

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: chudyk2@gmail.com*

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 додання 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 шлама. 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 регулируемых приводов 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 проектирование 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 каждого 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 характеризуется 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

Нафтогазосний 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 дре-

вня 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. м³ газу. Серед розвіданих родовищ – 56 значні за початковими запасами (понад 10 млн. т. нафти і 10 млрд. м³ газу). Численні родовища мали початкові запаси нафти від 10 до 50 млн. т. і газу – від 10 до 700 млрд. м³. 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. м³ 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. м³ (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. м³. 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 вуглеводнів 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. м³ 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. м³/км².

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 (Новоднітрівський 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), тріас-юрських 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, малодобітних 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 шламів 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, вертлогів, різбових 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 шламів. 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 кільцевому простору об'єм шламів 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]:

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

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

v_M – постійна механічна швидкість буріння;

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

v_0 – швидкість осідання шламів в буровому розчині.

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

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

D_D – 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 шламів в буровому розчині кільцевого простору свердловини. Другою особливістю, пов'язаною із регулюванням продуктивності бурового насоса, є утворення меншої фракції шламів 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 шламів v_0 .

На графічній залежності рис. 1 відображено характер зміни швидкості осідання шламів 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 шламів меншим значенням діаметра

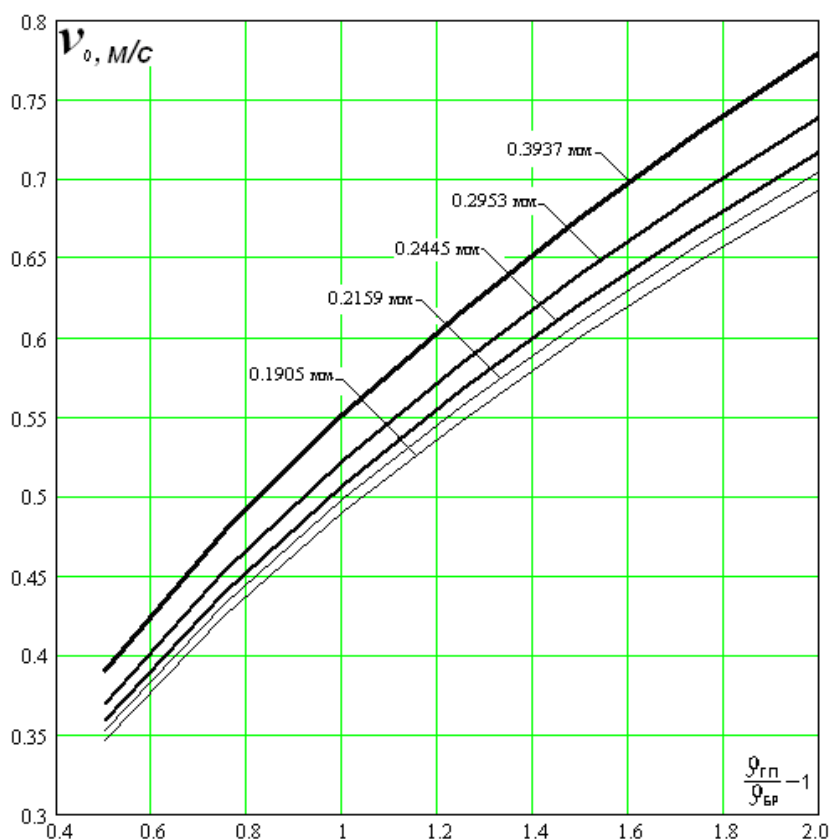


Рисунок 1 – Залежність швидкості осідання шламу в кільцевому просторі від діаметрів доліт, густин бурового розчину і гірських порід

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:

$$S_{кп} = \pi/4(D_d^2 - d_{БК}^2). \quad (3)$$

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

$$\left. \begin{aligned} &\text{Для } D_d \leq 295,3 \text{ мм} \\ &\quad (d_{ОБТ} / D_d) = (0,75 \div 0,85) \rightarrow d_{ОБТ}^* \\ &\text{Для } D_d > 295,3 \text{ мм} \\ &\quad (d_{ОБТ} / D_d) = (0,65 \div 0,75) \rightarrow d_{ОБТ}^* \\ &\quad (d_{БТ} / d_{ОБТ}^*) = (0,75 \div 0,8) \rightarrow d_{БТ}^* \end{aligned} \right\}, \quad (4)$$

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

У відповідності до приведених співвідношень між D_d , $d_{ОБТ}^*$, $d_{БТ}^*$ впливає, що при сталій величині продуктивності бурового насоса для кільцевого простору свердловини характерною є умова $v_{кп}^{ОБТ} > v_{кп}^{БТ}$ при $S_{кп}^{ОБТ} < S_{кп}^{БТ}$ (де $S_{кп}^{ОБТ}$, $S_{кп}^{БТ}$ - відповідно площі поперечного перерізу кільцевого простору на рівні обважнених і простих бурильних труб).

Для стандартного ряду діаметрів доліт D_d і бурильних труб $d_{БТ}^*$, які використовуються при бурінні нафтогазових свердловин, значення площ вибою $S_{ВИБ}$ і кільцевого простору свердловини $S_{кп}^{БТ}$ змінюються від 0.005 до 0.2 м², 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 $0,5 \frac{\text{м}}{\text{год}} < v_m < 10 \frac{\text{м}}{\text{год}}$ і $0,35 \frac{\text{м}}{\text{год}} < v_0 < 0,8 \frac{\text{м}}{\text{год}}$ на денну поверхню (рис. 3).

За результатами розрахунків було встановлено, що для діаметрів доліт $D_d < 215,9$ мм, концентрації шламу в буровому розчині кільцевого простору при $C=0.02$, $v_m=(0.5-10)$ м/год і

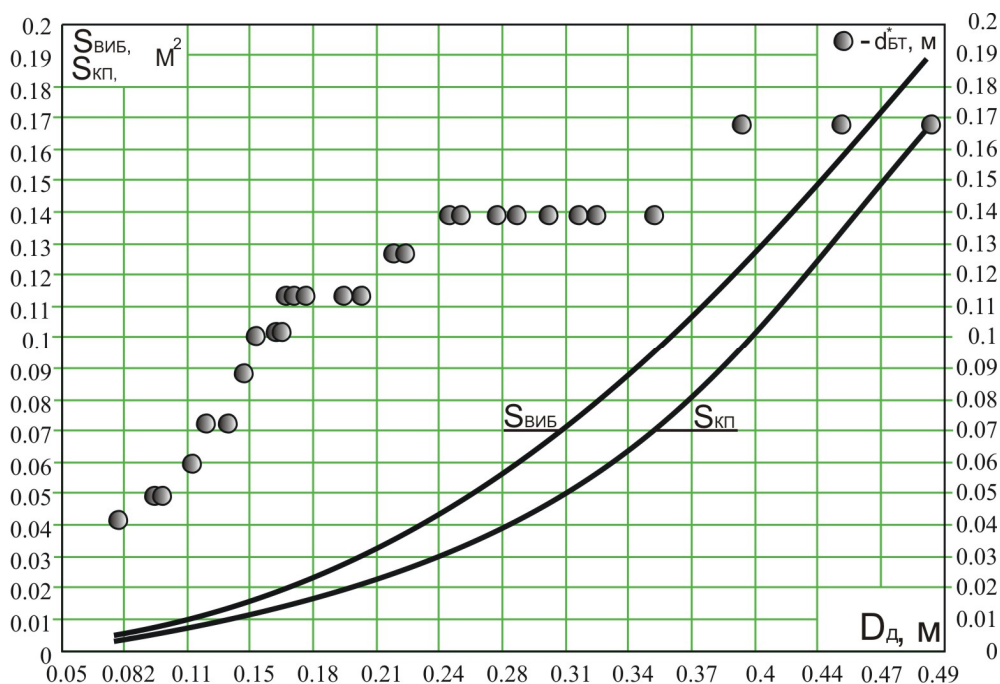
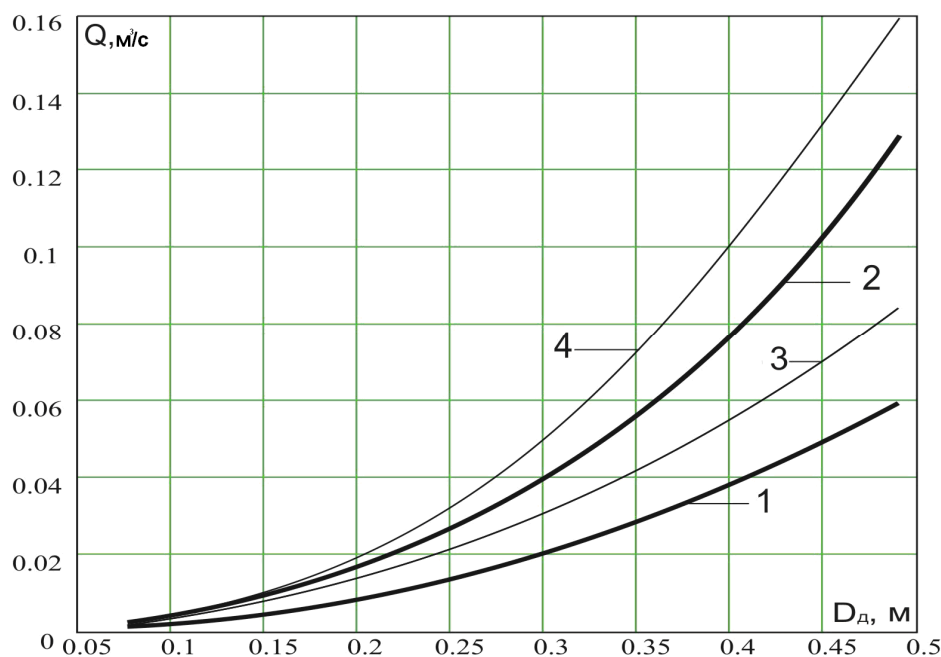


Рисунок 2 – Співвідношення між площами вибою і кільцевого простору свердловини та діаметрами доліт і бурильних труб



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

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

$v_0=(0.35-0.8)$ м/с продуктивність бурового насоса Q не повинна перевищувати 0.022 м³/с. Для $215,9 < D_д < 295,3$ мм при цих самих умовах вона повинна становити від 0.022 м³/с $< Q < 0.05$ м³/с, а для $D_д > 295,3$ мм: 0.05 м³/с $< Q < 0.16$ м³/с. При $C=0.05$ 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 $0,052$ м³/с.

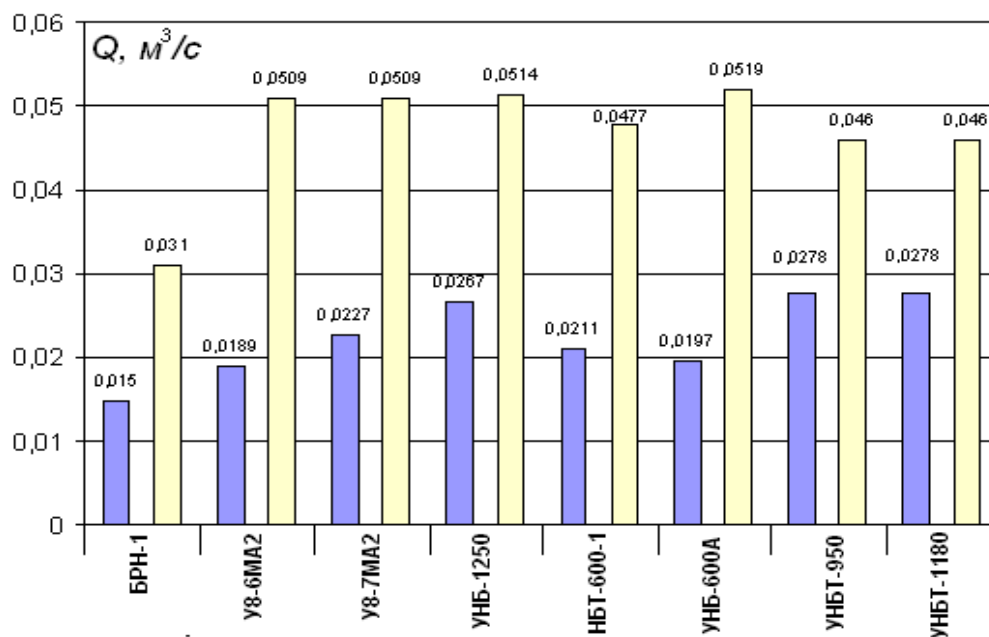


Рисунок 4 – Діаграма зміни продуктивності різних типів бурових насосів

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 встановлюється, як правило, два, а на морських – три бурових насоси.

Режим роботи бурового насоса характеризується постійною номінальною потужністю при тиску помпування $P = \text{const}$. 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.

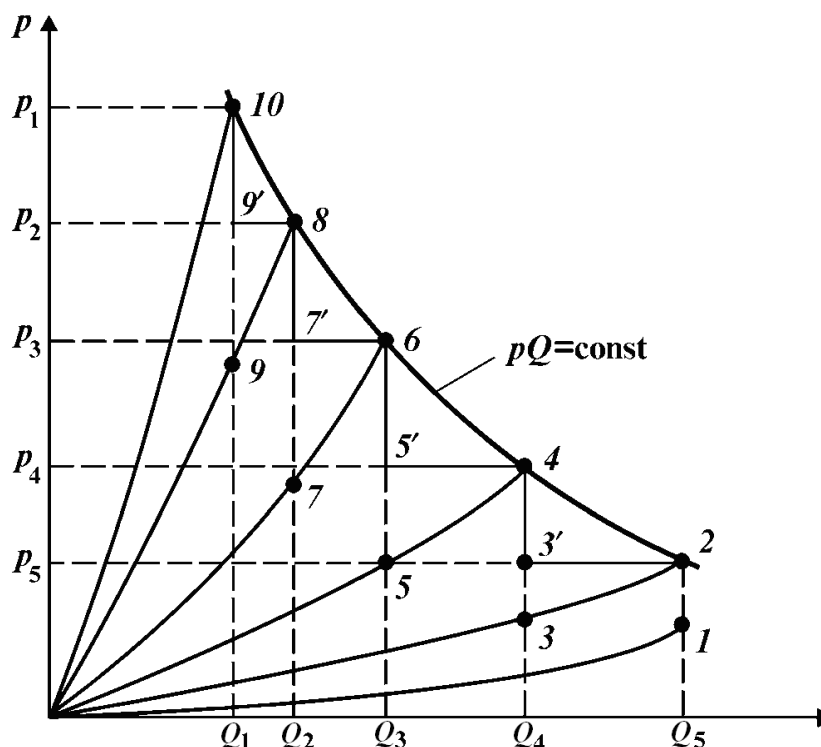
Режим роботи бурового насоса характеризується залежністю продуктивності $P(Q)$ (рис. 5). Якщо прийняти, що до комплексу бурового насоса входять 5 типорозмірів змінних

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 привода 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 номінальною. Вимушене невикористання потужності в порівнянні з ідеальною кривою $P = \text{const}$, 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 електроприводу при постійній потужності

Рисунок 5 – Графік режимів роботи бурового насоса з різним приводом

тужності є значно меншим, ніж при нерегульованому приводі. Застосування регульованого електроприводу 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 шлему 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 електроприводу 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 засувки 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 однієї дії (триплекси) замість дво-поршневих 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 умови щодо використання бурових насосів, як найбільш енергоємного силового агрегату бурової установки. А оскільки більшість бурових насосів, якими оснащені вітчизняні бурові установки, експлуатуються 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. Локтев, М.І. Павлюк, А.А. Локтев // 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. Гесць, Ю.П. Яценко, 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. Рошупкин, С. Л. Залкия [и др.]. – М.: Недра, 1977. – 270 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
16.05.12
Рекомендована до друку професором
Коцкуlichem Я.С.*

ШЛЯХИ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ВУГЛЕВОДНІВ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ЮЛІЇВСЬКОГО НГКР

¹ В.Б. Воловецький, ² О.М. Щирба, ² В.І. Коцаба, ³ О.Ю. Витязь

¹ГПУ “Шебелинкагазвидобування”, 63011, Харківська обл., Валківський район,
сmt. Старий Мерчик, тел. (05753) 52378, e-mail vvb11@ukr.net

²Український науково-дослідний інститут природних газів;
61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 7304521, 7381495

³ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42073,
e-mail o.vytyaz@gmail.com

Запропоновано комплексний підхід щодо зменшення втрат вуглеводнів під час експлуатації газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР. Рекомендуються заходи: попередження гідратуутворення по шлейфах газоконденсатних свердловин в місцях зосередження значної кількості місцевих опорів шляхом підключення перемичок від існуючих інгібіторопроводів, збирання рідини під час продування свердловини та шлейфу на технологічних установках комплексної підготовки газу УКПГ-1 та УКПГ-2 через існуючі сепаратори шляхом їх переобв'язки, поступове переведення свердловин УКПГ-2 з високим водним фактором в роботу на вертикальний сепаратор УКПГ-1 для розділення потоків газу та кращого очищення, використання газу вивітрювання з розділювача для власних потреб на вогневі підігрівачі двох технологічних установок. Виконання наведених рішень дозволить раціональніше використовувати вуглеводневу сировину.

Ключові слова: гідратуутворення, метанол, продування, сепаратор.

Предложен комплексный подход к снижению потерь углеводородов при эксплуатации газоконденсатных скважин Юльевского НГКМ. Рекомендуются следующие мероприятия: предупреждение гидратообразования по шлейфам газоконденсатных скважин в местах сосредоточения большого количества местных сопротивлений путем подключения перемычек от существующих ингибиторопроводов, сбора жидкости при продувке скважины и шлейфа на технологических установках комплексной подготовки газа УКПГ-1 и УКПГ-2 через существующие сепараторы путем их переобвязки, постепенный перевод скважин УКПГ-2 с высоким водным фактором в работу на вертикальный сепаратор УКПГ-1 для разделения потоков газа и лучшей очистки, использование газа выветривания с разделителя для собственных нужд на огневые подогреватели двух технологических установок. Выполнение приведенных решений позволит рационально использовать углеводородное сырье.

Ключевые слова: гидратообразования, метанол, продувание, сепаратор.

The integrated approach concerning hydrocarbons loss reduction during the operation of the Yuliyivka gas condensate field has been offered. Due to this fact the following measures are suggested – the prevention of hydrate formation in gathering lines of gas condensate wells at the locations with a significant number of local resistance spots concentration with the help of bridge connections from conventional inhibitor lines, fluid collection during well and gathering line blasting at the technological units (УКПГ-1 and УКПГ-2) of complex gas treatment through conventional separators by their manifold piping rearrangement, the gradual transforming of УКПГ-2 wells with the high water factor into operation at the УКПГ-1 vertical separator for gas streams segregation and its better sweetening, applying escaping gas from the separator for own needs at fired heaters of two technological units. Implementation of the abovementioned solutions will allow us to use hydrocarbon resources more efficiently.

Key words: hydrate formation, methanol, blasting, separator.

Сьогодні перед Україною гостро стоїть проблема зниження залежності від імпортованих вуглеводнів шляхом зменшення споживання завдяки впровадженню енергозберігаючих технологій та підвищення обсягів власного видобутку природного газу, газового конденсату та нафти. Вагоме місце в цьому займає збільшення кількості розвіданих площ, чіткий контроль за розробкою нафтогазоконденсатних родовищ протягом усього періоду, реконструкція та модернізація технологічних установок підготовки газу та нафти. З метою раціонального використання запасів кожного родовища необхідно підходити індивідуально до створення передумов задля стабільного видобутку вугле-

воднів та зменшення їх втрат. Тому в нинішніх умовах зростання вартості природного газу на ринку підприємствам видобутку вуглеводнів потрібно проводити заходи із впровадження технологій для більш ефективного використання попутного газу, газу вивітрювання, газу дегазації при експлуатації нафтових і газоконденсатних свердловин. У статті буде розглянуто альтернативні рішення та шляхи їх впровадження на об'єктах видобутку Юліївського нафтогазоконденсатного родовища (ЮНГКР).

У даний час на Юліївському НГКР в експлуатації перебувають газоконденсатні та нафтові свердловини. Газоконденсатні свердловини ЮНГКР підключені до двох установок ком-

плексної підготовки газу УКПГ-1, УКПГ-2 та установки первинної підготовки газу УППГ Східного блоку свердловин. Нафтові свердловини ЮНГКР під'єднані до установки комплексної підготовки нафти (УКПН) Центрального блоку та пункту збору нафти (ПЗН) Східного блоку.

Дев'ять газоконденсатних свердловин (3 (85), 60, 89 (10), 56, 57, 72 (74) і два газопроводи) підключено до установки вимикаючих пристроїв (УВП) УКПГ-1.

