УДК 622.244.422

ПРОБЛЕМИ І ШЛЯХИ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОЇ МОДЕРНІЗАЦІЇ ПРОЦЕСУ ПРОМИВАННЯ СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН

І. І. Чудик, М. І. Ковбасюк, Д. І. Король, А. О. Боржковський, Т. В. Яценко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153,
e-mail: c h u d y k 2 @ g m a i l . c o m

Окреслено сучасні проблеми нафтогазової енергетики в Україні зокрема процесу буріння і промивання скерованих свердловин. Виділено основні шляхи енергоефективної модернізації процесу промивання скерованих свердловин, що полягають у використанні регульованих приводів бурових насосів старих моделей, облаштуванні бурових установок новими їх модифікаціями однобічної дії або триплексами, зміні продуктивності бурового насоса під час довбання долотом за один рейс, корегуванні продуктивності бурового насоса за механічною швидкістю буріння.

Поширене на практиці проектування оптимальної продуктивності бурового насоса провадиться з урахуванням даних про спосіб буріння, діаметри доліт і особливості промивальних систем, профіль свердловини, гранулометричні характеристики шламу. Вибрані значення продуктивності бурового насоса для буріння кожного наступного інтервалу свердловини є незмінними і завищеними. Проте у процесі буріння свердловини зі змінною механічною швидкістю і постійною продуктивністю насоса розосереджений в буровому розчині кільцевого простору об'єм шламу характеризується певною об'ємною концентрацією. Для її врахування і управління продуктивністю бурового насоса у процесі буріння свердловин запропоновано комплекс науково-практичних заходів, який дозволяє покращити стан промивання і зменшити енерговитрати процесу.

Ключові слова: концентрація шламу

Описаны современные проблемы нефтегазовой энергетики в Украине в частности бурения и промывки направленных буровых скважин. Выделены основные пути энергоэффективной модернизации процесса промывки направленных буровых скважин, которые состоят в использовании регулированных поводов буровых насосов старых моделей, обустройстве буровых установок новыми их модификациями одностороннего действия или триплексами, изменении производительности бурового насоса при долблении долотом за один рейс, корректировании производительности бурового насоса по механической скорости бурения.

Распространенное на практике проектирования оптимальной производительности бурового насоса ведется с учетом данных о способе бурения, диаметре долот и особенности их промывочных систем, профиле буровой скважины, гранулометрические характеристики шлама. Выбранные значения производительности бурового насоса для бурения кожного следующего интервала буровой скважины являются неизменными и завышенными.

Тем не менее при бурении скважины со сменной механической скоростью и постоянной производительностью насоса рассредоточенный в буровом растворе кольцевого пространства объем шлама характеризируется определенной объемной концентрацией.

Для ее учета и управление производительностью бурового насоса при бурении буровых скважин предлагается комплекс научно-практических мероприятий, который разрешает улучшить состояние промывки и уменьшить энергозатраты процесса.

Ключевые слова: концентрация шлама

Modern problems of oil and gas energy in Ukraine and the role of the drilling and washing processes for the directed mining holes are outlined in the article. The basic ways of energy effective process modernization are distinguished. Washing of the directed mining holes, are used in occasions of boring pumps of old models, their arrangement of boring options with their new modifications of one-sided action or triplexes, changing of the productivity of boring pump using a chisel and overriding the productivity of boring pump in the mechanical drilling speed.

Optimal productivity of boring pump is widespread in practice takes into account the method of the boring drilling's data, the diameters of the chisels and washing systems' features, profile of mining hole, grain-size descriptions of mud. Chosen values of the productivity of boring pump for drilling of every next interval of mining hole are unchanged and overpriced.

However, during a well-boring with variable mechanical speed and permanent productivity of pump dispersed in the boring solution of a circular space is characterized by a certain volume concentration.

For registration and management of the boring pump's the productivity we suggest the complex of research and practice steps, that will allow to improve the condition of the washing and decrease the energy consumptions of the well-drilling process.

Keywords: mud concentration

Нафтогазоносний потенціал надр обумовлений особливостями розвитку в геологічному часі того чи іншого геоструктурного елемента Земної кори. На території України сформовано крупні різновікові геотектонічні структури і визначено характерні для кожної з них корисні копалини. Більшість її території займають древня і молоді платформи, а північно-західну й південну частини – складчасті геосинклінальні споруди.

Родовища нафти та газу пов'язані з дев'ятьма різновіковими геоструктурами земної кори, а різні види рудних корисних копалин – переважно з Українським кристалічним щитом.

Останній є єдиним в Європі й порівнюється з такими багатими на рудну мінеральну сировину, як Канадський, Африканський і Австралійський щити.

Україна є одним з найстаріших регіонів світу з видобутку нафти і газу. За більше ніж 100 років розвідано понад 320 родовищ нафти і газу та видобуто близько 350 млн. т. нафти з конденсатом і 1750 млрд. м^3 газу. Серед розвіданих родовищ – 56 значні за початковими запасами (понад 10 млн. т. нафти і 10 млрд. м^3 газу). Численні родовища мали початкові запаси нафти від 10 до 50 млн. т. і газу – від 10 до 700 млрд. м^3. Саме вони забезпечували сумарний видобуток вуглеводнів за весь період на рівні 80% [1].

