$$v_M = 2 \text{ сСт}.$$

Трубопровідні гідросистеми виконані з труб діаметром 25x2,5 мм і загальною довжиною 30 м.

7. Визначаємо швидкість підймання гідросистеми при середньому дебеті свердловини q_{cp} (м³/добу) з умови

$$q_{cp} = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot (d_{\text{НКТ}}^2 - d_{\text{Мкр}}^2) \cdot v_{cp} \cdot 24 \cdot 3600; \quad (7)$$

$$q_{cp} = \frac{M_{cp}}{\rho_H} = \frac{50000}{820} = 60,9 \text{ м}^3 / \text{добу}.$$

Звідси

$$v_{cp} = \frac{2 \cdot q_{cp}}{24 \cdot 3600 \cdot \pi \cdot (d_{\text{НКТ}}^2 - d_{\text{Мкр}}^2)} = \frac{2 \cdot 60,9}{24 \cdot 3600 \cdot 3,14 \cdot (0,062^2 - 0,024^2)} = 0,133 \text{ м/с}^2,$$

$$\text{де } d_{\text{Мкр}} = \frac{19 \cdot 60 + 22 \cdot 100 + 25 \cdot 20}{60 + 100 + 120} = 24,1 \text{ мм}.$$

8. Швидкість руху оливи в трубопроводах гідросистеми знайдемо з умови

$$2 \cdot F_{\text{ГС}} \cdot v_{cp} = v \cdot \frac{\pi \cdot d_{\text{ГС}}}{4}. \quad (8)$$

Звідки

$$v = v_{cp} \cdot \frac{8 \cdot F_{\text{ГС}}}{\pi \cdot d_{\text{ГС}}} = 0,133 \cdot \frac{8 \cdot 0,0155}{\pi \cdot 0,02^2} = 1,27 \text{ м/с}.$$

Число Рейнольдса при русі нафти в НКТ і оливи трубопроводами гідросистеми

$$Re_{\text{г}} = \frac{v_{\text{г}} \cdot d_{\text{г}}}{\nu_{\text{г}}} = \frac{0.133 \cdot 0.062}{3 \cdot 10^{-6}} = 2770,$$

$$Re_{\text{г}} = \frac{1.23 \cdot 0.03}{2 \cdot 10^{-6}} = 12300.$$

Коефіцієнти гідравлічного опору для умов зони гладких труб турбулентного режиму

$$\lambda_{\text{г}} = \frac{0.3164}{Re^{0.25}} = \frac{0.3164}{2770^{0.25}} = 0.0436.$$

Для трубопроводів гідросистеми перехідні числа Рейнольдса

$$Re_I = 10 \cdot \frac{d}{\Delta_e} = 10 \cdot \frac{20}{0.01} = 20000,$$

$$Re_{II} = 500 \cdot \frac{d}{\Delta} = 100000.$$

Отже, рух відбувається в зоні гладких труб турбулентного режиму

$$\lambda = \frac{0.3164}{12300^{0.25}} = 0.03.$$

9. Місцеві опори гідросистеми – це чотири-смуговий перемикач і коліна з поворотом на 90°. Втрати тиску в чотиристоронньому перемикачі приймаються рівними 0,15 МПа. Гідравлічні втрати тиску в решті місцевих опорів приймаються рівними 10 % від втрат на тертя. Гідростатичний напір $h_{\text{гс}}$ приймається рівним максимальній висоті підняття гідросистеми 6 м. З урахуванням сказаного максимальний тиск на виході насоса у відповідності до п.6 складе

$$P_n = \frac{11905.5}{2 \cdot 0.0155} + 0.0436 \cdot \frac{1500}{0.062} \cdot \frac{0.133^2}{2} \cdot 820 + 0.03 \cdot \frac{30}{0.02} \cdot \frac{1.27}{2} \cdot 830 \cdot 1.1 + 0.15 \cdot 10^6 + 6 \cdot 830 \cdot 9.81 = 2572396 \text{ Па} = 2,57 \text{ МПа}.$$

Середня подача насоса

$$Q = v_{\text{г}} \cdot 2 \cdot F_{\text{г}} = 0.133 \cdot 2 \cdot 0.0155 =$$

$$= 4.123 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} = 14.8 \text{ м}^3 / \text{год}.$$

Для реалізації поставленої задачі вибираємо насос, який задовольняє розрахунковим даним: подача $Q = 14.8 \text{ м}^3 / \text{год}$, тиск нагнітання $P_{\text{г}} \geq 3 \text{ МПа}$.

Запропоноване свердловинне устаткування для виробки запасів вуглеводнів може використовуватись для всього ряду ШГН, які випускає вітчизняна та зарубіжна промисловість. Максимальна глибина опускання ШГН залежить від міцнісних характеристик матеріалів і відповідних розрахунків габаритних розмірів траверси 2, вертикальних стояків 1 і гідравлічних колон 9, колони НКТ і колони насосних штанг, а також потужності привода.

Технічний результат від використання свердловинного устаткування для виробки запасів вуглеводнів полягає у зменшенні металоємкості устаткування, спрощенні його обслуговування, забезпеченні можливості оперативного регулювання довжини ходу плунжера штангового глибинного насоса, що у свою чергу дозволяє підвищити довговічність, продуктивність роботи устаткування і видобуток вуглеводнів.

Література

1 А.с. СРСР № 1649114, МПК⁵ F 04B47/00, опубл. 15.05.1991 р., бюл. № 18.

2 Молчанов А.Г. Гидроприводные штанговые скважинные насосные установки [Текст] : учеб. пособ. / А.Г. Молчанов. – М.: Недра, 1982. – 305 с.

3 Бандура В.В. Дослідження впливу дефектів ШНГУ на її експлуатаційну надійність [Текст] / В.В. Бандура // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: держ. міжвід. наук.-техн. зб. – Івано-Франківськ, 1999. – С. 198–209. – Серія «Нафтогазопромислове обладнання»; вип. 36.

4 Молчанов А.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы [Текст] / А.Г. Молчанов, В.Л. Чичеров. – М.: Недра, 1983 г. – 307 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

07.02.11

Рекомендована до друку професором
Тимківим Д.Ф.