Наступні газоконденсатні свердловини ЮНГКР та інших родовищ (58, 67, 107, 66, 65, 9, 64, 7, 69, 68, 78, 1 Недільного ГКР, 89, 77 (51), 53, 79, 57, 3 Недільного ГКР (63 Скворцівського НГКР), 73, 61, 71, 50 підключено до УВП установки первинної підготовки газу (УППГ) УКПГ-2 [1].

Також до УВП УППГ УКПГ-2 підключено три газопроводи, з яких надходить газ з таких об'єктів: УППГ Східного блоку свердловин Юліївського НГКР, УППГ Наріжнського НГКР, УКПГ-1 Скворцівського НГКР; два газопроводи, по яких працюють газоконденсатні свердловини від УКПГ-2 з низькими робочими тисками на УКПГ-1.

Шістнадцять нафтових свердловин (8, 21, 31, 34, 55, 59, 76, 100, 101, 103, 104, 105, 106, 109, 113, 115) підключено до УКПН Центрального блоку свердловин, свердловина 102 – в очікуванні підключення.

Чотири нафтові свердловини (62, 110, 111, 112) підключено до ПЗН Східного блоку свердловин.

Метою даної статті є оптимізація втрат вуглеводневої сировини при боротьбі з основними ускладненнями, що виникають у роботі газоконденсатних свердловин.

У процесі експлуатації ЮНГКР пластовий тиск поступово знижується, наслідком чого є зниження робочих тисків та дебіту. Також під час експлуатації свердловин трапляються різноманітні ускладнення, що призводить до втрат вуглеводнів.

Тому для зменшення втрат вуглеводнів необхідні такі заходи:

- попередження гідратоутворення по шлейфу газоконденсатних свердловин;
- збирання рідини під час продування газоконденсатних свердловин та шлейфів;
- переведення газоконденсатних свердловин УКПГ-2 з високим водним фактором в роботу на УКПГ-1;
- використання попутного газу та газу вивітрювання з розділювачів рідини на власні потреби, наприклад, на вогневі підігрівачі, газові котли тощо.

Основними ускладненнями в роботі газоконденсатних свердловин є накопичення рідини у понижених ділянках траси та гідратоутворення, а у нафтових – відкладення парафіну вздовж колони НКТ.

Додатковими ускладненнями, що негативно впливають на роботу свердловин, є значна довжина шлейфу. Довжини шлейфів газоконденсатних свердловин перебувають у межах від

1 до 5,5 км, а в окремих випадках сягають 7,8-12, 3 км, нафтових – від 1,5 до 5,2 км.

Під час експлуатації газоконденсатних свердловин спостерігається гідратоутворення на різних ділянках, особливо в місцях перешкод, де шлейфи газоконденсатних свердловин проходять через ставки, ріки, перетинають залізничні колії, автомобільні та магістральні дороги, прокладені в обхід перешкод (діючих шлейфів, газопроводів), проходять через лісо-смуги, гірську місцевість тощо. Важливим фактором, який впливає на відкладення гідратів вздовж шлейфу, є місцеві опори (засувки, відводи, переходи, трійники, зварювальні стики). Найбільше на шлейфі зосереджено відводів з різним кутом відхилення (від 45° до 120°), на внутрішній частині якого відкладаються гідрати, що негативно впливають на роботу свердловин і ведуть до зниження тиску або зупинки свердловини.

Для боротьби з гідратами на Юліївському НГКР найчастіше застосовують такі методи:

- метод зниження тиску (продування свердловини, шлейфу);
- подавання інгібітора гідратоутворення на гирло свердловини на інгібіторопроводах;
- встановлення на гирлі свердловини металевих бачків;
- закачування інігібітора гідратоутворення за допомогою насосного агрегату ЦА-320;

Найефективнішим вважається другий метод, оскільки він забезпечує дозоване подавання метанолу на гирло свердловини, проте інгібіторопроводи прокладені не до всіх свердловин. На свердловинах, де відсутні інгібіторопроводи, використовують перший та четвертий методи. Тому необхідно вжити заходів з попередження гідратоутворення в шлейфах газоконденсатних свердловин на різних ділянках шлейфу.

За допомогою програмно-розрахункового комплексу "Контроль гідратоутворення в шлейфах свердловин", розробленого фахівцями УкрНДІгазу з метою виявлення потенційно небезпечних ділянок, в яких відбувається гідратоутворення, проведено розрахунок шлейфів газоконденсатних свердловин. За результатами розрахунку визначено шлейфи свердловин, у яких відбувається гідратоутворення. З практичного досвіду відомо, що при експлуатації даних свердловин дійсно відбувається гідратоутворення, тобто теоретичні розрахунки підтвердили припущення.

Окреслену проблему можна вирішити шляхом підключення інгібіторопроводу (поз. 2) до шлейфа свердловини (поз. 1) в місця зосередження значної кількості місцевих опорів (поз. 3) шляхом монтажу перемички (поз. 4) з вентелем (поз. 5) та зворотнім клапаном (поз. 6) (рис. 1). За необхідності можна збільшити об'єм подачі метанолу в потрібну ділянку шлейфу; при цьому вентиль на гирлі свердловини по інгібіторопроводі необхідно закрити. З метою збільшення подачі метанолу на гирло свердловини вентиль (поз. 5) необхідно закрити.

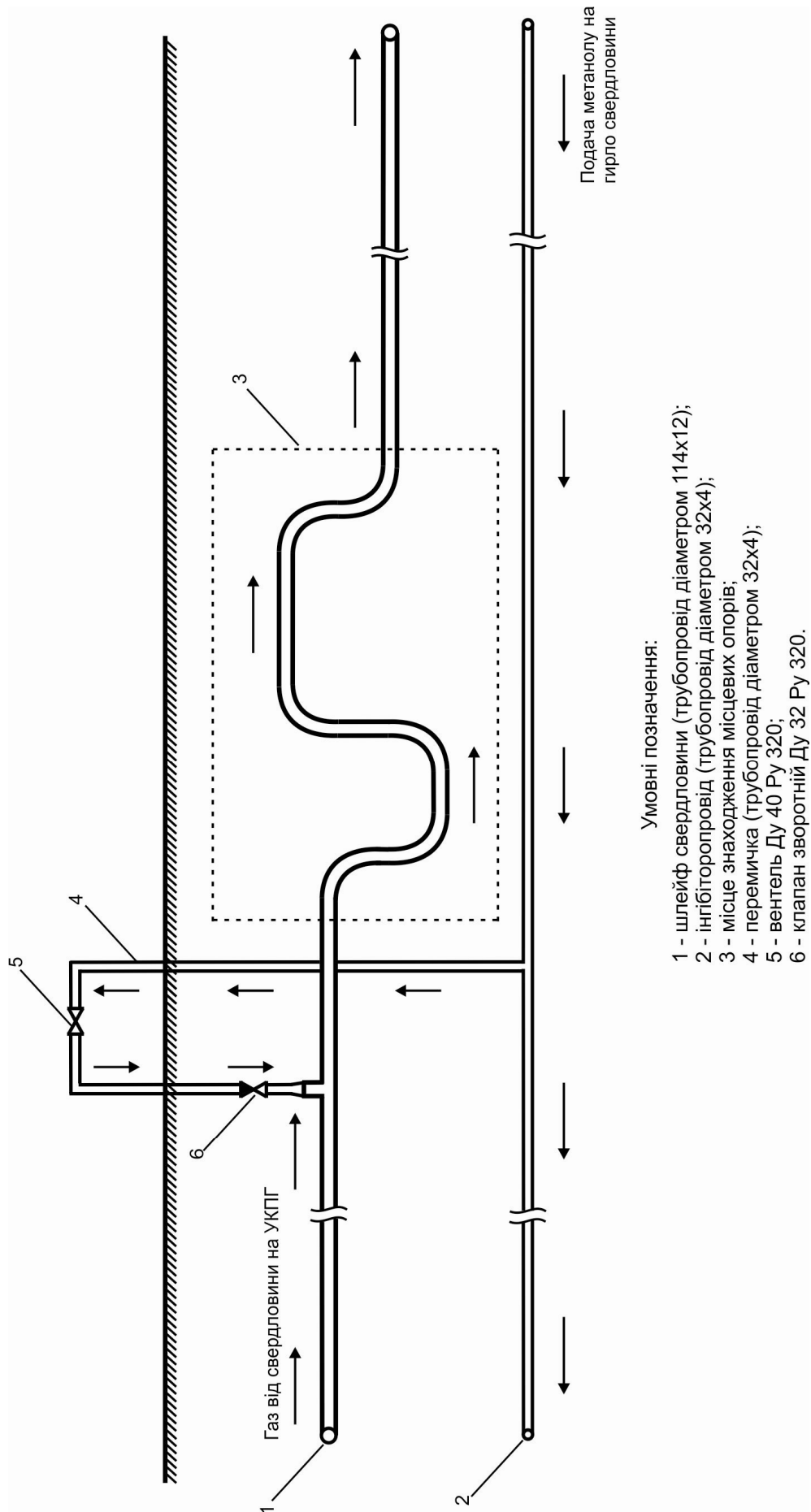


Рисунок 1 – Підключення інгібіторопроводу до місць зосередження значної кількості місцевих опорів вздовж шлейфу газоконденсатної свердловини

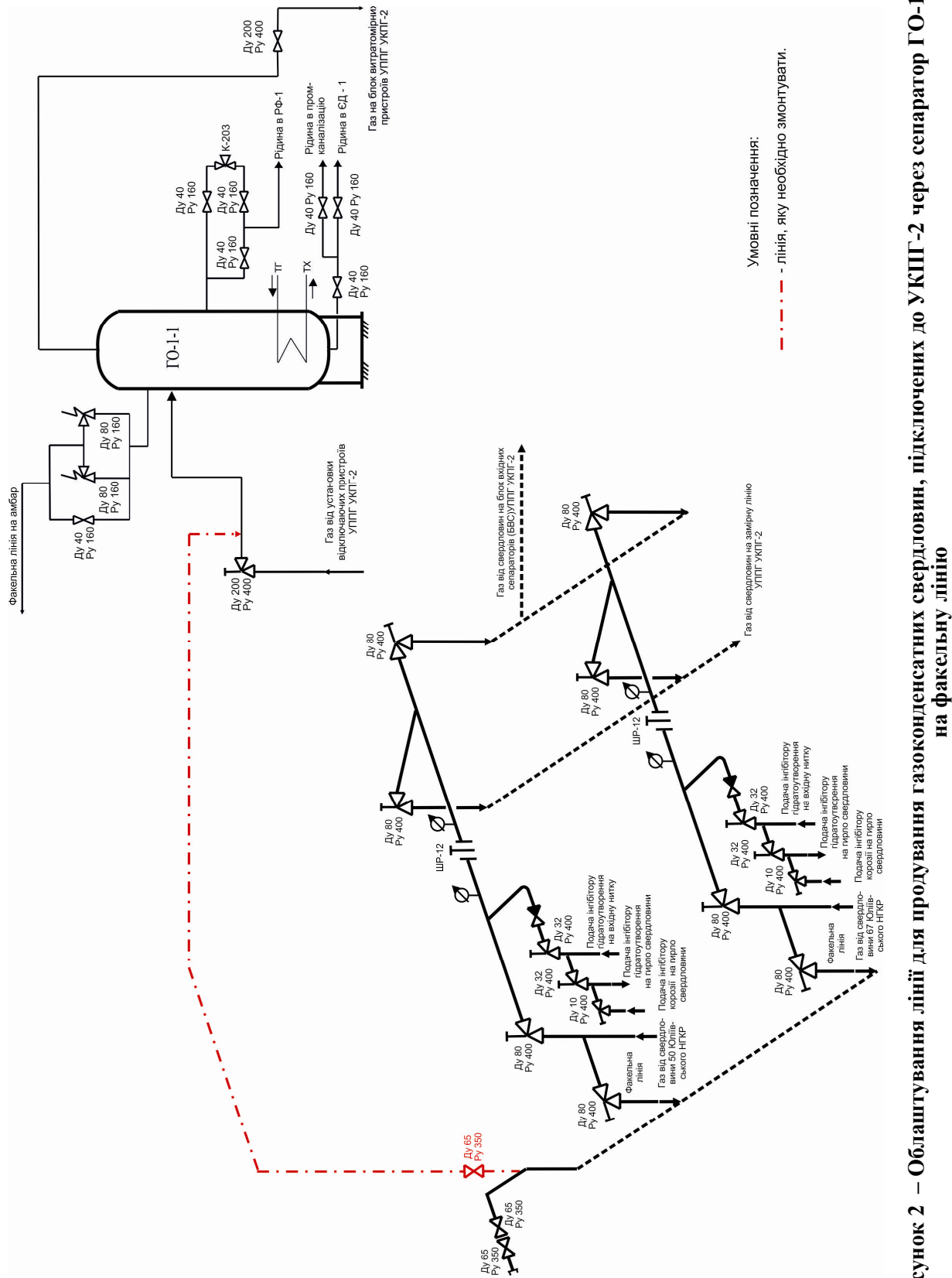


Рисунок 2 – Облаштування лінії для продажу газоконденсатних свердловин, підключених до УКПГ-2 через сепаратор ГО-1-1 на факельну лінію

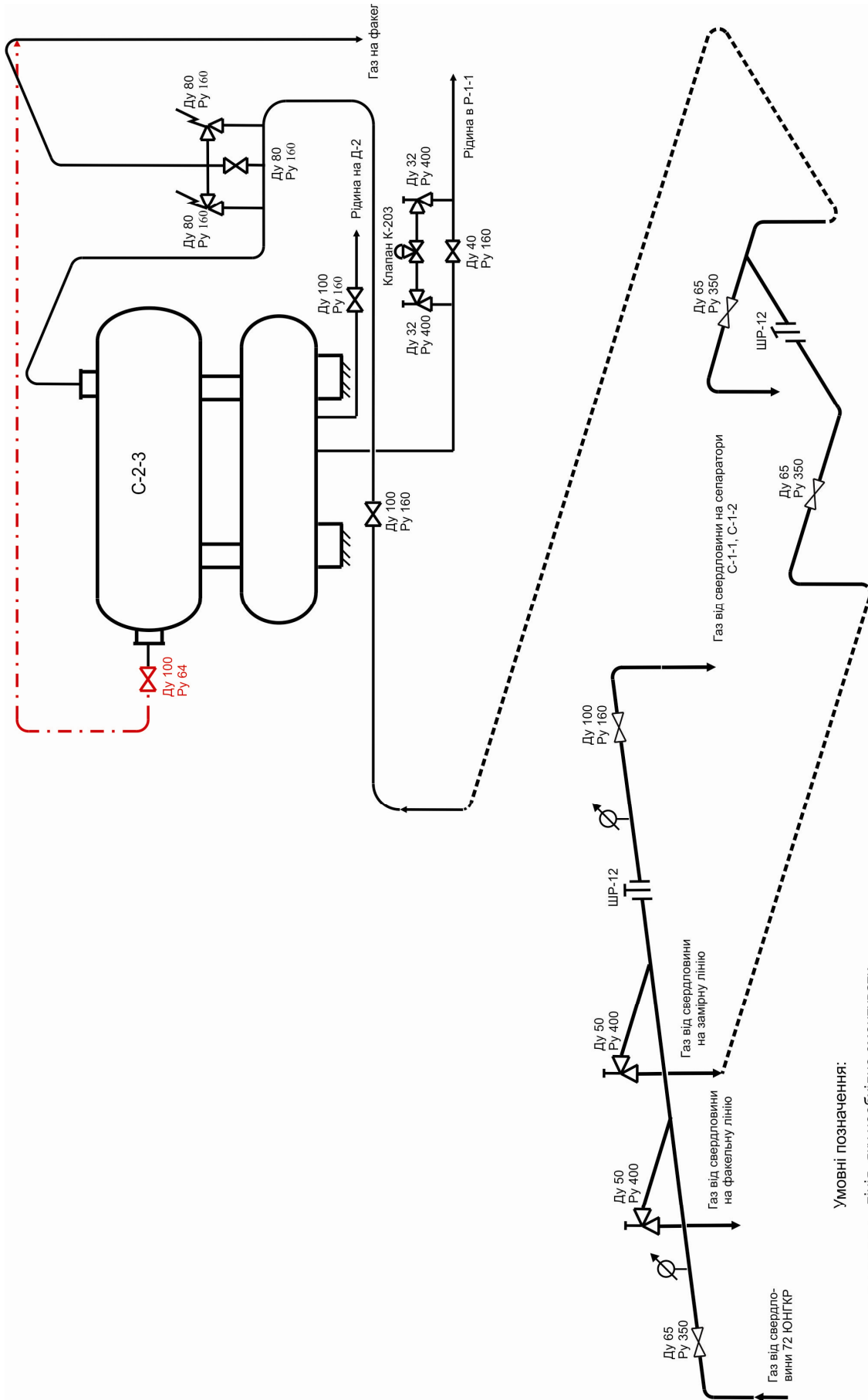


Рисунок 3 – Облаштування лінії для продування газоконденсатних свердловин, підключених до УКПГ-1 через сепаратор С-2-3 на факельну лінію

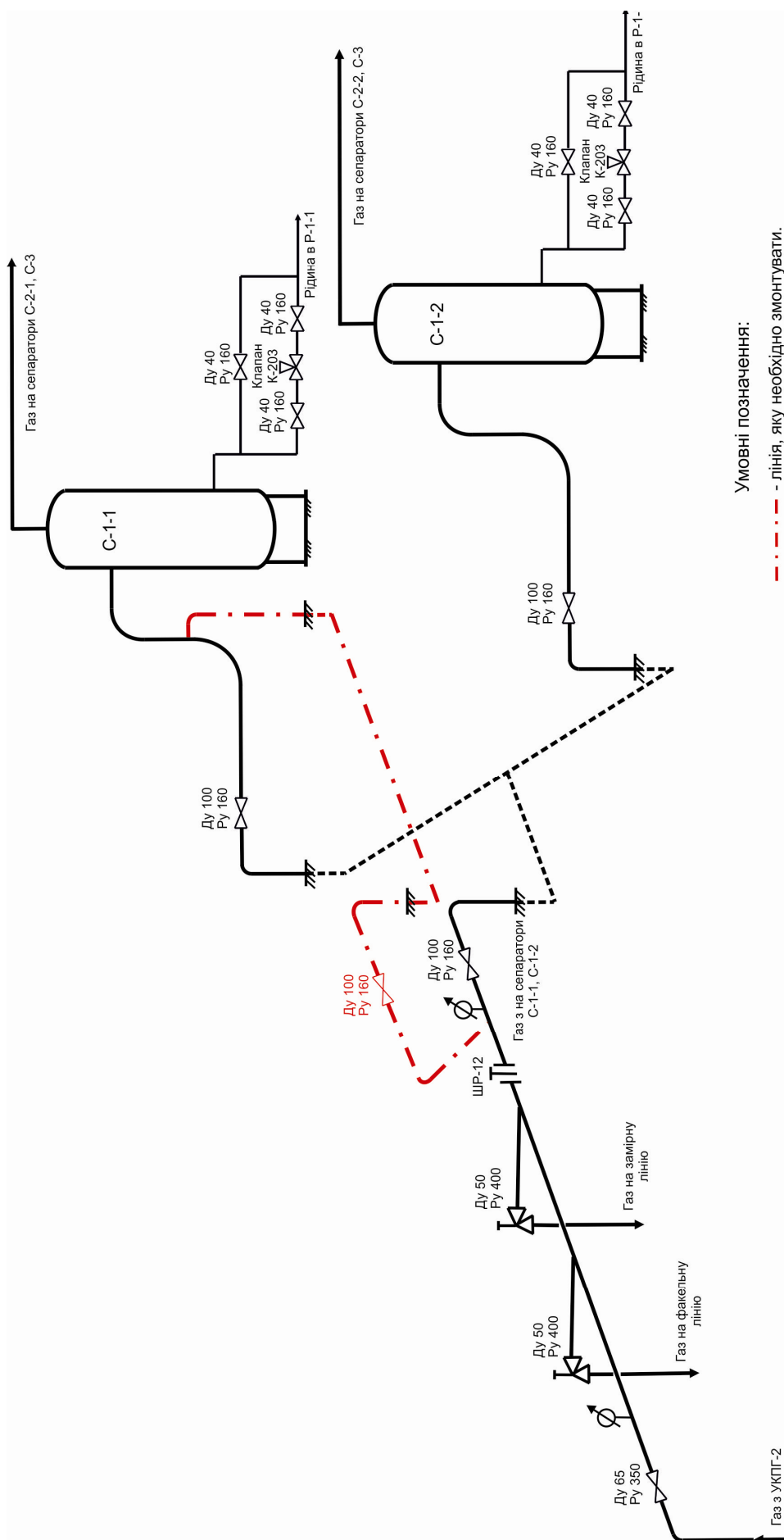


Рисунок 4 – Облаштування лінії для роботи газоконденсатних свердловин з УКПГ-2 на УКПГ-1 через сепаратор С-1-1