Об'єми поточних нерозвіданих запасів залишаються відносно високими - близько 230 млн. т. нафти з конденсатом і 1200 млрд. м^3 газу. Найбільша кількість нерозвіданих ресурсів нафти і газу пов'язана з комплексами нижнього карбону, палеозойськими й мезозойськими карбонатними формаціями, виступами докембрійського фундаменту Дніпровсько-Донецької западини, (ДДЗ) палеогеновими крейдовими і юрськими відкладами Карпат і Передкарпатського прогину, нижньокрейдовими, палеогенміоценовими комплексами північно-західного шельфу Азовського і Чорного морів.

Зростання рівнів видобутку нафти й газу безпосередньо залежать знаходиться у прямій залежності від обсягів пошуково-розвідувальних робіт, наукового обґрунтування їх ефективних напрямків і відкриття значних за запасами родовищ. Згідно з останніми оцінками фахівців, початкові потенційні ресурси вуглеводнів (нафти, газу і газового конденсату) в надрах України в перерахунку на умовне паливо оцінюються в 8417,8 млн. т., в тому числі нафти – 1330,0 млн. т. (15,8%), газового конденсату – 375,7 млн. т. (4,5%), газу – 6712,1 млрд. м^3 (79,7%). Вони приурочені до трьох основних нафтогазоносних регіонів України – Східного (Дніпровсько-Донецького), Західного (Карпатського) і Південного (Причорноморсько-Кримського) і розподіляються таким чином:

– східний регіон – 4849,0 млн. т. умовного палива (57,6%);

– західний – 1755,9 млн. т. умовного палива (20,9%);

– південний – 1812,9 млн. т. умовного палива (21, 5%).

Ці потенційні ресурси вуглеводнів України реалізовані в межах суші лише на 48,7%, а в акваторіях – на 3,9%. Поточні нерозвідані ресурси вуглеводнів оцінюються в 4,9 млрд. т. умовного палива. Із них – нафта з конденсатом 1,13 млрд. т і газ – 3,86 трлн. м^3. Третина ресурсів газу й п'ята частина нафти з конденсатом знаходяться в межах акваторій Чорного й Азовського морів [2].

У зв'язку з цим, одним із першочергових завдань, які стоять перед нафтогазовою промисловістю України, є нарощування обсягів геологорозвідувальних робіт для збільшення приростів розвіданих запасів вуглеводнів, зокрема в акваторіях Чорного та Азовського морів. За період освоєння ресурсів вуглеводів в українських територіальних водах пробурено тільки 80 глибоких пошукових і розвідувальних свердловин, з яких 68 розташовані на північно-західному шельфі Чорного моря і 12 – в акваторії Азовського моря.

Окрім цього, Україна, володіє величезними нетрадиційними джерелами вуглеводнів, зокрема шахтного метану, обсяги якого оцінюються в 12 трлн. м^3 метану, що у 3 – 3,5 рази перевищує ресурси природного газу. За цими запасами Україна посідає четверте місце у світі після Китаю, Росії і Канади.

На території України є два вугільні басейни, придатні для видобутку метану: Донецький, розташований на південному сході країни і в західній частині Росії, і Львівсько-Волинський – в Західній Україні. Запаси метану в різних регіонах Донбасу складають від 118 до 494 млн. м^3/км^2.

Другим альтернативним природному газу енергоносієм України є сланцевий. Ресурси сланцевих товщ є перспективними в товщах української частини Люблінського (Львівсько-Волинського) вугільного басейну, менілітових сланців олігоцену Карпат, палеогенових сланців Болтиської западини Українського щита, кайнозойських западин ДДЗ (Новодмітрієвський і Пісочинський прояви), нижнього сармату і верхнього тортону Волино-Подільської плити (Флоріанівський, Слобода-Савіцький, Новоселицький, Михайлівський прояви), верхнього протерозою прикордонної частини України і Молдови (Наславченський прояв), тріасюрських сланців Криму [3].

Як бачимо, за існуючого рівня споживання промисловістю і населенням України нафтогазових енергоносіїв, покриття потреб держави в нафті та газі за рахунок власного їх видобутку можуть відчутно посилити її енергетичну безпеку. Тому нарощування обсягів буріння свердловин та зменшення витрат на їх спорудження (в тому числі пошуково-розвідувального) відноситься до стратегічних напрямків забезпечення енергетичної незалежності України. Ці напрямки є визначальними для збільшення приросту запасів та видобування вуглеводневої сировини [4].

У сучасних економічних умовах підвищення ефективності спорудження нафтогазових свердловин тісно пов'язане із управлінням якістю і зменшенням енергетичних витрат. Актуальність цієї задачі зумовлена також необхідністю входження України до світової системи, розвитком конкуренції на ринку бурових робіт.

На даний час показники якості та енерговитратності при спорудженні свердловин не фігурують у звітах бурових підприємств України. Вони відображаються під час експлуатації свердловин і суттєво впливають на їх продуктивність та термін їх окупності й визначають доцільність розробки родовищ нафти і газу особливо дрібних, малодебітних та важкодоступних.

Нафтогазова свердловина – це капітальна технічна споруда з відповідним комплексом специфічних вимог для забезпечення її тривалого й ефективного функціонування в процесі експлуатації родовища. Гарантована якість та мінімальна енергозатратність під час будівництва таких свердловин досягається використанням новітніх технологій їх спорудження, для реалізації яких необхідні бурове устаткування і ефективний бурильний інструмент, засоби контролю й автоматизованого керування технологічними процесами, високоефективні та екологічно безпечні системи бурових розчинів.

Особливості технологій буріння характеризуються певним набором параметрів процесів, якісні та кількісні значення яких підбирають відповідно до гірничо-геологічних умов, технічних характеристик бурової установки та інших чинників. Ефективність технологій визначається впливом їх параметрів на якість і техніко-економічні показники буріння, [4]. На даний час прогресивні зміни у спорудженні свердловин пов'язані з використанням енергоефективних технологій буріння на урівноважених вибійних і пластових тисках. Цим забезпечується підвищення їх продуктивності і вилучення з пласта вуглеводнів; найвищу економічну рентабельність експлуатації родовищ у відповідних умовах (пласти малої товщини, низької проникності, з вертикальною тріщинуватістю, тощо), максимальний видобуток залишкових ресурсів вуглеводнів; повернення в роботу бездіючого фонду свердловин.

Оснащення бурових установок на вітчизняних бурових підприємствах застарілим силовим і енергетичним обладнанням призвело до надмірних витрат енергії на один метр проходки свердловини з коефіцієнтом корисної дії при її передачі до долота не більше 15%. Лише бурові насоси споживають понад 80% всієї енергії, яка витрачається на буріння свердловини, [5]. Енерговитрати процесу промивання свердловини суттєво залежать від потужності бурового насоса, яка, в основному, визначається його тиском помпування і продуктивністю. За меншої від оптимальної продуктивності бурового насоса погіршується видалення шламу із вибою і його транспортування кільцевим простором на устя. Це призводить до заклинювання долота, затяжок і прихоплення бурильного інструменту, зниження швидкості буріння внаслідок повторного перемелювання вже утворених уламків породи. При надмірній продуктивності бурових насосів недоліків вбачається ще більше:

– підвищується диференційний тиск на вибої свердловини та зростають гідравлічні втрати у кільцевому просторі;

– інтенсифікується розмивання стінок свердловини до утворення каверн і жолобів;

– посилюються поглинання бурового розчину і спрацювання елементів бурових насосів, вертлюгів, різьбових з'єднань бурильної колони, насадок долота;

зростають енергетичні затрати на реалізацію гідравлічної програми промивання і буріння свердловини загалом.

Поширене на практиці проектування оптимальної продуктивності бурового насоса провадиться з урахуванням даних про спосіб буріння, діаметри доліт і особливості їх промивальних систем, профіль свердловини, гранулометричні характеристики шламу. Вибрані значення продуктивності бурового насоса для буріння кожного наступного інтервалу свердловини (кондуктор, проміжна і експлуатаційна колони) є незмінними і завищеними.

Проте під час буріння свердловини зі змінною механічною швидкістю і постійною продуктивністю насоса розосереджений в буровому розчині кільцевого простору об'єм шламу характеризується певною об'ємною концентрацією, яка згідно з єдиними технічними правилами ведення бурових робіт повинна складати 0,02–0,05. Для теоретичного визначення її використовують залежність, [6-8]:

$$C = \frac{v_M \cdot S_{ВИБ}}{(v_{КП} - v_0) \cdot S_{КП}}, \qquad (1)$$

де: $S_{ВИБ}$, $S_{КП}$ – відповідно площа вибою свердловини і поперечного перерізу кільцевого простору;

v_M – постійна механічна швидкість буріння;

$v_{КП}$ – швидкість підіймання бурового розчину кільцевим простором;

v_0 – швидкість осідання шламу в буровому розчині.

$$v_0 = 3 \cdot \sqrt{(0.02 + 0.035 \cdot D_Д) \cdot \left(\frac{\rho_{ГП}}{\rho_{БР}} - 1\right)}, \qquad (2)$$

де: $\rho_{БР}$, $\rho_{ГП}$ – відповідно густини бурового розчину і гірської породи, яка розбурюється;

$D_Д$ – діаметр долота.

Стабільність параметра «С» є одним із проблемних питань промивання свердловини. Під час поглиблення вибою спостерігається поступове зменшення механічної швидкості проходки. Це відбувається через зношування озброєння долота та поступове зростання із глибиною густини і твердості гірської породи. За сталої продуктивності бурового насоса це обумовлює зменшення концентрації шламу в буровому розчині кільцевого простору свердловини. Другою особливістю, пов'язаною із регулюванням продуктивності бурового насоса, є утворення меншої фракції шламових частинок, що обумовлено зміною форми і геометрії озброєння долота і глибиною свердловини.

Для обмеження мінімальної продуктивності бурового насоса використовують умову забезпечення швидкості потоку бурового розчину в кільцевому просторі свердловини, більшої, за швидкість осідання шламу v_0.