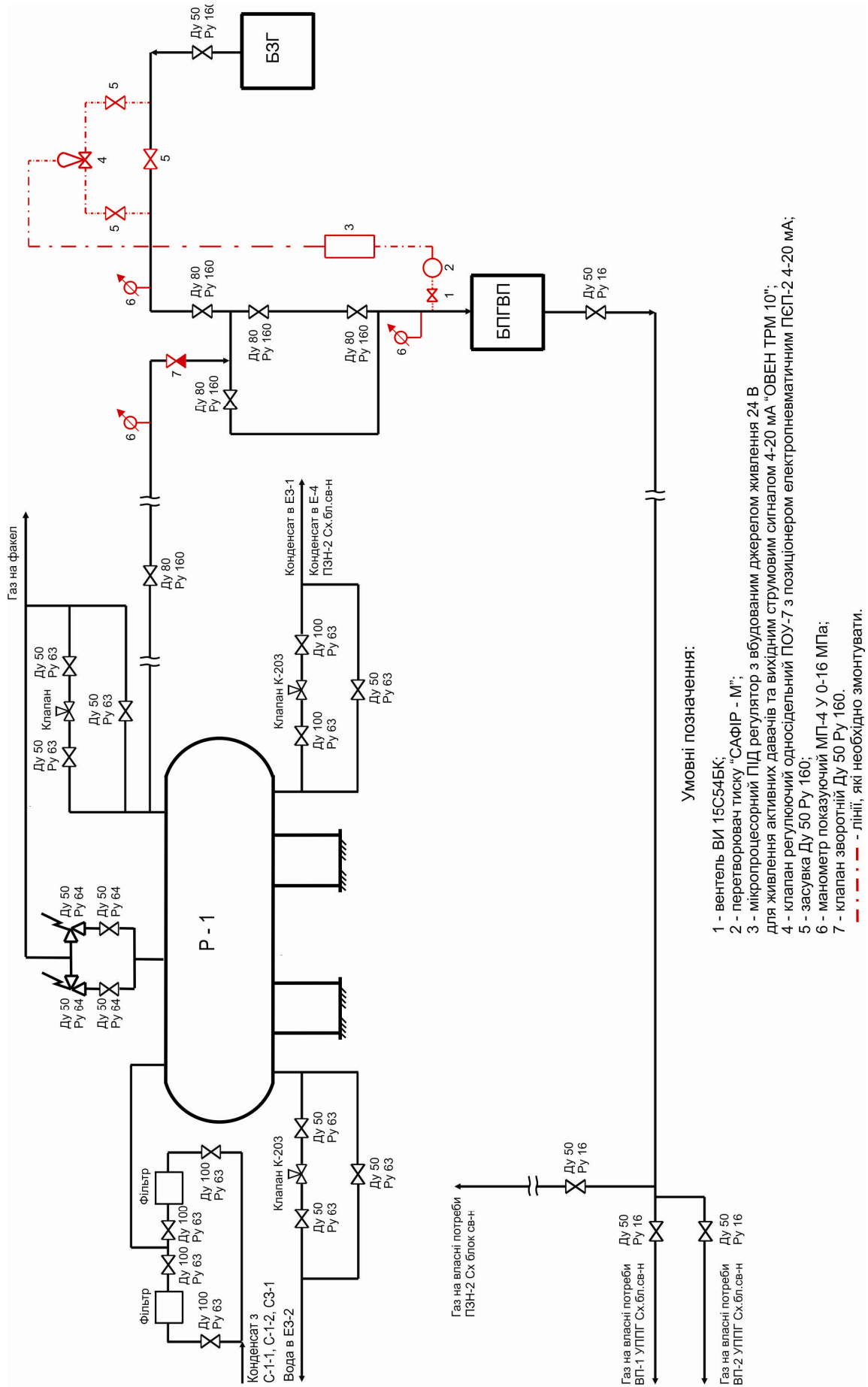


Рисунок 5 – Використання газу вивірювання з розділювача Р-1 для власних потреб УППГ та ПЗН-2 Східного блоку свердловин

Наведений спосіб дасть змогу здійснювати подачу метанолу в місця зосередження значної кількості місцевих опорів по шлейфу та забезпечити надійну експлуатацію газоконденсатних свердловин. Захід варто здійснити передусім на шлейфі високодебітної газоконденсатної свердловини 7 Юліївського НГКР з метою забезпечення планового видобутку вуглеводнів (довжина шлейфу 5313 м).

Слід також зазначити, що видалення рідини (пластової води та газового конденсату) зі свердловин та шлейфу здійснюється здебільшого шляхом продування. При цьому спалюється частина конденсату, який є цінною сировиною. З метою оптимізації втрат вуглеводнів запропоновано схему обв'язки устя свердловини із включенням сепаратора як один із ефективних методів збору рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів під час продування [2].

Також доцільно буде використовувати на УКПГ-2, УКПГ-1 сепаратор для збору рідини на технологічних установках.

У зв'язку зі зниженням робочих тисків частина свердловин, що підключені на УКПГ-2, працюють на УКПГ-1 по двох газопроводах. По одному газопроводу працюють такі свердловини: 67, 107, 69, а по іншому свердловини: 77 (51), 53, 79, 73, 61, 71 через сепаратор ГЗ-1 замірної лінії УКПГ-2. Необхідно відзначити, що шлейфи даних свердловин періодично продувають. Для вловлювання рідини необхідно облаштувати лінію для продування газоконденсатних свердловин, підключених до УКПГ-2 через сепаратор ГО-1-1 на факельну лінію (рис. 2).

Для цього пропонується прокласти газопровід від факельної лінії УКПГ-2 на вхід сепаратора ГО-1-1. Такий захід дасть можливість здійснювати продування газоконденсатних свердловин через сепаратор, при цьому газ буде виходити на факел, а рідина залишатися в сепараторі. Після продування свердловин рідина з сепаратора ГО-1-1 може поступати в розділювач фазний РФ-1 або дренажну ємність.

У теперішній час на УКПГ-1 працюють свердловини з низькими робочими тисками. Зважаючи на викладене вище необхідно також облаштувати лінію для продування газоконденсатних свердловин, підключених до УКПГ-1 через сепаратор С-2-3 на факельну лінію (рис. 3). Для цього необхідно змонтувати газопровід по виходу газу з сепаратора С-2-3 та підключити його у факельну лінію; відповідно газ надходитиме на факел, а рідина залишатиметься в сепараторі. Після продування свердловин рідина з сепаратора С-2-3 може потрапляти в розділювач Р-1-1 або на дегазатор Д-2 в ємність Е-3.

Упровадження цих заходів дозволить продувати свердловини на факельний амбар технологічної установки для винесення рідини зі шлейфа та збирання її в сепараторі, стравлювати тиск з шлейфів при утворенні гідратних пробок, тим що зменшить час простою свердловин. Це буде актуально особливо в осінньо-

зимовий період, коли внаслідок збільшення кількості опадів, зниження температури навколишнього середовища відбувається охолодження шлейфів і газоконденсатні свердловини працюють нестабільно.

Підготовка газу на УКПГ-2 здійснюється методом низькотемпературної сепарації (тобто забезпечується три ступеня сепарації). При цьому для вилучення з газу скраплених вуглеводнів проводиться охолодження товарної продукції свердловин за допомогою турбодетандера, який значно знижує температуру сепарації газу. На окремих газоконденсатних свердловинах, підключених до УКПГ-2, простежується збільшення водного фактора, що негативно впливає на роботу обладнання, зокрема сепараторів, розділювачів та порушує режим роботи технологічної установки з виробництва зріджених газів (ТУВЗГ) для вилучення пропан-бутанової фракції. Тому необхідно облаштувати лінію для роботи газоконденсатних свердловин УКПГ-2 з високим водним фактором на УКПГ-1 через сепаратор С-1-1 (рис. 4).

Для цього від вхідної нитки УКПГ-1, до якої підключено газопровід-перемичку між УКПГ-2 та УКПГ-1, змонтувати газопровід на вхід вертикального сепаратора С-1-1. Таким чином, пустивши по даному газопроводу свердловини з УКПГ-2 на УКПГ-1, газ буде надходити в сепаратори С-1-1, С-2-1, С-3. Свердловини, які підключені до УКПГ-1, працюють через сепаратори С-1-2, С-2-2, С-3, тобто в сепараторі С-3 другого ступеня сепарації змішується газ з двох ліній і далі поступає на теплообмінники та вузол заміру газу. Впровадження запропонованого заходу дозволить пустити свердловини УКПГ-2 з високим водним фактором в роботу на окрему лінію УКПГ-1 для недопущення ускладнень в роботі ТУВЗГ.

Зважаючи на викладене, необхідно протягом усього періоду розробки родовища підвищувати ефективність сепараційного обладнання для оптимальної роботи в умовах зниження пластового тиску, збільшення кількості рідини в продукції газоконденсатних свердловин.

Перспективним шляхом економії газу є раціональне використання газу вивітрювання з розділювача Р-1 УППГ Східного блоку свердловин для власних потреб.

На сьогодні до УППГ Східного блоку свердловин підключено одинадцять газоконденсатних свердловин: 4, 14, 23, 33, 63, 70, 80(32), 81, 83, 84. Газ від свердловин 14, 23, 63, 80 (32), 84 надходить в сепаратор С-1-1, від свердловин 4, 33, 81 - у сепаратор С-1-2. Свердловини 70, 83 працюють на сепаратор СЗ-1. Після сепараторів газ потрапляє на блок заміру газу (БЗГ), а відтак газопроводом на УППГ УКПГ-2. На УППГ Східного блоку свердловин забезпечується одноступенева сепарація газу. Рідина з сепараторів потрапляє у розділювач Р-1, де розділяється на конденсат та воду. З розділювача Р-1 конденсат потрапляє у Е-4 ПЗН-2 Східного блоку свердловин, а при проведенні контрольного заміру дебіту (ЕЗ-1), вода у ЕЗ-2. Газ вивітрювання з розділювача Р-1 надходить у факельну

лінію на амбар. Тиск в розділювачі Р-1 перебуває в межах 2,5 МПа.

Тепер на власні потреби для УППГ та ПЗН-2 Східного блоку свердловин використовується газ, який надходить з (БЗГ). Тобто газ із тиском 6,0 МПа надходить на блок підготовки газу власних потреб (БПГВП) і через блок редукторів понижається до тиску 0,6 МПа.

Зважаючи на вище згадане, пропонується на газопроводі, яким подається газ з БЗГ на БПГВП, змонтувати контур регулювання, що включає вентиль ВИ 15С54БК (поз. 1), перетворювач тиску "САФІР-М" (поз. 2), мікропроцесорний ПД регулятор із вбудованим джерелом живлення 24 В для живлення перетворювача тиску з вихідним струмовим сигналом 4-20 мА "ОВЕН ТРМ 10" (поз. 3), клапан регулюючий односідельний ПОУ-7 з позиціонером електропневматичним ПЕП-2 4-20 мА (поз. 4), засувки Ду 50 Ру 160 (поз. 5), манометр МП-4У 0-16 МПа (поз. 6), клапан зворотній Ду 50 Ру 160 (поз. 7) (рис. 5).

Завдяки цьому газ вивітрювання з розділювача Р-1 з тиском 2,5 МПа буде використовуватись в повному обсязі для власних потреб. За недостатньої кількості газу, зниження тиску нижче 2,0 МПа (який контролюють за допомогою перетворювача тиску "САФІР-М" (поз. 2)), на мікропроцесорний ПД регулятор "ОВЕН ТРМ 10" (поз. 3) подається сигнал. Відтак за сигналом ПД регулюючий клапан односідельний ПОУ-7 з позиціонером електропневматичним ПЕП-2 4-20 мА (поз. 4) привідкривається. У цей момент газ з БЗГ надходить на БПГВП. При зростанні тиску в газопроводі перед БПГВП вище 2,0 МПа клапан регулюючий односідельний ПОУ-7 (поз. 4) закривається. Після цього знову використовується газ з розділювача Р-1 на власні потреби.

Підводячи підсумки, необхідно зауважити, що для зменшення втрат вуглеводнів при експлуатації газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР потрібно здійснити такі альтернативні заходи: попередження гідратуутворення на шлейфу газоконденсатних свердловин (в місцях зосередження значної кількості місцевих опорів, зокрема відводів), збирання рідини під час продування свердловини та шлейфу на технологічних установках УКПГ-2, УКПГ-1, використовуючи сепаратор, переведення свердловин УКПГ-2 з високим водним фактором в роботу на УКПГ-1 через окрему лінію, використання газу вивітрювання для власних потреб на вогневі підігрівачі дасть змогу зменшити кількість продувань шлейфів газоконденсатних свердловин, збирати газовий конденсат на технологічних установках, раціональніше використовувати газ вивітрювання з розділювачів та забезпечувати планові завдання з видобутку вуглеводнів. Упровадження наведених заходів є економічно обґрунтованим, вигідним, дозволить покращити екологічний стан, капіталовкладення будуть незначними, їх окупність складе близько восьми місяців. Викладені пропозиції доцільно буде застосувати і на інших об'єктах нафтогазовидобувних підприємств.

Література

1 Воловецький В. Б. Інтенсифікація видобутку вуглеводнів в умовах зниження пластового тиску в покладах візейських та серпухівських горизонтів Юліївського НГКР [Текст] / В. Б. Воловецький, М. В. Фрайт, О. М. Щирба, О. Ю. Витязь // Науковий вісник держ. міжвід. наук. техн. зб. ІФНТУНГ. – 2010. – № 2 (24). – С. 34–40.

2 Воловецький В. Б. Попередження відкладання гідратів та збирання рідини під час продування свердловини та шлейфу [Текст] / В. Б. Воловецький, О. Ю. Витязь, О. М. Щирба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ : держ. міжвід. наук. техн. зб. ІФНТУНГ. – 2010. – № 1 (34). – С. 160–164.

Стаття надійшла до редакційної колегії
26.04.12

Рекомендована до друку професором
Мельником А.П.

РАБОТОСПОСОБНОСТЬ МНОГОПАРНЫХ ФРИКЦИОННЫХ УЗЛОВ В ЛЕНТОЧНО-КОЛОДОЧНОМ ТОРМОЗЕ БУРОВОЙ ЛЕБЕДКИ

¹Н.А. Вольченко, ²Д.А. Вольченко, ²С.И. Криштопа, ²Д.Ю. Журавлев, ²А.В. Возный

¹ Кубанский государственный технологический университет КубГТУ;
350072, Россия, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Московская, д. 2, тел. (861) 2558401,
e-mail: adm@kgtu.kuban.ru

²ИФНТУНГ, 76019, г. Ивано-Франковск, ул. Карпатская, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nuing.edu.ua

Працездатність комбінованої гальмівної стрічки в стрічково-колодковому гальмі бурової лебідки розглянута з точки зору динаміки взаємодії поверхонь основної і додаткової стрічок. Взаємодія враховує сили контактної тертя та розтягу набігаючих гілок гальмівних стрічок (що не мають збігаючої гілки), які викликають змішане зміщення їх поверхонь, тобто зміщення першого та другого роду. Досягається підвищення ефективності гальма за рахунок цілеспрямованого використання основної і додаткової гальмівної стрічки при розтягуванні, а також використання нових зон взаємодії «внутрішня поверхня додаткової гальмівної стрічки - зовнішня поверхня основної гальмівної стрічки», «внутрішня поверхня основної гальмівної стрічки - неробоча поверхня фрикційних накладок» для отримання багатопарних вузлів тертя в процесі гальмування. При цьому спостерігалось зменшення співвідношення натягів набігаючих гілок комбінованої гальмівної стрічки, що дозволило квазивирівняти питомі навантаження по її довжині.

Ключові слова: стрічково-колодкове гальмо, комбінована гальмівна стрічка, основна і додаткова гальмівна стрічка, пари тертя, зміщення першого та другого роду.

Работоспособность комбинированной тормозной ленты в ленточно-колодочном тормозе буровой лебедки рассмотрена с точки зрения динамики взаимодействия поверхностей основной и дополнительной лент. Взаимодействие учитывает силы контактного трения и натяжение набегающих ветвей тормозных лент (не имеющих сбегающей ветви), которые вызывают смешанное смещение их поверхностей, т.е. смещение первого и второго рода. Достигается повышение эффективности тормоза за счет целенаправленного использования основной и дополнительной тормозной ленты при растяжении, а также использование новых зон взаимодействия «внутренняя поверхность дополнительной тормозной ленты – наружная поверхность основной тормозной ленты», «внутренняя поверхность основной тормозной ленты – нерабочая поверхность фрикционных накладок» для получения многопарных узлов трения в процессе торможения. При этом наблюдается уменьшение соотношения натяжений набегающих ветвей комбинированной тормозной ленты, что позволило квазивыровнять удельные нагрузки по ее длине.

Ключевые слова: ленточно-колодочный тормоз, комбинированная тормозная лента, основная и дополнительная тормозная лента, пары трения, смещение первого и второго рода.

The efficiency of combined brake bands in band-block brake of a draw-work in terms of the dynamics of the interaction surfaces of main and additional tapes is considered. Interaction takes into account the forces of contact friction and tension incoming branches of brake tapes (without running branches), causing mixed displacement of surfaces, that is the displacement of the first and second kind. The brake efficiency is achieved by to the purposeful using of main and additional brake tapes in tension, and also the use of new areas of interaction «internal surface of additional brake tape - external surface of main brake tape», «internal surface of main brake tape - non-working surface of friction shoes» for the receiving of multipair knots of friction in the process of braking. While there is the decreased correlation of tensions of incoming branches of combined brake band, which allowed to the quasialignment of specific load on its length.

Keywords: band-block brake, combined brake band, main and additional tapes, friction pairs, the displacement of the first and second kind.

Введение. Ленточно-колодочный тормоз, применяемый в подъемно-транспортных машинах, а именно в буровых лебедках, является сложной динамической системой. Объясняется это тем, что соотношение натяжений набегающей ветви к сбегающей ветви тормозной ленты составляет не менее 4,0 [1]. Такое большое различие приводит к действию на пары трения переменных сил трения, нормальных сил, динамических коэффициентов трения и удельных нагрузок и, как следствие, ведет к неравномерному износу рабочих поверхностей фрикционных накладок по периметру тормозной ленты

[2, 3]. Выравнивание удельных нагрузок в парах трения ленточно-колодочного тормоза достигается как статическим, так и динамическим методами [3]. Но путь применения комбинированной тормозной ленты в тормозе, позволяющей образовывать многопарные узлы трения к настоящему времени неизвестен.

Состояние проблемы. Применение комбинированной тормозной ленты в серийном ленточно-колодочном тормозе должно дать ответы на следующие вопросы:

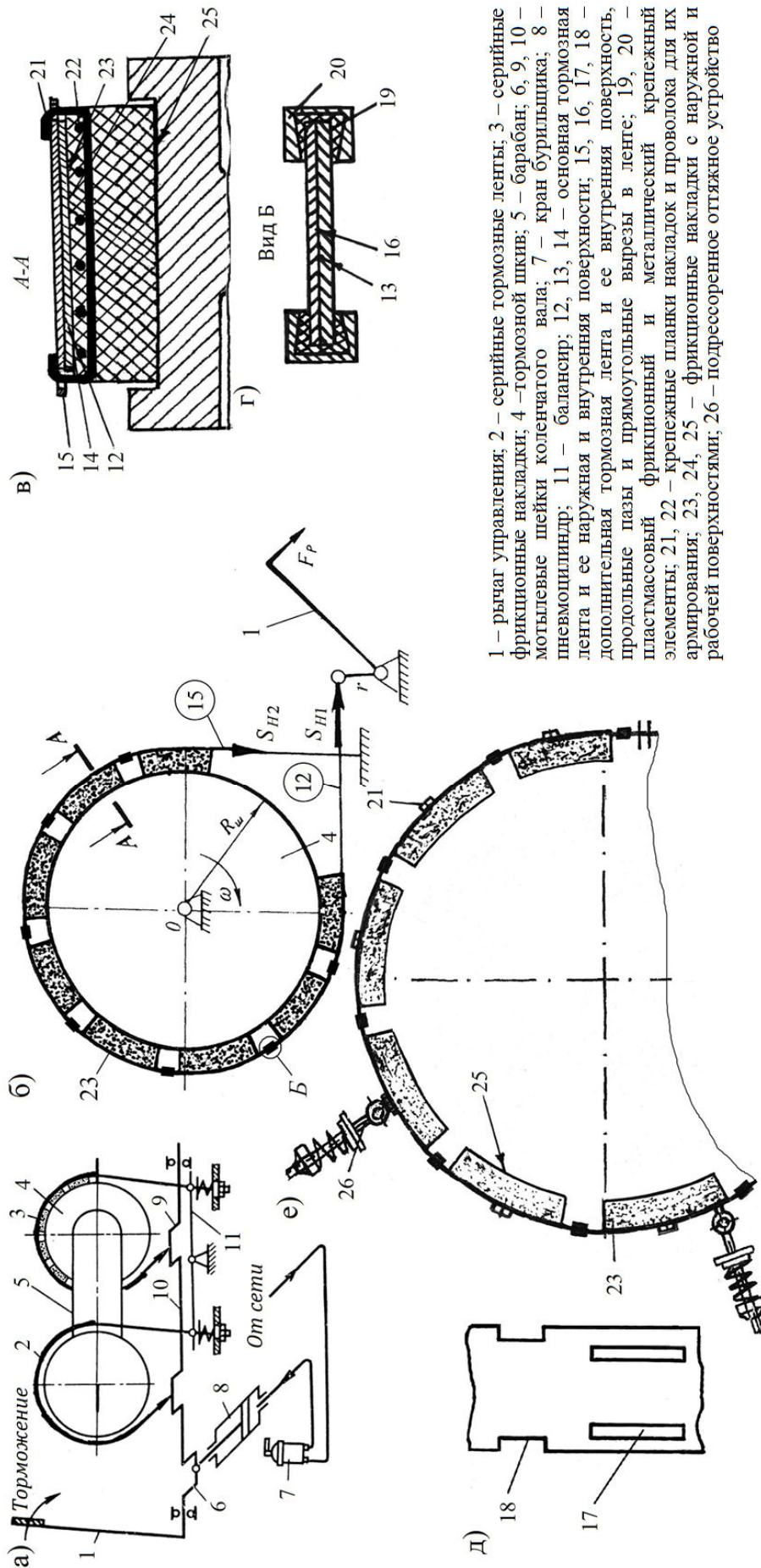


Рисунок 1 – Ленточно-колодочный тормоз буровой лебедки с многоарными узлами трения

– возможно ли использование комбинированной тормозной ленты, состоящей из основной и дополнительной ленты, имеющих две набегающих ветви без сбегающей ветви;

– как повлияет контактное трение на соотношение S_{H1}/S_{H2} и их разность (S_{H1} , S_{H2} – натяжение набегающих ветвей основной и дополнительной тормозной ленты) при динамическом взаимодействии поверхностей лент;

– как должны быть взаимно расположены ленты, их толщина;

– к какой из тормозных лент должны крепиться серийные фрикционные накладки;

– как повлияет многопарность узлов трения на выравнивание удельных нагрузок по периметру комбинированной тормозной ленты.

Цель работы – повышение эффективности тормоза за счет целенаправленного использования основной и дополнительной тормозной ленты при растяжении при наличии в каждой из них только по одной набегающей ветви, а также использование дополнительных зон взаимодействия для получения многопарных узлов трения при торможении.

Особенности конструкции и работа ленточно-колодочного тормоза с комбинированной тормозной лентой в составе буровой лебедки. Фрикционная накладка с участком тормозной ленты над ней при взаимодействии с ее рабочей поверхностью беговой дорожки шкива является отдельным тормозным устройством. Исходя из этого, рассмотрим ленточно-колодочный тормоз как сложную динамическую систему.

На рис. 1а показана кинематическая схема буровой лебедки с ленточно-колодочным тормозом; на рис. 1б – кинематическая схема ленточно-колодочного тормоза с комбинированной тормозной лентой; на рис. 1в показан поперечный разрез по А-А многопарного фрикционного узла; на рис. 1г – крепление основной и дополнительной тормозных лент с помощью крепежных фрикционных элементов; на рис. 1д – участок дополнительной тормозной ленты; на рис. 1е показана комбинированная тормозная лента с подрессоренными оттяжными устройствами с серийными фрикционными накладками.

На рис. 1 а, б, в, г, д, е приняты следующие условные обозначения:

R_u , D_u – радиус и диаметр рабочей поверхности тормозного шкива;

r – радиус кривошипа коленчатого вала;

ω – угловая скорость вращения шкива;

φ , α – углы обхвата одной и всеми накладками рабочей поверхности тормозного шкива;

S_{H1} , S_{H2} – натяжение набегающих ветвей основной и дополнительной тормозных лент;

F_p – усилие, прикладываемое бурильщиком к рычагу управления тормозом.

Согласно кинематической схеме (рис. 1а) фрикционные накладки 3 установлены на тормозных лентах 2, которые одним концом (со стороны сбегающей ветви ленты) прикреплены к балансиру 11, а другим (со стороны набегаю-

щей ее ветви) – к мотылевым шейкам 6 и 9 коленчатого вала 10.

Серийные ленточно-колодочные тормоза буровой лебедки работают следующим образом. Перемещением рукоятки 1 осуществляется поворот коленчатого вала 10, в результате чего бурильщик затягивает тормозные ленты 2 с фрикционными накладками 3, и они садятся на тормозные шкивы 4. Процесс торможения ленточно-колодочным тормозом (см. рис. 1а) характеризуется следующими стадиями: начальной (первой), промежуточной (второй) и заключительной (третьей). Остановимся на каждой из стадий по отдельности.

На начальной стадии торможения фрикционные накладки 3, размещенные в средней части тормозной ленты 2, взаимодействуют с рабочей поверхностью тормозного шкива 4. Фронт взаимодействия расширяется в сторону фрикционных накладок 3 набегающей ветви тормозной ленты 2.

Промежуточная стадия торможения характеризуется дальнейшим распространением фронта взаимодействия в сторону фрикционных накладок 3 сбегающей ветви тормозной ленты 2.

Конечная стадия торможения характеризуется тем, что почти все неподвижные накладки 3 тормозной ленты 2 взаимодействуют с рабочей поверхностью вращающегося шкива 4. Во время притормаживаний последовательность вхождения поверхностей трения в контакт повторяется. Полный цикл торможения завершается остановкой тормозных шкивов 4 с барабаном 5. Управление тормозом буровой лебедки осуществляют также подачей сжатого воздуха через кран 7 бурильщика в пневматический цилиндр 8, шток которого соединен с одной из мотылевых шеек 6 коленчатого вала 10 тормоза. Величину давления сжатого воздуха в пневмоцилиндре 8 регулируют поворотом крана 7 бурильщика.

При неравномерном изнашивании фрикционных накладок 3, установленных на лентах 2, балансиры 11 в момент торможения несколько отклоняются от горизонтального положения и выравнивают нагрузки на сбегающей ветви тормозных лент 2, обеспечивая при этом равномерный и одновременный обхват ими тормозных шкивов 4. Благодаря шаровым шарнирам реализация нагрузок от тормозных лент 2 к балансиру 11 при этом не изменяется.

Наиболее слабым звеном в тормозном узле являются фрикционные накладки. Они изготавливаются в виде отдельных деталей, которые могут крепиться различными способами (например, с помощью пластин) относительно гибкой стальной ленте. При установке на ленте накладок с постоянным шагом их количество всегда четное (12; 16; 18; 20; 22; 26).

Ленточно-колодочный тормоз буровой лебедки с многопарными узлами трения содержит комбинированную тормозную ленту, которая состоит из основной 12 и дополнительной 15 тормозных лент. Основные тормозные ленты 12 своими набегающими концами крепятся к мо-

тылевым шейкам 6 и 9 коленчатого вала 10, а набегающие концы дополнительных лент 15 прикреплены к балансиру 11. Основная тормозная лента 12 имеет наружную 13 и внутреннюю 14 поверхности. Дополнительная тормозная лента 15 со своей внутренней поверхностью 16 имеет по бокам продольные пазы 17 одинакового поперечного сечения и длины. Кроме того, по бокам дополнительной тормозной ленты 15 имеются прямоугольные вырезы 18, в которые устанавливается пластмассовый 19 и металлический 20 крепежные элементы. Последние соединяют основную 12 и дополнительную 15 тормозные ленты между собой. Возможны и более прогрессивные способы крепления между собой тормозных лент 12 и 15.

По середине каждого из пазов 17 дополнительной ленты 15 заведены выступы крепежных пластин 21, которые армируются проволокой 22 в теле серийных фрикционных накладок 23, имеющих наружную 24 и рабочую 25 поверхности. Крепежные элементы 19 и 20 являются ограничителями при перемещении серийных фрикционных накладок 23 относительно поверхностей комбинированной тормозной ленты.

Для размыкания комбинированной тормозной ленты после завершения торможения используются подрессоренные оттяжные устройства 25, которые прикреплены к дополнительной тормозной ленте 15.

Монтаж комбинированной тормозной ленты производится следующим образом. Со стороны набегающего конца основной тормозной ленты 12 отсоединяется крепежное ушко (на рис. 1е не показано), которое к ней прикреплено с помощью болтового соединения. После этого с помощью запрессовки фрикционных крепежных элементов 19 и 20 соединяют ленты 12 и 15. Потом к дополнительной тормозной ленте 15 при помощи пластин 21 крепятся серийные фрикционные накладки 23. Торцы дополнительной тормозной ленты 15 упирается о торцы крепежного ушка основной тормозной ленты 12, а торцы основной тормозной ленты 12 упирается о торцы крепежного ушка дополнительной тормозной ленты 15.

Таким образом, в комбинированной тормозной ленте реализован принцип разгрузки основной тормозной ленты 12 за счет устранения с ее тела концентраторов напряжений (отверстий: под заклепки для крепления распорных планок для накладок; для крепления колец подрессоренных оттяжных устройств; продольных пазов под крепежные планки накладок). При этом увеличивается общая деформация набегающих ветвей основной 12 и дополнительной 15 тормозных лент, и, как следствие, будет $S_{H1} - S_{H2}$ больше, т.е. сила трения на взаимодействующих поверхностях и создаваемый тормозной момент. При этом обеспечивается хорошая податливость основной тормозной ленты 12 при регламентируемом коэффициенте запаса ее прочности.

Дополнительная тормозная лента 15 обеспечивает крепление серийных фрикционных накладок 23, а также зазор между парами трения «накладка - шкив» за счет крепления к ней подрессоренного оттяжного устройства 26.

Комбинированная тормозная лента несет только весовую нагрузку от серийных фрикционных накладок 23. При этом необходимо учитывать тот факт, что толщина комбинированной тормозной ленты почти не превышает толщины серийной тормозной ленты.

При работе ленточно-колодочного тормоза буровой лебедки с многопарными узлами трения имеем следующие зоны взаимодействия: «наружная поверхность дополнительной тормозной ленты 15 – поверхность фрикционных крепежных элементов 19»; «внутренняя поверхность 16 дополнительной тормозной ленты 15 – наружная поверхность 13 основной тормозной ленты 12»; «внутренняя поверхность 14 основной тормозной ленты 12 – поверхности фрикционных крепежных элементов 19»; «внутренняя поверхность 14 основной тормозной ленты 12 – наружная поверхность 24 фрикционной накладки 23»; «рабочие поверхности 25 фрикционных накладок 23 – рабочая поверхность тормозного шкива 4».

Условием работоспособности в образующихся парах трения благодаря почти неподвижности серийных фрикционных накладок 23 является следующее. Динамические коэффициенты трения скольжения во фрикционных узлах: «рабочая поверхность тормозного шкива 4 - рабочие поверхности 25 накладок 23»; «внутренняя поверхность 14 основной тормозной ленты 12 - наружные поверхности 24 накладок 23» должны быть одинаковыми. Для этого чистота наружной 13 и внутренней 14 поверхностей основной тормозной ленты 12 должна быть такой же, как и чистота рабочей поверхности тормозного шкива 4. Кроме того, наружные поверхности 24 накладок 23 должны быть механически обработаны так, чтобы их микрогеометрия не отличалась от микрогеометрии рабочих поверхностей 25.

Ленточно-колодочный тормоз буровой лебедки с многопарными узлами трения работает следующим образом. Перемещением рукоятки 1 осуществляется поворот коленчатого вала 10, в результате чего бурильщик затягивает основные 12 и дополнительные 15 тормозные ленты, и происходит замыкание тормоза. При этом растяжение (S_{H1} и S_{H2}) набегающих ветвей основной 12 и дополнительной 15 тормозных лент преодолевают сопротивление взаимодействия поверхностей фрикционных крепежных элементов 19 с боковыми наружными поверхностями дополнительной тормозной ленты 15 и боковыми внутренними поверхностями 14 основной тормозной ленты 12. После чего происходит контактное трение между внутренней поверхностью 16 дополнительной тормозной ленты 15 и наружной поверхностью 13 основной тормозной ленты 12, направленное на уменьшение разности сил натяжений участков лент 12 и 15, и, как, следствие, уменьшение

скачков удельных нагрузок в парах трения «рабочие поверхности 25 фрикционных накладок 23 – рабочая поверхность тормозного шкива 4», что в конечном итоге ведет к их квазивыравниванию по длине комбинированной тормозной ленты.

При этом за счет податливости основной тормозной ленты 12 происходит взаимодействие ее внутренней поверхности 14 с наружными поверхностями 24 фрикционных накладок 23, что приводит к возникновению силы трения покоя F_n . Наибольшей эффективностью обладают пары трения «рабочие поверхности 25 фрикционных накладок 23 – рабочая поверхность тормозного шкива 4» способствующие возникновению силы трения F_T , основным слагаемым которой является динамический коэффициент трения скольжения (f_c).

В какой-то момент суммарные силы торможения F_T и F_n по мере увеличения прикладываемого усилия к рычагу управления 1 приведут к остановке тормозного барабана 5 буровой лебедки. В дальнейшем стадии торможения ленточно-колодочным тормозом буровой лебедки с многопарными узлами трения повторяются.

Оценка работоспособности комбинированной тормозной ленты ленточно-колодочного тормоза. Рассмотрим контактное трение между наружной поверхностью 13 основной тормозной ленты 12 и внутренней поверхностью 16 дополнительной тормозной ленты 15. Здесь следует отметить следующее. На рис. 2а, на котором проиллюстрирована схема предварительного смещения второго рода основной тормозной ленты относительно дополнительной тормозной ленты, использованы следующие условные обозначения:

q – силы сжатия основной и дополнительной тормозных лент на угле обхвата длиной l ;
 $l = l_{ck1} + l_n + l_{ck2}$; l_{ck1} , l_{ck2} – длина участков лент на углах их скольжения α_{ck1} и α_{ck2} ;

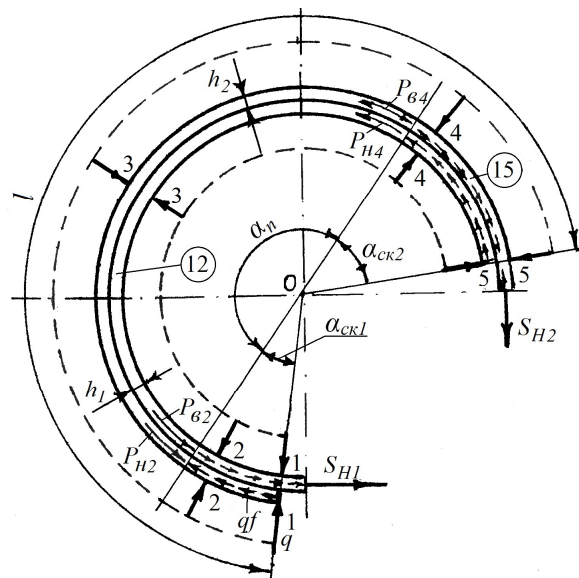
l_n – длина участков лент на угле покоя α_n ;

qf – сила контактного трения между взаимодействующими поверхностями основной и дополнительной тормозных лент;

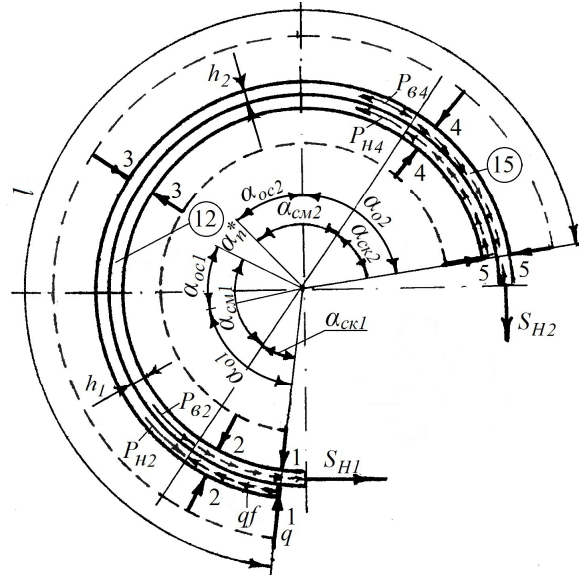
h_1 , h_2 – толщина основной и дополнительной тормозных лент;

P_{ni} , P_{ei} – силы взаимодействия, возникающие между основной и дополнительной тормозными лентами в i -ых их сечениях 1-1, 2-2, и т.д.

При замыкании тормоза в пределах зон скольжения возникает смещение тормозных лент, (основной 12 относительно дополнительной 15), так как $S_{H1}/S_{H2} > 1,0$ соизмеримо с деформациями растяжения тормозных лент. Условно назовем его предварительным смещением второго рода. Между зонами скольжения l_{ck} расположена зона полного покоя l_n , в пределах которой основная 12 и дополнительная 15 ленты одинаково растянуты и совершенно не смещаются, что справедливо при $h_1 > h_2$. При предварительном смещении второго рода длина зон упругого смещения l_{ck1} и l_{ck2} зависит от силы



а)



б)

Рисунок 2 – Расчетная схема предварительного смещения второго (а) и смешанного (б) рода основной относительно дополнительной тормозной ленты

натяжения S_{H1} , сил контактного трения между наружной поверхностью 13 основной тормозной ленты 12 и внутренней поверхностью 16 дополнительной тормозной лентой 15, а также от соотношения жесткости основной и дополнительных тормозных лент, имеющих определенную упругость. Обозначим жесткость основной тормозной ленты 12 через c_n , а дополнительной 15 – c_e .

Из условия равновесия лент шириной b в пределах нижней зоны скольжения l_{ck1} следует

$$\left. \begin{aligned} P_{n2} &= S_{H1} - qf l_{ck1} b \\ P_{e2} &= qf l_{ck1} b \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

Из системы уравнений (1) получаем

$$\frac{P_{H2}}{P_{\delta 2}} = \frac{S_{H1} - qfl_{ck1}b}{qfl_{ck1}b}. \quad (2)$$

Перемещение лент и их удлинение u в сечении 2-2 будут одинаковыми, так как это сечение расположено в начале зоны покоя l_n . Тогда

$$P_{H2} = c_n u; \quad P_{\delta 2} = c_\delta u. \quad (3)$$

Из уравнений (3) следует

$$\frac{P_{H2}}{P_{\delta 2}} = \frac{c_n}{c_\delta}. \quad (4)$$

Из соотношений (2) и (4) запишем

$$\frac{c_n}{c_\delta} = \frac{S_{H1} - qfl_{ck1}b}{qfl_{ck1}b}, \quad (5)$$

и после преобразований получаем

$$l_{ck1} = \frac{S_{H1}}{qfb(1 + c_n/c_\delta)}. \quad (6)$$

Длина верхней зоны скольжения по аналогии с (6) составит

$$l_{ck2} = \frac{S_{H1}/n}{qfb(1 + c_\delta/c_n)}, \quad (7)$$

где n – число указывающие на то во сколько раз S_{H1} больше за S_{H2} . Для ленточно-колодочных тормозов буровых лебедок $n=4-5$ [1].

Из (6) и (7) имеем

$$qfb(l_{ck1} + l_{ck2}) = \frac{S_{H1}}{1 + c_n/c_\delta} + \frac{S_{H1}/n}{1 + c_\delta/c_n}. \quad (8)$$

При любых значениях c_n и c_δ из уравнения (8) получаем

$$S_{H1} = qfb(l_{ck1} + l_{ck2}). \quad (9)$$

По зависимости (9) видно, что в рассматриваемой физической модели сила натяжения S_{H1} набегающей ветви основной тормозной ленты 12 целиком реализуется в пределах зон упругого скольжения. Зависимости (8) и (9) также указывают на то, что чем больше сила натяжения S_{H1} , тем больше будут зоны скольжения l_{ck1} и l_{ck2} , и чем больше силы контактного трения qfb , тем меньше l_{ck1} и l_{ck2} . Чем больше жесткость (c_n) основной тормозной ленты 12 по сравнению с жесткостью (c_δ) дополнительной тормозной ленты 15, тем меньше зона l_{ck1} и больше зона l_{ck2} , и наоборот, при малой жесткости основной ленты 12 по сравнению с дополнительной лентой 15 зона l_{ck1} больше зоны l_{ck2} , но всегда сохраняется зависимость (9). Например, при $c_n/c_\delta=0,5$ из зависимости (8) получаем

$$qfb(l_{ck1} + l_{ck2}) = \frac{S_{H1}}{1+0,5} + \frac{S_{H1}}{4(1+2)} = 0,75S_{H1}. \quad (10)$$

Следовательно, в пределах зоны покоя l_n обе ленты передают усилия натяжения S_{H1} и S_{H2} , отвечающие их жесткостям, не смещаясь. В верхней зоне скольжения l_{ck2} под влиянием силы натяжения (S_{H2}) дополнительной ленты 15 происходит ее растяжение, а основная лента 12 ослабевает за счет сил контактного трения. При равенстве жесткостей основной 12 и дополнительной 15 лент $c_n=c_\delta$ из зависимостей (6) и (7) следует, что $l_{ck1} = l_{ck2}$, что для лент толщиной

(1,0-2,0) мм подтверждается экспериментально. Если увеличить силу натяжения набегающей ветви (S_{H1}) основной тормозной ленты 12 до $qfb l$, упругое проскальзывание в зонах l_{ck1} и l_{ck2} плавно перейдет в общее жесткое скольжение по всей длине b , и поэтому при предварительном смещении второго рода статический коэффициент трения покоя практически равен динамическому коэффициенту трения скольжения $f_n=f_\delta$. Это объясняется тем, что в момент плавного перехода поверхностей основной тормозной ленты 12 к жесткому скольжению почти отсутствует запас силы контактного трения.