На графічній залежності рис. 1 відображено характер зміни швидкості осідання шламу v_0 в буровому розчині кільцевого простору за різних діаметрів стовбура свердловини і співвідношенні $\rho_{БР}/\rho_{ГП}$. Характерною особливістю при цьому є відповідність нижчої межі швидкості осідання шламу меншим значенням діаметра

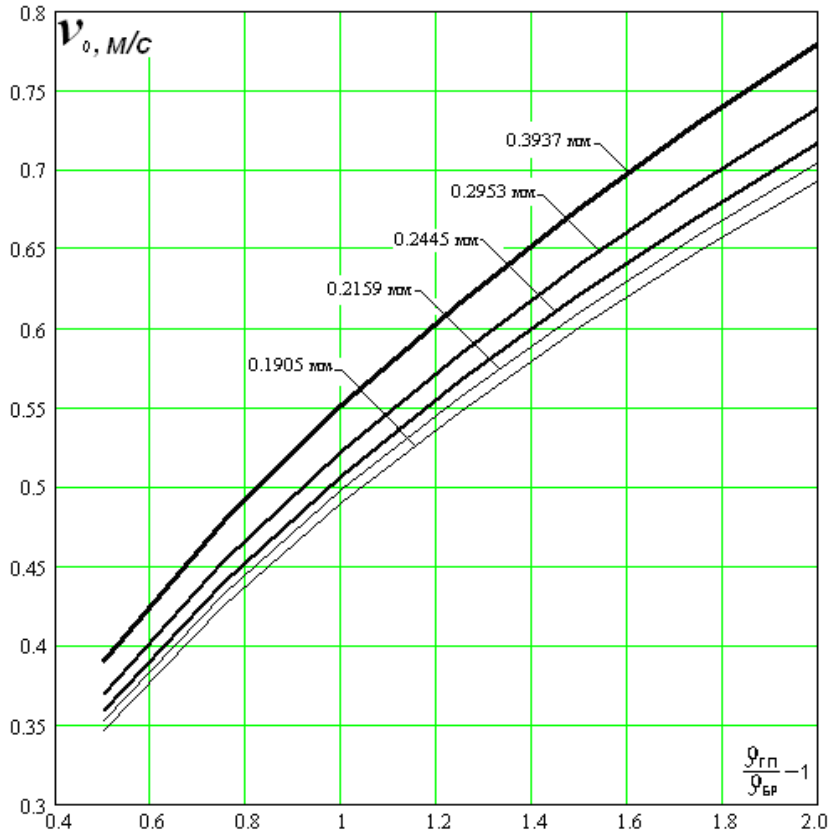


Рисунок 1 – Залежність швидкості осідання шламу в кільцевому просторі від діаметрів доліт, густин бурового розчину і гірських порід

долота і густині гірської породи та більшій густині бурового розчину. Значення швидкості 0.35 м/с відповідає меншим за розміром частинкам шламу характерних для долота діаметром 190,5 мм, а 0.78 м/с – більшим для долота, діаметром 393,7 мм.

Гідротранспортування шламу потоком бурового розчину кільцевим простором стовбура свердловини забезпечується за умови $v_0 < v_{КП}$, яка в свою чергу залежить від продуктивності бурового насоса і максимальної величини площі $S_{КП}$. Останній параметр визначається за діаметром свердловини і бурильної колони $d_{БК}$ та обчислюється за залежністю:

$$S_{КП} = \pi/4\left(D_Д^2 - d_{БК}^2\right). \qquad (3)$$

Технологією буріння свердловини встановлено відповідні співвідношення між діаметрами долота, обважнених і звичайних бурильних труб, які описуються за такими умовами:

$$\left.\begin{array}{l} Для\ D_д \le 295{,}3мм \\ \quad \left(d_{ОБТ}/D_д\right) = (0{,}75 \div 0{,}85) \to d^*_{ОБТ} \\ Для\ D_д > 295{,}3мм \\ \quad \left(d_{ОБТ}/D_д\right) = (0{,}65 \div 0{,}75) \to d^*_{ОБТ} \\ \left(d_{БТ}/d^*_{ОБТ}\right) = (0{,}75 \div 0{,}8) \to d^*_{БТ} \end{array}\right\}, \qquad (4)$$

де $d^*_{ОБТ}$, $d^*_{БТ}$ – стандартні діаметри обважнених і звичайних бурильних труб.

У відповідності до приведених співвідношень між $D_Д$, $d^*_{ОБТ}$, $d^*_{БТ}$ випливає, що при сталій величині продуктивності бурового насоса для кільцевого простору свердловини характерною є умова $v^{ОБТ}_{КП} > v^{БТ}_{КП}$ при $S^{ОБТ}_{КП} < S^{БТ}_{КП}$ (де $S^{ОБТ}_{КП}, S^{БТ}_{КП}$ - відповідно площі поперечного перерізу кільцевого простору на рівні обважених і простих бурильних труб).

Для стандартного ряду діаметрів доліт $D_Д$ і бурильних труб $d^*_{БТ}$, які використовуються при бурінні нафтогазових свердловин, значення площ вибою $S_{ВИБ}$ і кільцевого простору свердловини $S^{БТ}_{КП}$ змінюються від 0.005 до 0.2 м^2, за умови відсутності каверно- і жолобоутворень на стінках свердловини, рис. 2.