Отсюда очевидно, что причиной возникновения предварительного смещения второго рода являются деформации растяжения в основной 12 и дополнительной 15 упругих тормозных лентах, связанных контактным трением, что является его первой отличительной чертой; второй отличительной чертой является то, что предварительное смещение происходит при подвижном контакте трения, сопровождаясь упругими смещениями, которые соответствуют деформациям растяжения материалов лент 12 и 15 и, в-третьих, переход к жесткому скольжению происходит плавно и не сопровождается заметным изменением величины динамического коэффициента трения.

Предварительное смещение первого и второго рода по отдельности почти не встречаются, так в объемных элементах (основная и дополнительная тормозные ленты), передающих натяжение их набегающих ветвей за счет контактных сил трения между взаимодействующими поверхностями и растяжения их тел, одновременно возникает и деформации депланационного сдвига. В практике имеют место смешанные случаи предварительных смещений. Обратимся опять к физической модели комбинированной тормозной ленты (рис. 2б). Здесь использованы следующие обозначения: α_{cm1} и α_{cm2} – предварительного смещения основной и дополнительной (α_{cm2}) тормозной ленты; α_n – полного покоя; основной рабочей зоны основной (α_{oc1}) и дополнительной (α_{oc2}) тормозных лент.

Приложим к концу набегающей ветви основной тормозной ленты растягивающее усилие S_{H1} , не превышающее полную силу трения покоя при контактом взаимодействии двух лент, а конец набегающей ветви дополнительной тормозной ленты прикрепим к балансиру (см. рис. 1а). В момент приложения растягивающего усилия S_{H1} наблюдается смещение второго рода по концам контакта трения, представленное зонами упругого скольжения l_{ck1} и l_{ck2} , в пределах которых происходит постепенное накопление моментного депланационного сдвига. Далее, к центру контакта трения распространяются зоны l_{cm1} и l_{cm2} с предварительным смещением первого рода, в конце которых деформации депланационного сдвига в основной и дополнительной упругих тормозных лентах постепенно затухают, и в центре контакта трения образуется зона полного покоя l_n^* , в пределах которой отсутствует деформации, а,

следовательно, и передача растягивающей силы на контакте трения взаимодействующих поверхностей тормозных лент. Зоны скольжения l_{ck1} и l_{ck2} можно определить по формулам аналогичным (6) и (7), но с учетом того, что часть усилия натяжения S_{H1} набегающей ветви основной тормозной ленты передается на контакт за счет зон l_{cm1} и l_{cm2} :

$$l_{ck1} = \frac{\kappa S_{H1}}{qfb(1 + c_n^*/c_\theta^*)}; \quad (11)$$

$$l_{ck2} = \frac{\kappa S_{H1} / n}{qfb(1 + c_n^*/c_\theta^*)}, \quad (12)$$

здесь c_n^* , c_θ^* - обобщенные жесткости основной и дополнительной тормозных лент, учитывающие на контакте трения, возникающее под воздействием деформаций растяжения и депланационного сдвига; $\kappa < 1$ - коэффициент, учитывающий, какая часть усилия натяжения S_{H1} передается в зоне скольжения. Величина κ зависит, как это будет показано ниже, от толщины лент h_1 и h_2 . Чем больше h_1 и h_2 , тем меньше κ , а следовательно, l_{ck1} и l_{ck2} .

Согласно зависимостей (11) и (12) получаем

$$0,75\kappa S_{H1} = qfb(l_{ck1} + l_{ck2}). \quad (13)$$

Следовательно, при смешанных случаях предварительного смещения, которые встречаются при эксплуатации комбинированных тормозных лент, передающих усилия их натяжения и деформации моментного депланационного сдвига. При этом в пределах контактного трения между поверхностями взаимодействия основной и дополнительной тормозных лент наряду с зонами упругого скольжения, где возникает предварительное смещение, всегда появляется зона относительного покоя с очень малым предварительным смещением первого рода, и поэтому комбинированная тормозная лента работает с малым предварительным смещением первого рода.

Анализ уравнений (11) и (12) показал, что длина зон скольжения зависит от соотношения жесткостей упругих тормозных лент и их толщины. Если жесткость основной тормозной ленты большая, жесткость дополнительной тормозной ленты мала: ($c_n > c_\theta$), то длина нижней зоны l_{ck2} будет небольшой. Постепенно накапливающиеся сдвиговые депланации поперечных сечений в упругих тормозных лентах распространяется в зону относительного покоя l_n^* и в ее пределах достигают максимальной величины (см. рис. 2б). Накопление сдвиговых депланационных деформаций зависит от величины эксцентриситета приложения растягивающего усилия S_{H1} и от геометрических параметров поперечного сечения основной тормозной ленты. Зону, в пределах которой депланационные касательные напряжения в упругих тормозных лентах растут и где передается основная сила натяжения S_{H1} , условно назовем основной рабочей зоной l_{o1} , а зону, где передается относительно небольшая часть силы натяжения S_{H1} вследствие убывающих деформаций

депланационного сдвига, - остаточной зоной l_{oc2} (см. рис. 2б). Если жесткость основной тормозной ленты велика по сравнению с жесткостью дополнительной тормозной ленты, то основная рабочая зона l_{o1} будет почти равна зоне скольжения l_{ck1} , а остаточная зона l_{oc1} распространится еще на зону относительного покоя l_n^* .

Следовательно, существующие представления о том, что скольжение прекращается там, где касательные напряжения (τ) между взаимодействующими поверхностями тормозных лент, передающих растягивающую силу трением, превышают удельные силы трения $\tau > qf$, является ошибочным, так как сдвигающая сила, действующая между поверхностями тормозных лент, уравнивается всей суммой сил трения, накопившихся по длине упругого скольжения. В этом случае, когда зоны упругого скольжения распространяются на всю площадь контакта трения; происходит его срыв и начинается общее жесткое скольжение.

Практическая ценность результатов разработки. Предложенные разработки имеют следующие отличительные признаки по сравнению с серийными фрикционными узлами ленточно-колодочного тормоза буровой лебедки:

- основная тормозная лента имеет большую податливость за счет уменьшения ее толщины и отсутствия в ее теле концентраторов напряжений;
- использование поверхностей основной и дополнительной тормозных лент, наружных поверхностей фрикционных накладок, а также внутренних поверхностей фрикционных крепежных элементов тормозных лент в качестве дополнительных зон контактного трения;
- использование контактного трения между основной и дополнительной тормозными лентами для уменьшения разности сил натяжений их участков, и, как следствие, устранения неравномерности распределения удельных нагрузок по ширине фрикционных накладок;
- отсутствие сбегающей ветви на тормозной ленте, но зато наличие на комбинированной тормозной ленте двух набегающих ветвей, существенно уменьшит их соотношение по растягивающим усилиям, т.е. S_{H1}/S_{H2} (где S_{H1} , S_{H2} - натяжение набегающих ветвей основной и дополнительной тормозных лент).

По методике, приведенной в работе [4], произведен расчет толщины основной (h_1) и дополнительной (h_2) тормозных лент в зависимости от материалов, из которых они изготовлены, σ_p^{adm} , b_1 и b_2 , а также при различных коэффициентах запасов прочности. Рациональные толщины основной и дополнительной тормозных лент представлены, соответственно, в табл. 1 и 2. Представленные данные при выборе толщин основной и дополнительной тормозных лент позволяют варьировать как различными материалами и их σ_p^{adm} , так и шириной лент и их натяжениями S_{H1} и S_{H2} , а также коэффициентами запаса прочности лент.

Таблица 1 – Рациональные толщины основной тормозной ленты в зависимости от ее материалов

Материал	σ_p^{adm} , МПа	b_1 , м	S_{H1} , кН	$K_{з1}$	$\geq h_1$, мм	$K_{з2}$	$\geq h_1$, мм	$K_{з3}$	$\geq h_1$, мм
Ст.3	420,0	0,18	40,0	1,5	0,79	3,0	1,59	4,5	2,38
Ст.4	460,0				0,72		1,45		2,17
Ст.5	540,0				0,62		1,23		1,85
Ст.6	610,0				0,55		1,09		1,64
Ст.3	420,0		100,0		1,98		3,97		5,95
Ст.4	460,0				1,81		3,62		5,43
Ст.5	540,0				1,54		3,09		4,63
Ст.6	610,0				1,37		2,73		4,10
Ст.3	420,0		160,0		3,17		6,35		9,52
Ст.4	460,0				2,90		5,80		8,70
Ст.5	540,0				2,47		4,94		7,41
Ст.6	610,0				2,19		4,37		6,56

Таблица 2 – Рациональные толщины дополнительной тормозной ленты в зависимости от ее материалов

Материал	σ_p^{adm} , МПа	b_2 , м	S_{H2} , кН	$K_{з1}$	$\geq h_2$, мм	$K_{з2}$	$\geq h_2$, мм	$K_{з3}$	$\geq h_2$, мм
Ст.3	420,0	0,22	40,0	1,5	0,65	3,0	1,30	4,5	1,95
Ст.4	460,0				0,59		1,19		1,78
Ст.5	540,0				0,51		1,01		1,52
Ст.6	610,0				0,45		0,89		1,34
Ст.3	420,0		100,0		1,62		3,25		4,87
Ст.4	460,0				1,48		2,96		4,45
Ст.5	540,0				1,26		2,53		3,79
Ст.6	610,0				1,12		2,24		3,35
Ст.3	420,0		160,0		2,60		5,19		7,79
Ст.4	460,0				2,37		4,74		7,11
Ст.5	540,0				2,02		4,04		6,06
Ст.6	610,0				1,79		3,58		5,37

Условные обозначения:

σ_p^{adm} – допустимое нормальное напряжение на растяжение;

b_1, b_2 – ширина основной и дополнительной тормозной ленты;

$K_{з1}, K_{з2}, K_{з3}$ – коэффициенты запаса прочности для тормозных лент

Практический пример. Составим комбинированную тормозную ленту из основной и дополнительной тормозных лент для буровой лебедки У2-5-5 при условии что применяемая в ленточно-колодочном тормозе серийная лента имеет толщину $h=6,0$ мм, а натяжение ее набегавшей ветви равно 40,0; 100,0; и 160,0 кН. При этом должны выдерживаться условия, что $h_1 > h_2$, а $b_2 = b_1 + 40,0$ мм. Последняя величина в дополнительной ленте является одинаковой шириной по ее краям для выполнения продольных пазов для крепления фрикционных накладок.

Расчет. При толщине $h_1=4,63$ мм и коэффициенте $K_{з}=4,5$ основная тормозная лента изготовлена из Ст.5 с $\sigma_p^{adm}=540,0$ МПа при $b_1=0,18$ м и $S_{H1}=100,0$ кН. При этом дополнительная тормозная лента имела $h_2=1,52$ мм,

$b_2=0,22$ м и $S_{H2}=40,0$ кН. Остальные параметры дополнительной тормозной ленты такие же как и для основной тормозной ленты. Таким образом, суммарная толщина комбинированной тормозной ленты равна $h_1+h_2=4,63+1,52=6,15$ мм, что составит отклонение всего 0,15 мм от толщины серийной тормозной ленты.

Вывод. Таким образом, за счет использования комбинированной тормозной ленты, состоящей из основной и дополнительной в ленточно-колодочном тормозе буровой лебедки, реализован принцип двух набегавших ветвей основной и дополнительной тормозных лент, а также дополнительных пар трения между поверхностями крепежных фрикционных элементов и лент; поверхностями лент; внутренней поверхностью основной ленты и нерабочими поверхностями фрикционных накладок, что

существенно снижает неравномерность распределения удельных нагрузок в парах трения «накладка – шкив» и повышает эффективность фрикционных узлов тормоза за счет пар трения «внутренняя поверхность основной ленты – нерабочая поверхность фрикционных накладок».

Литература

- 1 Джанахмедов А.Х Трибологические проблемы в нефтегазовом оборудовании / А.Х. Джанахмедов. – Баку: Элм, 1998. – 216 с.
- 2 Александров М.П. Грузоподъемные машины / М.П. Александров. – М.: Высшая школа, 2000. – 550 с.
- 3 Ленточно-колодочные тормозные устройства / А.А. Петрик, Н.А. Вольченко, Д.А. Вольченко и др. – Краснодар: из-во Кубанск. государств. технолог. ун-та. – Том 1. – 2009. – 276 с.
- 4 Тимошенко С.П. Механика материалов / С.П. Тимошенко, ДЖ.Гере. – М.: Мир, 1976. – 669 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
02.02.12
Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.*

ПЕРСПЕКТИВИ ГАЗОГІДРАТНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ НА РИНКУ МОРСЬКИХ ПЕРЕВЕЗЕНЬ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

¹Я.Б. Тарко, ²Л.О. Педченко, ²М.М. Педченко

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: jart_b@ukr.net

²Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка;
36011, м. Полтава, пр. Першотравневий, 24; тел. (05322) 2-98-75;
e-mail: pedchenko@mail.ru

Рівень споживання природного газу постійно зростає. При цьому традиційні технології його транспортування часто виявляються неефективними. Це стосується проблеми розширення джерел постачання природного газу. Крім того, існуючі технології не сприяють розробці невеликих родовищ. На даний час природний газ морем транспортується у зрідженому вигляді за LNG технологією. Існує також ряд альтернативних технологій. Серед них на увагу заслуговують технології CNG – стиснений газ і NGH – газ у газогідратній формі. Подається порівняльний аналіз LNG-, CNG- і NGH-технологій морського транспортування природного газу. Також обґрунтовано перспективи впровадження технології транспортування газу в газогідратній формі. Показані переваги NGH-технології та виділено невирішені проблеми. Проаналізовано фактори, що впливають на рівень капітальних витрат даних технологій. Згідно з відомою на сьогодні NGH-технологією передбачено з утвореної газогідратної маси формувати гранули. Однак, під час зберігання і транспортування гранули неодмінно будуть змерзатися, що значно ускладнить їх розвантаження. Крім того, через нещільну укладку гранульований газогідрат є менш стабільним. Запропоновано формувати газогідрат у вигляді монолітних блоків, покритих льодяною кіркою. Вибір форми блоків і послідовність їх виготовлення спрямовані на оптимізацію процесів NGH-технології. Запропоновано блоки виготовляти у формі шестикутних призм, що забезпечить максимально щільну укладку вантажу. Така технологія дозволяє з мінімальними енерговитратами отримати блоки значних розмірів. Транспортування газогідрату у формі монолітних блоків дозволить значно знизити вартість спеціалізованих танкерів. Крім того, можливе переобладнання існуючих транспортних засобів.

Ключові слова: природний газ, газові гідрати, зріджений газ, стиснений газ, газогідратні блоки, капітальні витрати.

Уровень потребления природного газа постоянно растет. При этом традиционные технологии его транспортировки часто оказываются неэффективными. Это касается проблемы расширения источников снабжения природного газа. Кроме того, существующие технологии не способствуют разработке небольших месторождений. На данное время природный газ морем транспортируется в сжиженном состоянии по технологии LNG. Существует также ряд альтернативных технологий. Заслуживают внимания технологии «CNG – сжатый газ» и «NGH – газ в газогидратной форме». В работе дан сравнительный анализ LNG-, CNG- и NGH-технологий морской транспортировки природного газа. Также обоснованы перспективы внедрения технологии транспортировки газа в газогидратной форме. Показаны преимущества NGH-технологии и выделены нерешенные проблемы. Проанализированы факторы, влияющие на уровень капитальных затрат данных технологий. Согласно известной на сегодня NGH-технологии предусмотрено формирование гранул из образованной газогидратной. Однако при хранении и транспортировке гранулы непременно будут смерзаться, что значительно осложнит их разгрузку. Кроме того, из-за неплотности укладки гранулированный газогидрат будет менее стабильным. Предлагается формировать газогидрат в виде монолитных блоков, покрытых ледяной коркой. Выбор формы блоков и последовательность их изготовления направлены на оптимизацию процессов NGH-технологии. Блоки в форме шестигульных призм позволят сделать укладку груза максимально плотной. Представленная технология их изготовления позволяет с минимальными энергозатратами получить блоки значительных размеров. Транспортировка газогидрата в форме монолитных блоков позволит значительно снизить стоимость специализированных танкеров. Кроме того, возможно переоборудование существующих транспортных кораблей.

Ключевые слова: природный газ, газовые гидраты, сжиженный газ, сжатый газ, газогидратные блоки, капитальные затраты.

The level of natural gas consumption grows constantly. Thus traditional technologies of its transporting are often ineffective. It relates the problem of natural gas supply sources expansion. In addition existent technologies do not provide the small deposits development. Currently natural gas is transported by sea as condensate gas according to the technology of LNG. Alternative technologies also exists. Among them the technologies of CNG – compressed gas and of NGH – gas hydrate. The comparative analysis is given for LNG-, CNG- and NGH-technologies of the marine transporting of natural gas. The prospects of innovation of gas transporting technology in gas hydration form are substantiated. The authors show advantages of NGH technologies and indicate unsolved problems. The factors which affect the level of technologies capital costs are analyzed. The famous NGH-technologies is provided to use gas hydration mass for granules forming. However many granules will be frozen together at storage and transporting. It will complicate their unloading considerably. In addition granular gas

hydrate is less stable through a not dense structure. The authors suggest to form a gas hydrate as monolithic blocks, covered by icy crust. The choice of blocks form sequence of their making is directed on NGH-technology processes optimization. Hexagonal prisms-spaher blocks allow to do the maximal density of load. Their production technique allows to get the blocks of large size with minimum energy consumption. Transporting gas hydration in form of monolithic blocks will allow considerably to reduce the cost of the special tankers. In addition re-equipment of existent transport ships is possible.

Key words: natural gas, gas hydrates, condensate gas, compressed gas, gas hydrate blocks, capital costs

Питання диверсифікації джерел постачання енергоносіїв, у тому числі і природного газу, є актуальним для багатьох країн світу. Залежність економіки України від імпорту природного газу становить близько 70%, причому весь він надходить із Росії. Україна володіє потужною газотранспортною системою. Однак через низку обставин вона не може повною мірою диверсифікувати поставки газу. Альтернативою може стати транспортування газу морем танкерами-газовозами. Основна частина видобутого у світі газу (близько 70%) транспортується трубопроводами. Однак на морські перевезення зрідженого природного газу (ЗПГ або LNG) вже припадає близько 30% від загального обсягу світової торгівлі і його частка постійно зростає [1]. Україною прийнято стратегічне рішення про створення інфраструктури для здійснення таких поставок.

Метою роботи є аналіз існуючих та альтернативних технологій морського транспортування природного газу та обґрунтування перспектив впровадження технології транспортування газу в газогідратній формі.

Питання транспортування газу нерозривно пов'язане із проблемами його видобування. Останніми роками спостерігається закономірна тенденція до віддалення споживачів газу від місць його видобутку на фоні ускладнення умов розробки родовищ та транспортування отриманої продукції. Як наслідок, підвищується собівартість продукції. Крім того, значна частина родовищ газу знаходиться на шельфах морів (до того ж як у вигляді традиційних покладів, так і у газогідратній формі). На даний час транспортування природного газу здійснюється трубопроводами або LNG-танкерами. Проте ефективними дані технології транспортування, виходячи зі значних капіталовкладень, будуть за наявності значних підтверджених запасів газу на даному родовищі [2]. Ураховуючи специфіку та різноманітність географічних, економічних, політичних та інших умов, традиційні технології трубопровідного транспорту газу і LNG не можуть повною мірою задовольнити вимоги проекту. Так, наприклад, значна частина відносно малих, необлаштованих та віддалених від транспортної інфраструктури родовищ не розробляється, в тому числі й у зв'язку із проблемою їх транспортування. У той же час близько 80% родовищ газу, що відкриваються останнім часом, відносяться до цієї категорії.

У зв'язку з цим у світі постійно ведеться робота з удосконалення технологій видобування, транспортування і зберігання природного газу. Наприклад, нині на різних стадіях втілення існує кілька альтернативних технологій

транспортування газу: CNG – газ у стисненому вигляді; NGH – газ у газогідратній формі; GTL – газ у рідкій формі; GTW – газ в електроенергію [2]. Серед альтернативних технологій, які можуть зайняти свою нішу на ринку послуг із транспортування природного газу морем, на нашу думку, заслуговують на увагу технологія транспортування стисненого природного газу (СПГ або CNG) і технологія транспортування гідрату природного газу (ПГГ або NGH).

Перша з них давно відома, технічно нескладна і має мінімальні вимоги до інфраструктури, але широкого впровадження досі не набула, на нашу думку, перш за все через складність вирішення проблеми достатнього рівня безпеки такого вантажу (значний обсягу газу під високим тиском). Друга, як показали і наші експерименти, порівняно із CNG- і LNG-технологіями є найбільш безпечною та має ряд переваг, але поки не набула широкого впровадження, оскільки знаходиться на стадії розробки і відпрацювання елементів технологічного ланцюга.

Будівництво й обслуговування трубопроводу є досить дорогим, проте, з точки зору початкових інвестицій, це найбільш дешевий спосіб транспортування газу на невеликі і середні відстані, тому на суходолі за незначних відстаней є зручним і економічно доцільним. Із збільшенням відстані та за необхідності транспортування природного газу морем, особливо якщо воно має значну глибину, економічна доцільність використання трубопроводів стає сумнівною. За таких умов альтернативою на сьогодні є LNG-технологія транспортування природного газу.

LNG-технологія передбачає перевезення зрідженого природного газу на спеціальних судах в ізотермічних ємностях при температурі мінус 162°C. Газ при цьому зменшується в об'ємі в 600 раз. Процес зрідження потребує витрати до 25% енергії, що міститься у зріджуваному газі, крім того для повторної газифікації необхідно ще 5–6% енергії. Місткість сучасних танкерів становить від 150 до 250 тис. м³. Однак LNG проекти мають певні межі економічної доцільності, оскільки потребують значних початкових капіталовкладень в інфраструктуру та наявності потужного і стабільного джерела газу. Загальні інвестиції у LNG-проекти залежно від ринкового попиту і кількості суден можуть складати 1,5–2,5 млрд. \$ [1]. Крім того, LNG-проекти є економічно доцільними при здійсненні перевезень на відстань не меншу за 5,5 тис. км [3].

Зараз також активно розробляється технологія морського транспортування стисненого газу. Як свідчать розрахунки, вона буде еконо-

мічно доцільною при здійсненні перевезень на близькі і середні відстані. При порівнянні CNG- і LNG-проектів, бачимо, що до відстані 4,6 тис. км економічно доцільним є транспорт стиснутого природного газу. Крім того, перспективним є застосування даної технології при розробці шельфових родовищ, за відсутності чи недоцільності будівництва трубопроводів, та значній вартості LNG-проектів [3].

Хоча в світі відсутній досвід перевезення великих об'ємів стисненого газу на значні відстані, CNG-технологія має ряд переваг. Витрати на підготовку газу перед стисненням значно нижчі, берегові приймальні термінали набагато простіші і дешевші. Капітальні витрати на транспортний ланцюг CNG-технології залежно від об'єму газу, відстані транспортування і рівня екологічних вимог становлять 0,5–1,5 млрд \$, із яких близько 90% складають інвестиції у кораблі-газовози [2]. Такий розподіл інвестицій на відміну від LNG-технології, в якій до 60% капіталовкладень припадає на берегову інфраструктуру, знижує рівень ризиків даного проекту. Операції завантаження і розвантаження у порівнянні з LNG-технологією практично не мають негативного впливу на навколишнє середовище. Енерговитрати на компримування до необхідного тиску складають близько 0,58 кВт·год/кг газу, а на зрідження – 1,37 кВт·год/кг, або в 2,4 раза вищі [4]. Вартість обладнання компримування і заправки складає 30–60 млн \$, системи розвантаження 16–20 млн \$, CNG-танкерів, залежно від конструкції, – від 110 до 250 млн \$ [1].

Суттєвими серед недоліків CNG-технології є значна маса (до 50 тис. тонн) і вартість системи зберігання газу на суднах. Крім того, аналогічний за розмірами LNG-танкер здатен перевезти за рейс у 7–10 разів більше газу за CNG-танкер [4].

Технологія транспортування природного газу в газогідратній формі, маючи ряд суттєвих переваг та невіршених проблем, поки що знаходиться на стадії лабораторного і частково напівпромислового відпрацювання. На сьогодні розглядається кілька концепцій морського транспортування природного газу в газогідратній формі. Однак найбільш привабливим є транспортування газогідрату у нерівноважних умовах (при незначній мінусовій температурі і атмосферному тиску).

Газові гідрати володіють властивістю за відносно незначних тисків концентрувати значні об'єми газу (до 160 об'ємів газу на один об'єм гідрату). Проте цей показник майже в чотири рази менший порівняно зі зрідженим природним газом, але, враховуючи щільність гідрату, питомий уміст газу та досить м'які термобаричні умови їх зберігання, танкери-гідратовози можна будувати як мінімум удвічі більші за LNG-аналоги і транспортувати 250 тис. м³ вантажу [6].

Дослідження свідчать, що газові гідрати у відповідних умовах достатньо тривалий час залишаються у стабільному стані і можуть використовуватись для транспортування газу на

значні відстані [5]. У роботі [6] проаналізовано капітальні витрати на виробництво газогідрату для транспортування природного газу за NGH-технологією в кількості 4 млрд м³ природного газу на відстань 5,5 тис. км і порівняно їх витрати за аналогічних умов для варіанту транспортування газу за LNG-технологією (табл. 1). Показано, що капітальні витрати на технологічний ланцюг NGH-технології на 26% нижчі.

LNG-танкери розраховані на 125 тис. м³ зрідженого газу і коштують 250 млн \$. Вартість типового корабля-гідратовоза складе не більше 80 млн \$. Хоча для транспортування 4 млрд м³ газу на 5,5 тис. км за LNG-технологією необхідно 3 судна, а гідратовозів при цьому знадобиться сім, усе ж загальні витрати на їх придбання будуть нижчими на 190 млн \$ [6]. Крім того, як транспортний засіб можна використати стандартні термоізовані кораблі і баржі. Отже, транспортна складова технологічного ланцюга NGH-технології, на нашу думку, має суттєві переваги порівняно з LNG- і CNG-технологіями.

Крім того, потужність ліній із виробництва газогідрату може бути в 4 рази меншою порівняно з лінією виробництва LNG, без підвищення його собівартості, а це дає можливість плавно регулювати виробництво при зміні попиту на природний газ [5].

При розрахунку економіки процесу виробництва газогідрату слід брати до уваги також різну початкову температуру природного газу і води для виробництва газогідрату та води і повітря як основних чинників вартості системи тепловідведення. Їх температура звичайно залежить від кліматичних умов місця розташування виробничих потужностей.

У роботі [7] подається порівняння капітальних витрат, необхідних для здійснення LNG- і NGH-проектів у двох варіантах, які відрізняються за кліматичними умовами (табл. 2 і 3). Як видно з таблиць 2 і 3, капітальні витрати LNG-технології в 2002 році знизилась на 12% порівняно з 1995 роком. Автори дослідження пояснюють це удосконаленням технології. У той же час у 2002 році помічено зростання вартості NGH-ланцюга на 1%. Це свідчить про те, що температура морської води має більш істотний вплив на NGH-технологію порівняно з LNG.

Слід зауважити, що в таблицях 1–3 враховано зниження витрат на здійснення LNG-проектів, пов'язаних із удосконаленням даної технології за період між дослідженнями, тоді як прогрес NGH-технології практично відсутній. Незважаючи на це, капітальні витрати на втілення газогідратної технології, навіть в умовах жаркого клімату, виявилися на 12% нижчими порівняно з технологією LNG.

Розробкою NGH-технології активно займається компанія Mitsui Engineering & Shipbuilding Co., Ltd. (MES). Згідно з нею газогідрати формуються у гранули та транспортуються судном. В роботі [8] показано, що устаткування заводів для утворення газогідратів не потребує особливо унікального обладнання на відміну

Таблиця 1 – Порівняння капітальних витрат ланцюгів LNG- і NGH-технологій транспортування 4 млрд. м³ природного газу на відстань 5500 км

Складові технології	LNG- технологія, млн \$, (%)	NGH- технологія, млн \$, (%)	Різниця, млн \$, (%)
Виробництво	1489, (56 %)	955, (48 %)	534, (36 %)
Перевезення	750, (28 %)	560, (28 %)	190, (25 %)
Регазифікація	438, (16 %)	478, (24 %)	- 40, (- 9 %)
Загальна вартість	2677, (100 %)	1995, (100 %)	684, (26 %)

Таблиця 2 – Порівняння капітальних витрат ланцюгів LNG- і NGH-технологій транспортування 4,1 млрд. м³ природного газу на відстань 6475 км для кліматичних умов півночі Норвегії (температура морської води 5°C) у цінах і за рівнем технологій 1995 року

Складові технології	LNG- технологія, млн \$, (%)	NGH- технологія, млн \$, (%)	Різниця, млн \$, (%)
Виробництво	1220, (51 %)	792, (44 %)	428, (35 %)
Перевезення	750, (32 %)	704, (39 %)	46, (6 %)
Регазифікація	400, (17 %)	317, (17 %)	83, (21 %)
Загальна вартість	2370, (100 %)	1813, (100 %)	557, (24 %)

Таблиця 3 – Порівняння капітальних витрат ланцюгів LNG- і NGH-технологій транспортування 4,1 млрд. м³ природного газу на відстань 6000 км для кліматичних умов Південно-Східної Азії (температура морської води 35°C) у цінах і за рівнем технологій 2002 року

Складові технології	LNG- технологія, млн \$, (%)	NGH- технологія, млн \$, (%)	Різниця, млн \$, (%)
Виробництво	1144, (55 %)	992, (54 %)	152, (13 %)
Перевезення	660, (32 %)	628, (34 %)	32, (5 %)
Регазифікація	285, (13 %)	218, (12 %)	67, (24 %)
Загальна вартість	2089, (100 %)	1838, (100 %)	251, (12 %)

від заводів зрідження природного газу, що значно здешевлює NGH-технологію. Оскільки газогідрат природного газу в своєму складі містить не лише газ, а й воду, то саме це робить технологію NGH найбільш безпечною. Крім того, термобаричні умови процесів утворення, зберігання і плавлення газогідрату є досить м'якими, наприклад, у порівнянні з тиском компримування (25 МПа) в CNG-технології або з температурою мінус 162°C у LNG-технології. При порівнянні LNG- і NGH-технологій остання виявилася на 23–27% ефективнішою.

Отже, застосування NGH-технології порівняно як з традиційним трубопровідним транспортом, так і транспортом LNG, буде економічно вигідним, починаючи з відстані 1000 км (рис. 1) [7].

Однією із важливих складових NGH-технології є формування утвореного газогідрату у відповідні структури, які б максимально задовольняли вимогам транспортування і/чи довгострокового зберігання. Японські дослідники експериментальним шляхом установили, що оптимальний розмір гранул сферичної форми – від 0,2 до 2,0 см. Такі розміри забезпечують

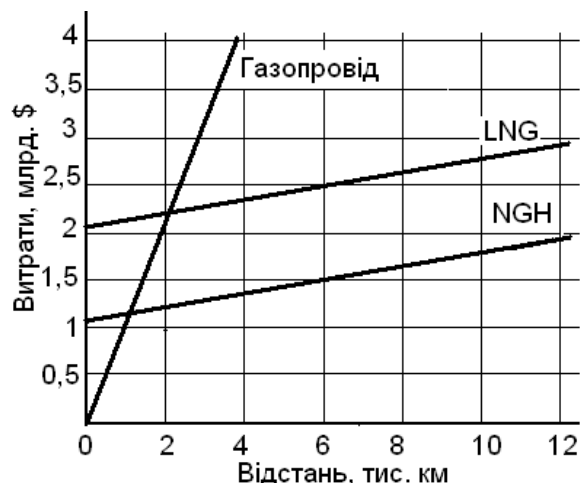


Рисунок 1 – Приблизні капітальні затрати при транспортуванні природного газу із використанням різних технологій на відстані до 12000 км [7]

найбільш щільну укладку гранул одного розміру [9]. При цьому заповнення об'єму трюмів судна складає 78% [8]. Крім того, наявність си-

стеми щілин у масі гранульованого газогідрату знижує термобаричний поріг їх стабільності.

Сухий гранульований газогідрат на даний момент розглядається як основна форма його транспортування. Однак до моменту розгрузки, за наявності навіть незначної кількості льоду, гранульований газогідрат неодмінно змерзнеться. Це, у свою чергу, спричинить необхідність його розпушування у трюмі корабля. У результаті такої механічної дії відбудеться часткова дисоціація гідратної маси з виділенням газу [10].

З метою ефективного заповнення об'єму гідратосховищ запропоновано виробляти блоки у формі кубів. Вигідним варіантом вважається монолітний блок великих розмірів [9]. Цей підхід, ми вважаємо, необхідно використати і при транспортуванні газогідрату. Але технології промислового виробництва таких газогідратних блоків до цього часу не розроблено.

На основі проведених теоретичних і експериментальних досліджень ми пропонуємо транспортування природного газу (вуглеводневих газів) здійснювати у вигляді газогідрату, сформованого у газогідратні блоки (ГБ) у вигляді шестикутних призм великих розмірів. Дана форма має переваги як куба (максимальне заповнення об'єму), так і циліндра (менша ймовірність відколювання кутів і ребер). Для підвищення стабільності вироблені блоки пропонується консервувати льодяною кіркою, утворюючи льодогазогідратні блоки (ЛГБ).

Для розробки ресурсозберігаючої технології виготовлення ЛГБ нами проведено ряд експериментів по їх формуванню з попередньо підготовленої гідратної маси та одночасним зниженням пористості. При цьому методикою досліджень передбачалося, що у випадку руйнування ЛГБ рівень пористості газогідрату повинен гарантувати прояв ефекту самоконсервації (рис. 2).

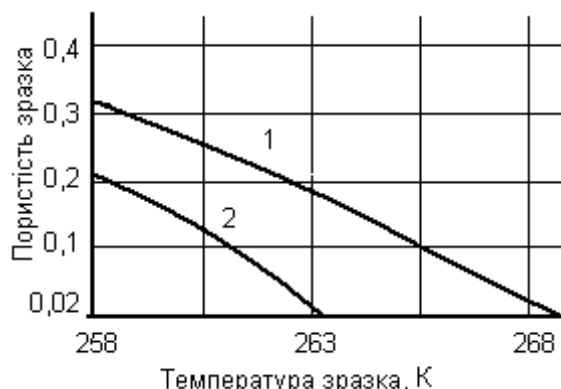


Рисунок 2 – Графіки залежності температури газогідрату від пористості для прояву ефекту самоконсервації при атмосферному тиску: температурі повітря 273 К (крива 1) та 278 К (крива 2)

Утворенню льодяної кірки відповідають області під кривими. Отже, із графіків, зображених на рисунку 2, випливає, що після формування газогідратного блоку пористість газогідрату між щільними гранулами не повинна пе-

ревищувати 0,21, при цьому його середня пористість буде 0,11.

Розроблена нами технологія виробництва ЛГБ передбачає їх формування із суміші подрібненого та гранульованого (діаметром 20 мм та нульової пористості) газогідрату у відповідній пропорції, спресовування до середньої пористості 0,058 та консервацію льодяною кіркою [11]. Схема способу виробництва гідрату природного газу з метою його транспортування і зберігання у вигляді ЛГБ зображена на рис. 3.

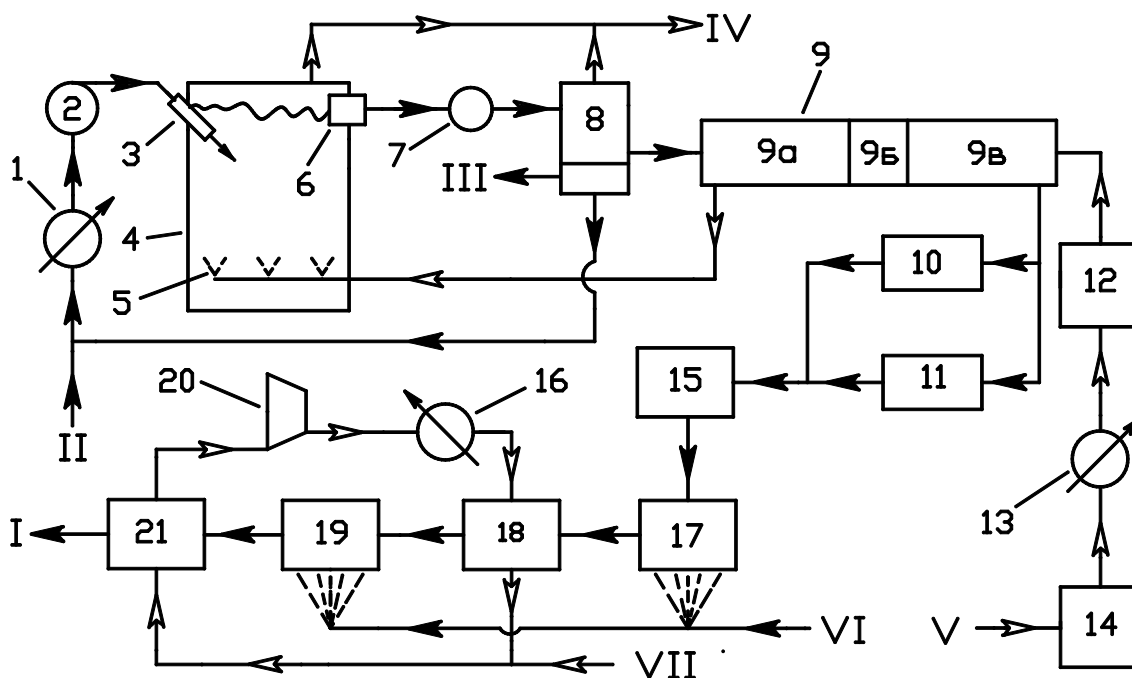
Особливістю запропонованої установки (рис. 3) є те, що відведення тепла гідратоутворення, осьове перемішування вмісту реактора гідравлічною мішалкою 3, вилучення з реактора гідратної маси через пасивний вивідний пристрій 6, її подача в сепаратор 8, підживлення реактора водою поєднано в один ланцюг прокачування матеріального потоку. Крім того, сировинний газ (потік V) надходить спочатку в блок осушки гідратної маси 9. При цьому гідратні частинки покриваються шаром більш стабільного гідрату за рахунок переважаючого входження в його склад *i*-бутану, пропану, етану. Одночасно відбувається поступове збагачення газу метаном. Тепловідведення при цьому здійснюється через стінки пристрою та газом осушки.

Параметри процесу осушки підтримуються таким чином, щоб до моменту зниження температури гідратної маси нижче ніж 0°C вся вода перейшла в гідрат. Тиск у пристрої гідратоутворення, який являє собою реактор барботажного типу, підтримуються з урахуванням зміни складу газу в процесі осушки. Застосування гідравлічної мішалки дає можливість зменшити об'єм реактора, збільшити час контактування газу з водою та за рахунок відцентрової сили спрямувати гідратну масу, що сплила на поверхню, у пасивний вивідний пристрій 6.

Для запобігання закупорюванню лінії виведення швидкість гідратоутворення регулюється таким чином, щоб вона містила не більше ніж 30% газогідрату. Для зменшення потужності і підвищення ефективності робочий орган вібраційного пристрою руйнування гідратної кірки навколо бульбашок і крапель 7 ми пропонуємо розмістити на лінії виводу суміші з реактора.

Отже, після відбору з реактора водогазогідратна суміш піддається вібраційній обробці, сепарації, примусовій консервації і заморожуванню та надходить на агломерацію. Метою операцій із формування гідратних структур є максимальне зниження пористості для підвищення питомого вмісту гідрату і механічної міцності, запобігання їх неоднорідності по об'єму структури, зниження енерговитрат та тривалості виробничого циклу.