За дотримання умов допустимої концентрації шламу в буровому розчині кільцевого простору (0,02-0,05) було встановлено величини продуктивності бурового насоса для забезпечення ефективного промивання свердловини і винесення частинок гірської породи на устя при $0{,}5\frac{м}{год} < v_м < 10\frac{м}{год}$ і $0{,}35\frac{м}{год} < v_o < 0{,}8\frac{м}{год}$ на денну поверхню (рис. 3).

За результатами розрахунків було встановлено, що для діаметрів доліт $D_Д$<215,9 мм, концентрації шламу в буровому розчині кільцевого простору при С=0.02, $v_м$=(0.5–10) *м/год* і

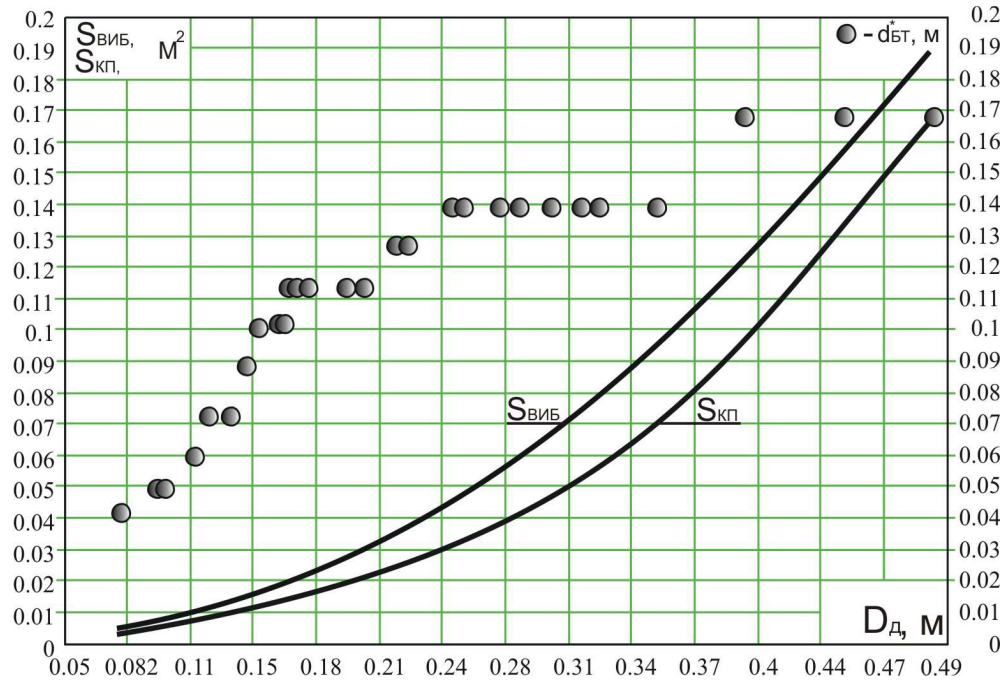
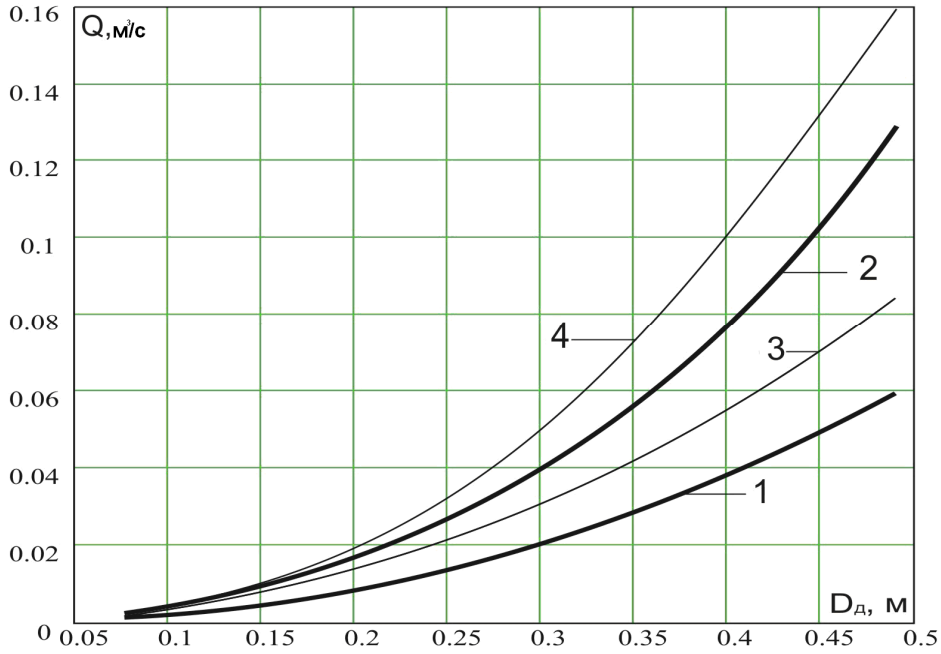