Для вирішення проблем змерзання ЛГБ у трюмах суден, а також спрощення їх розвантаження слід передбачити, наприклад, їх пакування поліетиленовою плівкою та впаювання в тіло блока при його формуванні анкерів з гнучкою петлею. Вироблені за даною технологією льодогазогідратні блоки придатні для три-



1, 13, 16 – холодильник; 2 – насос; 3 – гідравлічна мішалка; 4 – реактор; 5 – барботажний пристрій; 6 – пасивний вивідний пристрій; 7 – вібратор; 8 – сепаратор; 9 – пристрій для осушування, примусової консервації і заморожування гідратної маси; 10 – пристрій для подрібнення гідратної маси; 11 – пристрій для гранулювання гідрату; 12, 14 – сепаратор; 15 – пристрій для змішування і формування льодогазогідратних блоків; 17, 19 – камери для подачі води на поверхню газогідратних блоків; 18, 21 – холодильні камери; 20 – вентилятор;
потоки: I – льодогазогідратні блоки з установки; II, VI – вода; III – фракція C_{5+} ;
IV – бутанова фракція; V – сировинний газ; VII – азот або повітря

Рисунок 3 – Схема установки для виробництва гідрату природного газу з метою його транспортування і зберігання

валого (не менше 40 діб) транспортування і зберігання за атмосферного тиску і незначної від'ємної температури (до 268 К). Крім того, охолоджені в процесі виробництва до 253 – 258 К і щільно укладені ЛГБ, за рахунок запасу холоду, наявності незначної теплоізоляції транспортного засобу та прояву ефекту самоконсервації, до моменту споживання не потребують додаткового охолодження, а, отже, і холодильного обладнання на транспортному засобі. Це дозволить суттєво покращити економічні показники NGH-технології. При цьому здешевлюється переобладнання транспортних засобів (вантажних суден, автомобілів, залізничних вагонів) для транспортування газогідрату. Крім того, перспективним буде контейнерне транспортування монолітного газогідрату морем із подовженням маршруту авто- і/чи залізничним транспортом.

Економічні показники NGH-технології можна значно покращити за рахунок оптимального використання властивостей газогідрату (ефекту самоконсервації, примусової консервації, стабільності при незначній мінусовій температурі й атмосферному тиску та ін.). При цьому, на нашу думку, буде доцільно знизити витрати на найбільш енергоємні операції NGH-технології, якими є охолодження і нагрів матеріальних потоків під час утворення і плавлення

газогідрату за рахунок використання альтернативних джерел енергії.

Отже, технологія морського транспортування природного газу в газогідратній формі має ряд суттєвих переваг над LNG- і CNG-технологіями. Однак LNG-технологія має відпрацьовану на світовому ринку технологію. NGH-технологія максимально підходить для вирішення проблеми диверсифікації поставок природного газу в Україну та при розробці морських родовищ газу і нафти. Крім того, транспортування природного і попутного газу у газогідратній формі є особливо перспективним при розробці відносно малих і віддалених від інфраструктури родовищ, де недоцільно будувати трубопровід чи інфраструктуру LNG-технології.

Література

1 Matteo Marongiu-Porcu The Economics of Compressed Natural Gas Sea Transport / Matteo Marongiu-Porcu, Xiuli Wang, Michael J. Economides // Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 28–30 October, 2008.

2. Seungyong Chang Comparing Exploitation and Transportation Technologies for Monetisation of Offshore Stranded Gas [Електронний ресурс] /

Seungyong Chang // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition: Indonesia, Jakarta, 2001, 17-19 April. – Режим доступу: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroreview?view?id=00068680>.

3 Economides M.J. Compressed Natural Gas (CNG): An Alternative to Liquefied Natural Gas (LNG) [Електронний ресурс] / M.J.Economides, Kai Sun, Subero G.U. // Journal SPE Production & Operations, Vol.21(2), 2006, pp. 318-324. – Режим доступу до журн.: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroreview?id=SPE-92047-PA>.

4 Пронин Е.Н. Морская транспортировка компримированного газа [Електронний ресурс] / Е.Н. Пронин, С.Е. Поденок // Информационный бюллетень. – 2004. – № 1 (15). – Режим доступу до журн.: http://www.ngvrus.ru/st15_4.shtml.

Pronin Ye.N. Sea transportation of compressed gas [Electronic a resource] / Ye.N. Pronin, S.Ye. Podenok // Newsletter. – 2004. – № 1 (15). – Access to a journ.: http://www.ngvrus.ru/st15_4.shtml.

5 Gudmundsson J.S. Storing Natural Gas as Frozen Hydrate/J.S. Gudmundsson, M.Parlactuna, A.A.Khokhar // SPE Production & Facilities, 1994, 9 No.1 (Feb.). – Pp.69–73.

6 Gudmundsson J.S. Natural Gas Hydrate an Alternative to Liquefied Natural Gas [Електронний ресурс] / J.S. Gudmundsson, A.Borrehaug. – Trondheim, 1996, January – Режим доступу: <http://www.ipt.unit.no/~jsg/forskning/hydrater>.

7 Gudmundsson J.S. Hydrate non-pipeline technology for transport of natural gas [Електронний ресурс] / J.S. Gudmundsson, O.F.Graff. – Режим доступу: http://www.igu.org/html/wgc_2003/WGCpdffiles/10056_1046347297_14776_1.pdf.

8 Kanda H. Economic study on natural gas transportation with natural gas hydrate (NGH) pellets / H. Kanda // 23rd World Gas Conference, Amsterdam, 2006.

9 Якушев В.С. Современное состояние газогидратных технологий. Обз. инф. / В.С.Якушев, Ю.А. Герасимов, В.Г. Квон, В.А. Истомина. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 88 с.

Yakushev V.S. Modern state of gas hydrate technologies. Rev. inf / V.S. Yakushev, Yu.A.Gerasimov, V.G. Kvon, V.A. Istomin. – М.: LTD «IRTs Gazprom», 2008. – 88 p.

10 Dawe R.A. Hydrate Technology for Transporting Natural Gas / R.A.Dawe, M.S.Thomas, M.Kromah // Engineering Journal of the University of Qatar, Vol. 16, 2003, pp.11–18.

11 Пат. № 68780, Україна, МПК 6 C10L 3/10, C07C9/00, F25J 1/00, F17C11/00. Спосіб виробництва гідратів попутного нафтового газу з метою їх транспортування і зберігання [Текст] / Педченко Л.О., Педченко М.М.; заявник і власник патенту Педченко М.М. – № 201111388; заяв. 26. 09. 2011; опубл. 10. 04. 2012; Бюл. № 7, 2012 р. – 6 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
02.02.12

Рекомендована до друку професором
Ширіним Л.Н.

АНАЛІЗ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

О.В. Іванов

ІФНТУНГ, 76019, м.Івано-Франківськ, вул.Карпатська, 15, тел. (03422) 49358,
e-mail: informatik@nung.edu.ua

Розглядаються системи технічного обслуговування і планових ремонтів, а саме поточного і капітального, наводиться опис завдань та функцій ремонтного обслуговування. Наведено опис форм організації ремонтів, зокрема централізованої, децентралізованої та змішаної. Розглянуто методи організації ремонтів, а саме післяоглядового, періодичного та планово-попереджувального. Наведено способи організації ремонтів, а саме загально-знеосблених, агрегатно-знеосблених та індивідуальних. Описано регламент технічного обслуговування, проекти ремонтних робіт і технологічна документація. По кожному елементу технічного обслуговування вказуються переваги і недоліки. Досліджуються існуючі стратегії обслуговування об'єктів газотранспортної системи, зокрема методи календарного планування, обслуговування за напруженням, обслуговування за реальним станом, пасивного обслуговування. Оцінюється ефективність стратегій обслуговування технологічного обладнання об'єктів газотранспортної системи.

Об'єктом дослідження є лінійні ділянки і компресорні станції системи газопроводів.

Метою дослідження є аналіз обслуговування технологічного обладнання магістральних газопроводів, розробка стратегій раціонального планування процесу обслуговування елементів газотранспортного комплексу та дослідження переваги однієї стратегії обслуговування щодо іншої.

Ключові слова: стратегії обслуговування, ремонт, ГПА, надійність, оптимізація.

Рассматриваются системы технического обслуживания и плановых ремонтов, а именно текущего и капитального, описаны задачи и функции ремонтного обслуживания. Приведено описание форм организации ремонтов, в частности централизованной, децентрализованной и смешанной. Рассмотрены методы организации ремонтов, а именно послесмотрового, периодического и планово-предупредительного. Приведены способы организации ремонтов; общеобезличенный, агрегатно-обезличенный и индивидуальный. Описан регламент технического обслуживания, проекты ремонтных работ и технологическая документация. Указаны преимущества и недостатки каждого элемента технического обслуживания. Исследуются существующие стратегии обслуживания объектов газотранспортной системы, в частности методы календарного планирования, обслуживание по наработке, обслуживание по реальному состоянию, пассивное обслуживание. Оценивается эффективность стратегий обслуживания технологического оборудования объектов газотранспортной системы.

Объектом исследования являются линейные участки и компрессорные станции системы газопроводов.

Целью исследования является анализ обслуживания технологического оборудования магистральных газопроводов, разработка стратегий рационального планирования процесса обслуживания элементов газотранспортного комплекса и исследования преимуществ одной стратегии обслуживания относительно другой.

Ключевые слова: стратегии обслуживания, ремонт, ГПА, надежность, оптимизация.

This research is dedicated to the technological systems exploration maintenance, namely scheduled repairs and overhauls, and provides the description of the repair service aims and functions. Centralized, decentralized and mixed forms of repair management are described in this research. Such methods of repair management as post-examination repairs, scheduled repairs, and scheduled anticipation repairs are also examined in the paper. In this research three ways of repair management are examined, namely the full-replacement, unit-replacement, and individual way of repair. This research also provides the description of the technological maintenance regulations, projects of technical operations, and other technical documentation. Pros and cons of every technological maintenance element are also described in the research. Possible strategies of maintenance of gas transport system objects, such as calendar planning strategies, maintenance due to the performance period, maintenance according to the real condition of the system and its passive maintenance, are considered in this research.

The main subjects of this research are the exploration of linear sections (areas) and compressor stations of the pipeline system.

This research's aim is to analyze the maintenance of manufacturing equipment of main gas pipelines, develop strategies of rational planning of maintenance of gas transport complex elements, and to define the advantages of one strategy of maintenance over the other.

Keywords: maintenance strategy, repair, gas pumping unit, reliability, optimization.

Вступ

Основний обсяг експортних поставок природного газу з Росії й Середньої Азії (близько 75%) здійснюється в країни Європи через територію України. Усвідомлюючи важливість забезпечення Європейського континенту енергоносіями, українська сторона приділяє значну

увагу підтримці газотранспортної системи (ГТС) на високому технічному рівні.

З метою збереження конкурентоспроможності й привабливості ГТС України для експортерів газу розроблено й впроваджуються програми реконструкції компресорних станцій, лінійної частини, газорозподільних і газовими-

ривальних станцій. Дані програми покликані підтримати параметри газотранспортної системи України на сучасному світовому рівні. Така роль ГТС України висуває до неї жорсткі за твердістю вимоги щодо надійності й безпеки її функціонування. Системні відмови ГТС України можуть привести до зриву поставок російського й середньоазійського природного газу в Західну Європу з непередбачуваними політичними й економічними наслідками.

Проблеми підвищення надійності й ефективності експлуатації газоперекачувальних агрегатів (ГПА) тісно пов'язані із завданням зниження виробничих витрат на проведення ремонтно-відбудовчих заходів. Значне підвищення вартості ремонтно-відбудовчих робіт і запасних частин диктує необхідність впровадження нових сучасних технологій технічного обслуговування обладнання компресорних станцій (КС). За цих умов різко зростає необхідність у наукових розробках, спрямованих на вирішення нерозв'язаних завдань, пов'язаних з удосконаленням методів і засобів проведення ремонту газоперекачувального обладнання.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми

Для більшості технологічних елементів системи газопостачання – допоміжного обладнання на компресорній станції, блоків редукування і регулювання газу на газорозподільних пунктах, арматури, приладів і пристроїв автоматики – застосовують стратегію обслуговування, засновану на календарному плануванні. Що ж стосується систем технічного обслуговування газоперекачуючих агрегатів, то найбільш широко застосовують стратегію, засновану на проведенні регламентованих профілактичних робіт у міру досягнення заданого наробітку. При експлуатації обладнання систем газопостачання, хоча і відомий (регламентований) наробіток, під час якого проводяться попереджувальні відбудовні роботи, заздалегідь невідомий календарний момент часу, коли наробіток досягне заданого значення.

Формування цілей статті

Для того, щоб заощадити матеріальні і енергетичні ресурси, оптимізувати процес технічного обслуговування, потрібно забезпечити раціональну експлуатацію основного технологічного обладнання. Для цього необхідно удосконалити ремонтні організації, які здійснюють технічне обслуговування. Напрямами такого удосконалення є: подальша спеціалізація по окремих видах ремонтних робіт, вивільнення підприємств основного виробництва від організації капітальних і середніх ремонтів; виготовлення запасних частин, нестандартного обладнання, а також зміна стратегій проведення технічного обслуговування і ремонтних робіт.

Аналіз літератури по даній темі

На даний час у вітчизняній і зарубіжній літературі [1-4] наводяться дані по параметрах надійності і раціональному плановому обслуговуванню ГПА. Деякі вчені [5] розробили моделі і концепції ефективного технічного обслуговування газоперекачуючих агрегатів.

Проблема надійності також займає провідне місце в основних міжнародних документах – Європейській енергетичній хартії і Директиві Європейського Парламенту та Ради Європейського Союзу стосовно спільних правил для внутрішнього ринку природного газу.

Але всі вони не є систематизованими і в них немає чіткого формулювання стратегії обслуговування технологічного обладнання магистральних газопроводів.

Завдання та функції ремонтного обслуговування

Ремонтне господарство створюється на підприємстві для того, щоб забезпечити за мінімальних витрат раціональну експлуатацію його основних виробничих фондів. Відповідно до цього основними завданнями ремонтного господарства є:

- здійснення технічного обслуговування та ремонту основних виробничих фондів;
- монтаж нового, придбаного або виготовленого самим підприємством обладнання;
- модернізація обладнання, що експлуатується;

– виготовлення запасних частин і вузлів (в тому числі і для модернізації обладнання), організація їх зберігання;

- скорочення часу простоїв обладнання в ремонті та витрат на його проведення.

Для ефективного вирішення поставлених завдань за ремонтною службою закріплюються виконання таких функцій:

- планування, облік та контроль виконаних робіт;
- контроль правильності експлуатації обладнання;
- облік руху (переміщення) обладнання; контроль за станом зберігання обладнання;
- інвентаризація обладнання;
- технічна підготовка ремонтних робіт;
- звітність про виконання робіт.

В умовах підприємств нафтогазового комплексу ремонтне господарство входить переважно до складу баз виробничого обслуговування (БВО). При цьому формування цехів здійснюється за принципом спеціалізації. Залежно від обсягів виробництва склад ремонтних цехів може дещо змінюватися, але здебільшого втримується така структура. В бурових підприємствах виділяються: прокатно-ремонтний цех бурового обладнання (ПРЦБО), прокатно-ремонтний цех електрообладнання та електропостачання (ПРЦЕОЕП) прокатно-ремонтний цех труб і трубопроводів (ПРЦТ) До складу ремонтного господарства нафтогазовидобувних підприємств входять: прокатно-ремонтний цех експлуатаційного обладнання (ПРЦЕО), прокатно-ремонтний цех електрообладнання і електропостачання (ПРЦЕОЕП), цех підземного і капітального ремонту свердловин (ЦПКРС).

На інших (наприклад, будівельно-монтажних, машинобудівних) підприємствах нафтога-

зового комплексу можливі інші організаційні форми ремонтної служби: ремонтно-механічні цехи, механічні майстерні тощо.

Незалежно від виду ремонтovanого обладнання та його кількості ремонтні роботи проводяться з використанням різних систем ремонтів, форм і методів їх організації та способів виконання.

Системи ремонтів

В процесі виробничого використання окремі частини засобів праці (машин, верстатів, механізмів) зношуються і поступово втрачають свою здатність виконувати належні їм функції. Відновлення їх працездатності та експлуатаційних властивостей досягається шляхом ремонту, організація якого повинна бути пов'язана з раціональною організацією та доглядом за обладнанням. Основою для цього на промислових підприємствах є система технічного обслуговування та ремонту основних фондів.

Під системою технічного обслуговування і планових ремонтів (ТО і ПР) розуміють сукупність запланованих заходів щодо догляду, нагляду та ремонту обладнання. Система ТО і ПР включає технічне обслуговування, поточний ремонт (ПР) та капітальний ремонт (КР).

Технічне обслуговування – комплекс заходів чи операцій щодо підтримання працездатності та справності виробу при його використанні за призначенням, при очікуванні, зберіганні та транспортуванні. Воно проводиться з метою протегуючого зношування деталей і сполучень.

До складу ТО входить контроль технічного стану, очищення, змащування, заміна окремих складових частин або їх регулювання з метою попередження пошкоджень, а також частина робіт по усуненню пошкоджень.

Слід розрізняти періодичні та сезонні ТО. Періодичне ТО виконується через встановлені в експлуатаційних документах інтервали часу. Сезонне ТО проводиться з метою підготовки виробу до використання в сезонно-літніх умовах. Сезонне ТО проводиться тільки для виробів, що використовуються при істотних змінах навколишнього середовища протягом року.

ТО обладнання по об'єктах, що обслуговуються експлуатаційним персоналом, проводиться силами цього персоналу, а на об'єктах, де постійний персонал відсутній, проводиться силами комплексних бригад ремонтників бази виробничого обслуговування.

Комплекс робіт при ТО регламентується інструкціями з експлуатації, які розробляють заводи-виготовлювачі обладнання. Поточний ремонт здійснюється в процесі експлуатації з метою гарантованого забезпечення працездатності обладнання. При ПР проводиться часткове розбирання обладнання, ремонт окремих вузлів або заміна зношених деталей, монтаж, регулювання та випробування згідно з інструкцією з експлуатації. Ті вузли, що вимагають ремонту, замінюють заздалегідь відремонтованими із резерву бази виробничого обслуговування (БВО).

ПР на місці експлуатації здійснюється силами комплексних бригад БВО, а за необхідності залучається і експлуатаційний персонал. ПР, що вимагають застосування спеціальної оснастки та обладнання, проводяться на БВО, чи центральних БВО.

КР проводиться з метою відновлення працездатності та ресурсу обладнання. При КР проводиться повна розбирання обладнання, промивання та дефектація деталей та вузлів, ремонт, збирання, регулювання, випробування під навантаженням та фарбування. КР проводиться зазвичай на центральних БВО об'єднаних або на спеціалізованих ремонтно-механічних заводах. Обладнання відправляється на КР згідно з планом-графіком ремонтів.

Система ремонтів на потребу також може зустрічатись на практиці. Її суть полягає в тому, що ремонт обладнання проводиться тільки тоді, коли цього вимагає його технічний стан, коли далі експлуатація стає неможливою через зношеність. Так система має ряд недоліків, що знижує її ефективність та розповсюдження. Серед них слід виділити: відсутність закінченої системи планування ремонту обладнання, відсутність профілактичних заходів, що попереджували б інтенсивний знос деталей, прогресивне погіршення в процесі експлуатації стану обладнання та його технічної продуктивності, зменшення ступеня надійності та довговічності обладнання в результаті інтенсивного зношення деталей, невизначеність термінів зупинки обладнання та ремонт, що не дає можливості планувати ремонтні роботи.

Тому таку систему ремонтів не можна рекомендувати для широкого використання. Використовувати її можна тільки у виняткових випадках, коли ніякого замінного фондообладнання та запасних частин на підприємстві немає, і коли це стосується допоміжних видів обладнання, зупинка яких на ремонт не може негативно позначитись на роботі підприємства.

Форми організації ремонтів

Залежно від конкретних умов виробництва (наявність ремонтної бази, віддаленість від спеціалізованих ремонтних баз тощо) організація ремонтних робіт може здійснюватись в трьох формах: централізованій, децентралізованій та змішаній.

При централізованій формі організації ремонтів, централізованій формі управління ремонтним господарством всі види ремонтних робіт та виготовлення запасних частин проводиться на спеціалізованих ремонтних базах, ремонтно-механічних заводах, центральних ремонтно-механічних майстернях, центральних БВО. При цьому спеціалізовані ремонтні бригади проводять як ремонти, так і міжремонтне обслуговування.

Переваги цієї форми:

- ефективне застосування передової технології та сучасних досягнень практики організації ремонтних робіт;
- рівномірне розміщення ремонтних баз по найважливіших районах;

- повне і рівномірне завантаження ремонтних баз незалежно від погодних умов та пори року;
- нормальні умови щодо підвищення кваліфікації робітників;
- підвищення спеціалізації та кооперування по виготовленню деталей вузлів, виконанню окремих технологічних операцій;
- підвищення ПП та зниження собівартості ремонтних та інших робіт;
- скорочення планових термінів простою обладнання в ремонті.

Отже, централізована форма організації ремонтів дає можливість краще організувати робочі місця, оснастити їх необхідним обладнанням, що забезпечить проведення ремонту на високому технічному рівні.