Рисунок 2 – Співвідношення між площами вибою і кільцевого простору свердловини та діаметрами доліт і бурильних труб



1 – v_M=0.5 *м/год* v_0=0.35 *м/с, С=0.02;* **2** – v_M=0.5 *м/год* v_0=0.8 *м/с, С=0.02;*
3 – v_M=10 *м/год* v_0=0.35 *м/с, С=0.02;* **4** – v_M=10 *м/год* v_0=0.8 *м/с, С=0.02.*

Рисунок 3 – Залежність продуктивності бурового насоса від механічної швидкостей буріння і осідання шламу в буровому розчині

v_0 =(0.35–0.8) *м/с* продуктивність бурового насоса Q не повинна перевищувати 0.022 *м*^{3}*/с*. Для *215,9*<$D_Д$<*295.3 мм* при цих самих умовах вона повинна становити від 0.022 *м*^{3}*/с*<Q<0,05 *м*^{3}*/с*, а для $D_Д$>*295.3* мм: 0.05 *м*^{3}*/с*<Q<0.16 *м*^{3}*/с*. При *С=0.05* продуктивність бурового насоса в порівнянні із приведеними вище значеннями Q зменшується приблизно на 15%.

На бурових установках, які найбільше використовуються в Україні, встановлено двопоршневі бурові насоси двосторонньої дії модифікацій У8, БРН, НБТ, УНБ. Завдяки конструктивному виконанню, як зображено на гістограмі рис. 4, вони можуть забезпечити діапазон зміни продуктивності від 0,015 до 0,052 м^3/с.

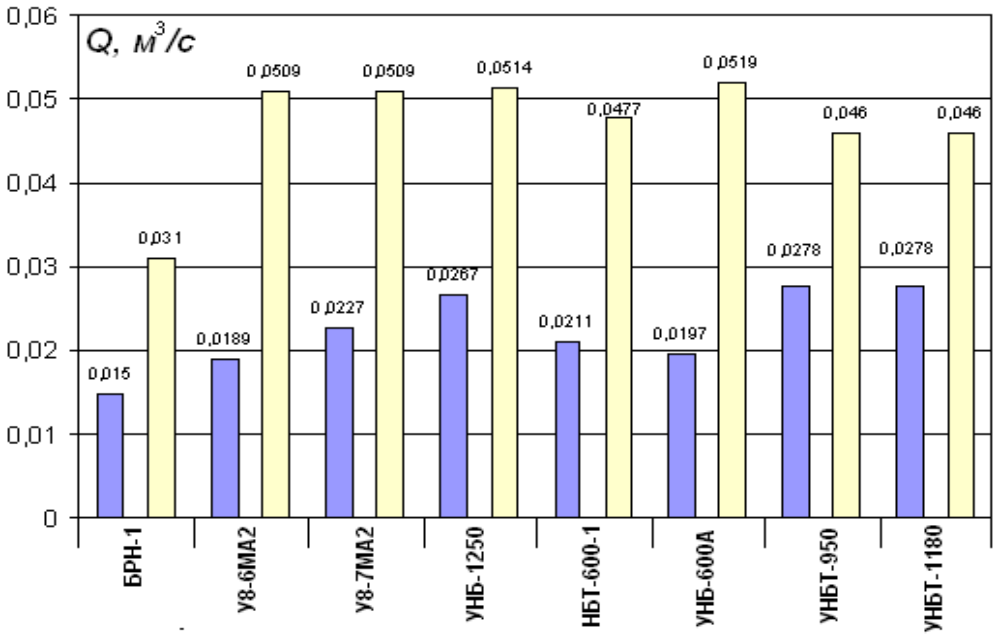


Рисунок 4 – Діаграма зміни продуктивності різних типів бурових насосів

Потужність бурових насосів вибирається із врахуванням можливості буріння як роторним, так і турбінним способами. На серійних бурових установках різних класів номінальна приводна потужність одного бурового насоса становить від 300 до 950 кВт, а на деяких досягає 1180 кВт і більше. Номінальна частота обертання привода бурового насоса вибирається в межах від 500 до 1000 об/хв. На серійних установках установлюється, як правило, два, а на морських – три бурових насоси.

Режим роботи бурового насоса характеризується постійною номінальною потужністю при тиску помпування P = const. Наближення до цього режиму при нерегульованому приводі досягається шляхом зміни циліндричних втулок різного діаметра. Тому буровий насос оснащується змінними поршнями й втулками кількох діаметрів, які забезпечують можливість регулювання тиску нагнітання бурового розчину у міру поглиблення свердловини. Проте із зміною поршнів пов'язані наступні закономірності:

– для забезпечення умови міцності й довговічності механізмів насоса зусилля в штоках, підшипниках, передавальних механізмах повинні бути рівними для різних діаметрів поршнів;

– за меншого діаметра поршня виникає більший тиск на виході бурового насоса;

– при зменшенні діаметра поршня й постійній швидкості його руху подача бурового насоса зменшується прямо пропорційно площі поршня;

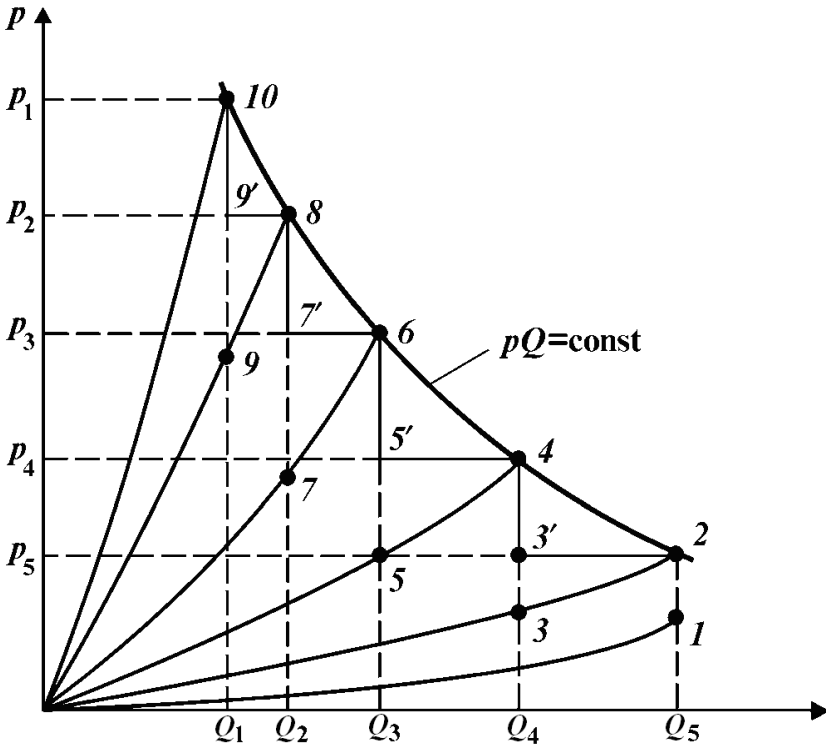
– за різних діаметрів поршня повинен зберігатися режим постійної потужності привода бурового насоса.

Режим роботи бурового насоса характеризується залежністю продуктивності $P(Q)$ (рис. 5). Якщо прийняти, що до комплекту бурового насоса входять 5 типорозмірів змінних поршнів, то основні розрахункові точки 2, 4, 6, 8, 10, які відповідають різним діаметрам поршнів, будуть розташовуватися на кривій постійної потужності. При цьому точка 2 відповідає максимальному, а точка 10 – мінімальному діаметру поршня.

При незмінному діаметрі поршня продуктивність бурового насоса пропорційна швидкості обертання валу його привода, а момент на валу – пропорційний тиску помпування насоса. Зі збільшенням глибини свердловини продуктивність бурового насоса може залишатися постійною, а тиск помпування повинен зростати. Продовжувати роботу з поршнем діаметра D_5 вище точки 2 є неприпустимо, тому що потужність привода перевищить допустиме значення. Тому в точці 2 необхідно замінити поршень з діаметра D_5 на поршень із діаметром D_4. Оскільки за тієї ж швидкості приводу внаслідок зменшення діаметра поршня продуктивність насоса зменшиться, а крива навантаження залишиться незмінною, режим його роботи буде визначатися точкою 3.

У випадку використання нерегульованого електропривода бурового насоса й періодичної заміни поршнів залежність $P(Q)$ відображається відрізками вертикальних прямих 1-2, 3-4, 5-6, 7-8, 9-10. Із графіка (рис. 5) видно, що в точках 1, 3, 5, 7, 9 потужність, яка розвиває насос, є значно меншою номінальної. Вимушене невикористання потужності в порівнянні з ідеальною кривою P = const, можна оцінити сумарною площею трикутників 2-3-4, 4-5-6, 6-7-8, 8-9-10.

Завдяки можливості зміни швидкості по відношенню до номінальної, графік роботи бурового насоса, оснащеного регульованим електроприводом (рис. 5), є ламаною кривою 1-2-3'-4-5'-6-7-8-9'-10. Аналіз графіка (рис. 5) свідчить, що в цьому випадку невикористання по-



1-2-3-4-5-6-7-8-9-10 – для нерегульованого електроприводу;
1-2-3'-4-5'-6-7-8-9'-10 – для регульованого електроприводу при постійному моменті;
2-4-6-8-10 – для регульованого електропривода при постійній потужності

Рисунок 5 – Графік режимів роботи бурового насоса з різним приводом

тужності є значно меншим, ніж при нерегульованому приводі. Застосування регульованого електропривода зменшує кількість замін поршнів у процесі буріння свердловини і збільшує ступінь використання потужності бурового насоса. Це виявляється в тому, що при однаковому (з нерегульованим приводом) тиску помпування продуктивність бурового насоса є більшою, ніж при нерегульованому електроприводі. Незалежно від способу буріння поліпшується якість очищення вибою від шламу і збільшується механічна швидкість проходки за рахунок його повторного перемелювання.

У результаті дослідження параметрів роботи бурового насоса типу У8-6МА2 було встановлено, що при регульованому електроприводі механічна швидкість і проходка на долото збільшуються на 20%, а число рейсів і енергетичні витрати скорочуються на 20% (порівняно з нерегульованим).

Переваги регульованого електропривода бурових насосів проявляються в наступному:

– забезпечується найкраще використання встановленої потужності для різних типів вибійних двигунів;

– регулюється частота обертання долота й середньої потужності, яка підводиться до нього;

– збільшується гідравлічна потужність у міру зношування вибійного двигуна;

– полегшується пуск бурових насосів під навантаженням, що зменшує зношування засувок й полегшує працю бурової бригади;

– розширюються можливості ліквідації аварій, пов'язаних із прихопленнями й деякими іншими аварійними ситуаціями;

– рівномірність подачі бурового розчину дає змогу відмовитися від пневмокомпенсаторів.

Для забезпечення цих переваг регульований електропривод бурового насоса повинен відповідати таким вимогам:

– можливістю плавного, затягнутого в часі пуску (до 60 с);

– пусковий момент не повинен перевищувати номінальний більш ніж на 10%;

– можливість регулювання швидкості привода в режимі буріння до 50%, а в режимах відновлення циркуляції до 80%, менше від номінального значення;

– при регулюванні швидкості менше від номінальної, привод повинен забезпечувати сталість тиску помпування, що відповідає сталості моменту на його валу;

– привод бурового насоса повинен мати тверду механічну характеристику з відносним падінням швидкості від холостого ходу до номінального навантаження близько 5%.

Бурові насоси, незалежно від типу їх привода, є дуже габаритними й важкими, що ускладнює їх транспортування, монтаж і ремонт. За останні роки все більшого застосування знаходять швидкохідні трипоршневі бурові насоси однобічної дії (триплекси) замість двопоршневих двосторонньої дії, які мають такі переваги:

– в 1,4- 1,5 рази менша маса й габарити;

– в 2 рази зменшено нерівномірність подачі;

– в 5-6 разів зменшено нерівномірність тиску;

– в 1,3- 1,4 рази зменшено їхньою масу

– в 2-3 рази зменшено число змінних деталей.

Перехід на буріння глибоких вертикальних і похило-скерованих свердловин для розробки залишкових, малоперспективних нафтогазових родовищ на суші і на морі, а також покладів сланцевого газу, вимоги енергоефективності висувають особливі умов щодо використання бурових насосів, як найбільш енергоємного силового агрегату бурової установки. А оскільки більшість бурових насосів, якими оснащені вітчизняні бурові установки, експлуатується із нерегульованим приводом, плавне регулювання продуктивності (подачі) і енергетичних витрат ускладнюється. Окрім того, чергування гірських порід із різними фізико-механічними властивостями та буримістю та зношення долота обумовлюють зменшення механічної швидкості буріння свердловини і, відповідно, об'ємної концентрації шламу в буровому розчині кільцевого простору. За цих умов при незмінній продуктивності бурових насосів зростають енергетичні витрати. Тому для енергоефективної модернізації процесу промивання свердловини необхідною умовою є: використання регульованих приводів бурових насосів старих моделей; облаштування бурових установок новими їх модифікаціями однобічної дії – триплексами; зміна продуктивності бурового насоса під час довбання долотом за один рейс; корегування продуктивності бурового насоса за механічною швидкістю буріння.

Література

1 Енергетичні ресурси та потоки; під заг. ред. А.К. Шидловського. – К.: Українська енциклопедичні знання, 2003. – 472 с.

2 Перспективи нарощування геологорозвідувальних робіт Національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» до 2015 року / Олександр Зейкан, Василь Гладун, Петро Чепіль, Петро Максимчук // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2011. – №1-2(154-155). – С. 59-61.

3 «Сланцевий» газ та перспективи відкриття його родовищ у межах Волино-Подільської плити / А.В. Локтєв, М.І. Павлюк, А.А. Локтєв // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2011. – №1-2(154-155). – С. 92.

4 Енергоефективність як ресурс інноваційного розвитку: Національна доповідь про стан та перспективи реалізації державної політики енергоефективності у 2008 році / С.Ф. Єрмілов, В.М. Геєць, Ю.П Ященко, В.В. Григоровський, В.Е. Лір та ін. – К.: НАЕР, 2009. – 93 с.

5 Хакімов Л.З. Оптимальні витрати промивальної рідини для буріння свердловини діаметром 215,9 мм / Л.З. Хакімов, В.П. Дверій // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – №4. – С. 24 – 25.

6 Лігоцький М. В. Оптимальні швидкості у кільцевому просторі для винесення вибуреної породи / М.В. Лігоцький // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – №4. – С. 24–25.

7 Чудик І.І. Оптимальна подача промивальної рідини на вибій свердловини при бурінні свердловини [Текст] / І.І. Чудик, Р.Б. Бабій // Нафтогазова енергетика. – 2007. – № 3 (4). – С. 71-75.

8 Чудик І.І. Дослідження величини подачі насоса для промивання скерованих свердловин [Текст] / І.І. Чудик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 4(37). – С. 39-46.

9 Буровые насосы с регулируемой подачей / С. В. Ловчев, В. И. Рощупкин, С. Л. Залкиа [и др.]. – М.: Недра, 1977. – 270 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 16.05.12

Рекомендована до друку професором ***Коцкуличем Я.С.***