Але дана форма має два досить істотні недоліки. Це великі затрати часу та грошових коштів на доставку обладнання на ремонтну базу, неможливість проведення ремонтів великогабаритного обладнання в закритих приміщеннях. Можна зробити висновок, що цю форму доцільно використовувати, коли ремонтні бази розміщені неподалік та коли підприємство має належний фонд запасного обладнання.

При децентралізованій формі організації ремонтів всі види ремонтного обслуговування, включаючи і виготовлення необхідних, запасних частин, проводяться силами і технічними засобами власної ремонтної бази, тобто силами окремих цехів. Особливо важливі роботи виконуються на спеціалізованих ремонтних базах (централізована форма).

Порівняно з централізованою дана форма має ряд недоліків: необхідність розміщення ремонтних засобів по окремих об'єктах, відсутність кваліфікованого керівництва та матеріально-технічного постачання, низький рівень спеціалізації ремонтних робітників, низький коефіцієнт використання верстатного парку та іншого ремонтного обладнання, зниження якості робіт. Ці недоліки звужують сферу використання даної форми організації ремонтів.

Найчастіше цю форму можна використати при значних віддальх між підприємством та ремонтними базами, тому така форма є найхарактернішою для геологорозвідувальних і бурових підприємств, що працюють в нових або віддалених районах.

При змішаній формі організації ремонтів різні види ремонтного обслуговування виконуються по-різному. Капітальні ремонти зазвичай, проводяться на спеціалізованих ремонтних базах (централізована форма), а технічне обслуговування та поточні ремонти-безпосередньо в цехах (децентралізована форма).

Даний формі притаманні всі недоліки децентралізованої форми і тому використовується на крупних та середніх підприємствах, що мають міцну ремонтну базу. Крім того, її можна використовувати і в інших підприємствах як проміжний варіант при переході до централізованої форми організації ремонтів.

Методи організації ремонтів

В залежності від масштабів робіт, видів використовуваного обладнання та місцевих конкретних умов ремонт обладнання може бути виконаний за одним з таких методів:

1. Метод післяоглядового ремонту. Суть даного методу ремонту полягає в тому, що обладнання підлягає періодичним оглядам, за регламентами яких визначається термін і вид чергового ремонту. Періодичність оглядів встановлюється, виходячи з орієнтованих строків служби деталей і вузлів обладнання. В результаті оглядів складається відомості дефектів, що включають детальні відомості про ступінь зносу вузлів, а також опис виявлених несправностей і перелік робіт для їх усунення. Ці дані є основою для планування обсягів та термінів проведення ремонтних робіт. Строки між двома плановими оглядами є непостійними і встановлюються в залежності від складності обладнання, його технічного стану та річного графіку завантаження. Цей метод організації ремонту обладнання має ряд істотних недоліків, головні з них: неможливість планування ремонтів та завантаження ремонтних баз на тривалий період часу; суб'єктивність технічного стану машин, обладнання; індивідуальний підхід до організації ремонтів; труднощі в визначенні необхідної кількості робочої сили, матеріалів, інструментів, оснастки. Цей метод використовується дуже рідко. Здебільшого його можна зустріти при ремонті нестандартного спеціального, нового обладнання, яке, до того ж, використовується в індивідуальному порядку.

2. Метод періодичних ремонтів. Основні види ремонтних робіт при цьому методі проводяться в точній послідовності. Обсяг і порядок послідовності ремонтів визначається тривалістю служби змінних деталей та вузлів. За строками служби деталі та вузли кожної машини, кожного верстата, кожного виду обладнання класифікуються і групуються. В залежності від середнього періоду часу їх служби встановлюють термін та обсяг ремонтних робіт. При кожному черговому ремонті всі вузли і деталі, що підлягають ремонту, уважно оглядають, зношені частини замінюють, а ті, що ще придатні до роботи, встановлюють знову. При цьому для організації ремонту важливим є своєчасне та якісне встановлення змінних та запасних частин. Головною перевагою даного ремонту обладнання є його економічність та можливість досить детального планування наступних видів ремонтів і їх фізичних обсягів. Цей метод найхарактерніший для універсального обладнання, що широко використовується у всіх підрозділах підприємства.

3. Метод планово-попереджувальних ремонтів. Даний метод, на відміну від двох попередніх, базується на обов'язковому періодичному плановому оновленні обладнання шляхом заміни частини деталей та вузлів незалежно від їх технічного стану. Головне в цьому методі – його профілактичний характер, що дає змогу значно продовжити строки служби обладнання; зберегти високу якість його роботи, а також

прискорити затрати на планові ремонти. В основі даного методу лежить проведення різних видів ремонтного обслуговування через точні, задалегідь визначенні періоди часу протягом ремонтного циклу. Під ремонтним циклом розуміють період часу між двома капітальними ремонтами (для діючого обладнання) або період часу від ремонту введення в експлуатацію обладнання до першого капремонтну (для нового обладнання). Ремонтний цикл поділяється на міжремонтні періоди, тривалість яких визначається строком служби змінних деталей. Тривалість циклу та міжремонтних періодів визначається системою ТО і ПР.

Із перелічених методів останній є найпрогресивнішим і характеризується такими позитивними рисами: система профілактичних заходів дає можливість уникнути непланових зупинок; з'являється можливість точного планування ремонтів та завантаження ремонтних баз на весь плановий період; точного визначення потреби в робочій силі, матеріалах, інструменті; забезпечується високий рівень спеціалізації ремонтних бригад та використання прогресивних способів ремонту обладнання; підвищується загальна ефективність ремонту за рахунок зростання ПП, повного використання ремонтного обладнання, раціонального використання матеріальних ресурсів.

Метод планово-попереджувальних ремонтів найкращий для обладнання, що працює у сталому режимі. Також використовують при ремонтах обладнання, від безперервної роботи яких залежить безперервність технологічних процесів та безпека людей. Найчастіше зустрічаються різні комбінації всіх трьох видів.

Способи організації ремонтів

Залежно від кількості однотипного обладнання та технічної оснащеності ремонтних баз використовуються різні способи ремонту обладнання:

1. Індивідуальний спосіб ремонту.

При цьому способі обладнання ремонтує одна комплексна бригада, що складається з робітників високої кваліфікації. При цьому кожна одиниця обладнання підлягає розбиранню на окремі вузли і деталі, які в процесі ремонтних робіт знеособлюються, тобто обладнання збирають з тих же відремонтованих частин, з яких воно складалось до ремонту. Цей спосіб не має великого поширення через такі недоліки:

1) значний час простою обладнання в ремонті, оскільки багато часу витрачається на ремонт та виготовлення окремих змінних частин та деталей;

2) відсутність гарантій високої точності підготовки та монтажу деталей, вузлів і механізмів в умовах обмеженого часу на ремонт;

3) необхідність високої кваліфікації робітників, які забезпечували б виконання будь-яких видів робіт, що виникають під часу ремонту;

Виходячи з цього, індивідуальний спосіб ремонту використовується найчастіше при ремонті простих видів обладнання та невеликій його кількості, а також при відсутності підмін-

ного фонду обладнання. Такий спосіб ремонту можна зустріти в геологорозвідувальних операціях.

2. Агрегатно-знеособлений спосіб ремонту.

При цьому способі ремонту весь комплекс ремонтних робіт ділиться на окремі складові частини, кожна з яких є повністю закінченим процесом ремонту агрегату чи вузла. Іншими словами, машину розбирають на окремі агрегати, що ремонтуються окремо.

Використання підготовлених складальних одиниць дає можливість в багатьох випадках значно скоротити простою обладнання, які пов'язані з виконанням ремонтних робіт. Найбільшу шкоду виробництву наносять простої технологічного обладнання в непланових ремонтах. Причиною таких ремонтів зазвичай є випадкові відмови через вихід з ладу окремих деталей чи вузлів. Тому використання підготовлених ремонтних вузлів для непланових ремонтів такого обладнання особливо ефективне. Висока ефективність даного способу ремонту зумовлена наступними перевагами:

- раціональним використанням робочої сили за кваліфікацією;
- високою спеціалізацією ремонтних бригад, що забезпечують ріст ПП;
- економією робочого часу на проведення ремонту;
- поліпшення якості та зниження вартості ремонтних робіт;

Часто вузловий спосіб поєднується з індивідуальним. В такому поєднанні він досить часто використовується при капітальному ремонті сильно завантаженого обладнання. Що стосується обладнання не унікального чи особливо важливого для виробництва, то використання вузлового способу не завжди буде економічно виправданим.

3. Загально-знеособлений спосіб ремонту.

На відміну від агрегатно-знеособленого способу, даний спосіб характеризується повним знеособленням не тільки вузлів, але й окремих деталей. Машину, що поступила в ремонт, повністю розбирають, всі деталі підлягають дефектуванню. При цьому ті деталі, які ще придатні для використання, передають на склад, а решту або ремонтують або здають в металобрухт. Слюсарно-збірна бригада проводить зборку машин із знеособлених деталей, що поступають із складу.

Загально-знеособлений спосіб ремонту використовують на крупних ремонтних базах, що проводять ремонт великої кількості однотипного обладнання із взаємозамінними деталями. В умовах нафтогазової промисловості він використовується на центральних БВО та спеціалізованих ремонтно-механічних заводах. Даний спосіб ремонту є найекономішним із трьох названих. Це пояснюється тим, що при цьому значно скорочується час простоїв в ремонті, підвищується ПП і якість робіт, знижується їх вартість.

Таблиця 1 – Об'єми робіт при проведенні ТО 4, середнього й капітального ремонту ГПА

Роботи	Вид ремонту
Осьовий компресор і турбіна	
Розкриття , розбирання й промивання вузлів і деталей	СР, КР
Виявлення дефектів у вузлах і деталях	СР, КР
Перевірка зазорів у підшипниках ущільненнях, проточній частині	СР, КР
Ремонт підшипників і мастилозахисних ущільнень	СР, КР
Ремонт роторів з відновленням шийок і упорних дисків	СР, КР
Перелопачування робочих і напрямних лопаток	КР
Балансування роторів	КР
Ремонт циліндрів і обойм	КР
Ремонт повітряних і газових ущільнень	СР, КР
Перевірка систем охолодження лопаток, дисків ТВД і СТ	СР, КР
Ремонт теплоізоляції турбіни	КР
Ремонт валоповоротного пристрою (ВПУ)	КР
Ремонт турбодетандера	КР
Розбирання, очищення й ремонт камери згоряння	ТО4, СР, КР
Нагнітач	
Перевірка центрування роторів нагнітача й СТ	СР, КР
Розбирання, очищення й промивання деталей	ТО4, СР, КР
Виявлення дефектів підшипників, шийок і упорного диска	ТО4, СР, КР
Дефектоскопія колеса, торцевого й газового ущільнень, балансування ротора	СР, КР
Допоміжне устаткування	
Ремонт регенераторів	КР
Ремонт мастилоохолоджувачів	КР
Ревізія мастильного бака, чищення мастилопроводів	КР
Прокачування системи змащування	СР, КР
Ревізія насосів мастилозмащування й ущільнення	СР, КР
Ревізія поплавкової камери й акумулятора мастила	СР, КР
Ревізія запірних арматур	КР
Ревізія повітрязабірної камери	СР, КР
Перевірка й налагодження системи вентиляції й місцевих витяжок	ТО4, СР, КР
Перевірка й налагодження системи відсмоктування парів мастила з картерів підшипників і рами мастильного бака	ТО4, СР, КР

Регламент технічного обслуговування

На компресорній станції діє регламент технічного обслуговування, який передбачає проведення комплексу робіт з підтримки агрегату в працездатному стані протягом встановленого заводом-виготовлювачем моторесурса.

Регламент передбачає проведення таких видів робіт:

– технічне обслуговування працюючих агрегатів (ТО 1-3) або тих, що перебувають в резерві (ТО 1-5); включає технічні огляди, перевірки стану, контроль і вимір параметрів і інші види робіт залежно від часу наробітку або знаходження в резерві;

– ревізію камери згоряння й нагнітача (ТО 4);

– середній і капітальний ремонт.

При середньому ремонті обов'язкова дефектоскопія вузлів, що відробили експлуатаційний ресурс, і деталей із заміною або ремон-

том зношених і ушкоджених. Середній ремонт проводять між капітальними для усунення витоків мастила й газу через демонтаж корпусів, ущільнення, фланці трубопроводів і т.д. , причин підвищеної вібрації й інших явно виражених несправностей. Крім того, необхідність у середньому ремонті виникає для попередження схованих відмов спрацьованого й утомного характеру. Обсяг робіт при середньому ремонті остаточно визначається тільки після розкриття й проведення дефектоскопії. Цілком можливо, що агрегат, зупинений для проведення середнього ремонту, буде ремонтуватися в обсязі капітального.

У табл. 1 наведено об'єми робіт при проведенні ТО 4, середнього й капітального ремонту ГПА.

Періодичність технічного обслуговування й ремонту ГПА наведена в табл. 2.

Таблиця 2 – Періодичність технічного обслуговування і ремонту ГПА

Види ТО	Напрацювання, год.	Час, дні	Число запусків
У випадку використання			
ТО 1	24 + 1	—	
ТО 2	700 + 100	—	
ТО 3	2000 + 200	—	
ТО 4	6000 + 200	—	
В резерві			
ТО 5.1	—	7 + 2	
ТО 5.2	—	14 + 3	
ТО 5.3	—	30 + 5	
Планові ремонти			
Середній	12000 + 500	—	40
Капітальний	25000 + 1000	—	80

Проекти виробництва ремонтних робіт і технологічна документація

Обслуговування діючих електроустановок, проведення в них оперативних переключень, організація й виконання ремонтних, монтажних або налагоджувальних робіт і випробувань на ГП здійснюється спеціально підготовленим електротехнічним персоналом, що перебуває в складі служби енергетика газового промисла.

Підготовленість до ремонту багато в чому визначає його якість і тривалість. До зупинки агрегату для його висновку в плановий ремонт, експлуатаційний і ремонтний персонал спільно проводять обстеження технічного стану агрегату й на підставі його результатів, а також виявленого під час міжремонтного періоду несправностей складається попередня дефектна відомість.

До програми обстеження входять: огляд агрегату й систем підготовки мастила, циклового повітря; вимір робочих параметрів ГПА; визначення наявної потужності; питомої витрати мастила; віброобстеження агрегату; вимірювання температури корпусів. Передремонтне обстеження на працюючому агрегаті дає змогу виявити також несправності, які важко або взагалі неможливо виявити після зупинки й розкриття агрегату. Крім того, результати обстеження необхідні надалі для оцінки якості ремонту.

Наступним важливим підготовчим заходом є визначення номенклатури деталей і вузлів, що вимагають заміни, організація їхнього одержання до початку ремонтів, а також подача попередньої заявки на ремонтно-відбудовчі роботи в РММ.

Ремонтний персонал повинен проаналізувати технічну документацію минулих ремонтів, вивчити документацію по намічуваним до впровадження інформаційним листам. Виявлені при цьому обстеженні дефекти й додаткові роботи з модернізації встаткування повинні бути враховані при визначенні майбутнього обсягу робіт і складанні сіткового графіка ремонту.

До висновку агрегату в ремонт повинна бути підготовлена документація, укомплекто-

ваний інструмент, пристосування, підготовлені робочі місця, перевірено стан підйомно-транспортних засобів, виконані заходи щодо техніки безпеки. Перед початком робіт необхідно перевірити стан майданчиків для укладання деталей і вузлів агрегату. Підготовленість робочих місць і розміщення встаткування повинні забезпечувати зручність огляду й ремонту.

Створення нормальних умов роботи, що сприяють підвищенню продуктивності праці, як обов'язкові заходи включає забезпечення робочих місць освітленням та підтримку оптимального температурного режиму й рівня шуму, що не перевищує 85дБ. Перед початком робіт проводять інструктаж з техніки безпеки, ознайомлення й обговорення обсягів і строків майбутніх робіт. Бригаду ділять на ланки й призначають відповідальних виконавців.

Ремонти стаціонарних і авіаційних агрегатів за організацією відрізняється між собою. Ремонт стаціонарних ГПА здійснюється безпосередньо на КС у машинному залі або на окремому, спеціально обладнаному майданчику. Хоча в ряді випадків, ремонт великих складальних вузлів, роторів, вузлів підшипників може здійснюватися на заводах-виготовлювачах ГПА або на спеціальних ремонтних базах.

Ремонт авіаційних газотурбінних установок здійснюється, як правило, в умовах заводів-виготовлювачів або на спеціалізованій ремонтній базі з організацією своєрідного обмінного фонду двигунів.

При відправленні на завод окремих вузлів агрегату, що обслуговує персонал КС, відповідальний за організацію ремонту ГПА організовує згідно до вимог відповідної інструкції необхідне пакування устаткування для відправлення його на ремонтну базу або завод-виготовлювач.

Стратегії обслуговування об'єктів газотранспортної системи

Одним з найважливіших показників функціонування газотранспортної системи є надійність її функціонування. Тут під надійністю [6] будемо розуміти властивість об'єкта зберігати в

часі у встановлених межах значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції в заданих режимах і умовах застосування, технічного обслуговування, ремонтів, зберігання й транспортування. Надійність є комплексною властивістю, що характеризується такими одиничними показниками: безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність і збереженість.

Для забезпечення надійності роботи ГТС використовують методи підвищення показників надійності елементів технологічного обладнання ГТС за рахунок планування й проведення профілактичних ремонтів, введення в експлуатацію більше надійного й ефективного технологічного устаткування шляхом його своєчасної реконструкції, модернізації й заміни.

Для розроблення методів оцінювання технічного стану ГПА широко використовуються параметричні методи, що ґрунтуються на зміні окремих параметрів, а також на встановленні залежностей між відхиленнями параметрів і несправностями, пошкодженнями відповідних елементів конструкції. Їх використовують для контролю стану проточної частини осьових, відцентрових машин, виявлення негерметичностей ущільнень тощо.

Як діагностичні параметри використовують:

- тиск та температуру газу;
- температуру підшипників;
- тиск мастила;
- рівень вібрації.

Ще один шлях підвищення надійності – поліпшення фізико-механічних властивостей матеріалів елементів машин і їх конструкції. Ці можливості можуть реалізовуватися на етапі проектування і розробки машини чи її складової частини. Застосування зносостійких матеріалів, створення умов, що зменшують енергію, яка витрачається на тертя і зношення складових частин, використання поліпшених ущільнень, що фільтрують елементи і різко знижують швидкість зношування, збільшують середній ресурс складових частин. Відповідно скорочується число відмов, а далі і число ремонтів машин, загальна трудомісткість, тривалість і вартість ремонтних робіт.

Збільшуючи наробіток між відмовленнями, можна знизити частоту технічного обслуговування, виключити ряд регламентованих операцій, тобто знизити трудомісткість, тривалість і вартість ремонтних робіт.

Іншою можливістю керування технічним станом і надійністю машин є зміна динаміки структурних параметрів елементів. Призначаючи оптимальні відхилення структурних параметрів, технічного стану, змінюючи міжконтрольний наробіток, підвищуючи ступінь відновлення вихідних характеристик при технічному обслуговуванні і ремонті, завчасно змінюючи складові частини, що мають великі швидкості зношування, збільшують наробіток між відмовленнями, зменшують середню швидкість зміни параметрів стану машини. Ці заходи уже виконують на етапі проектування.

Система технічного обслуговування і ремонту як сукупність засобів, документації і виконавців, необхідних для підтримки і відновлення надійності й ефективності роботи машин, регламентована певними правилами, положеннями, рішеннями. Серед численних рішень існують методи, називані стратегіями. Стратегія технічного обслуговування і ремонту може бути за потреби після відмовлення регламентована в залежності від наробітку (терміну служби); за станом (за результатами технічного діагностування, контролю).

Для більшості технологічних елементів системи газопостачання – допоміжного обладнання на компресорній станції, блоків редукування і регулювання газу на газорозподільних пунктах, арматури, приладів і пристроїв автоматики – використовують стратегію обслуговування, засновану на календарному плануванні. Аварійні відмовлення, що відбуваються у міжпрофілактичних періодах, як правило, не є причиною для систематичного перепланування періоду планово-попереджувальних заходів. Тому дана стратегія є сталою.

Аварійні ремонти основного устаткування систем газопостачання, відповідно до основних задач трубопроводного транспорту газу, при якій організації обслуговування зводяться до термінованих операцій ремонту чи заміни елемента, блоку, вузла, що відмовив. Оскільки основне обладнання систем газопостачання відноситься до складних технічних систем і разом з відповідними допоміжним обладнанням і системою автоматики складається з великого числа окремих елементів і вузлів, то його характеристики надійності можна розглянути в ряді випадків як суперпозицію значного числа характеристик випадкових потоків несправностей складових частин. Тому припускають, що аварійні ремонти і заміни елементів устаткування системи газопостачання, що відмовили, хоча і відновлюють його працездатність, але не відбивають на характеристиках надійності об'єкта, що обслуговується загалом.

Розглянута стратегія обслуговування і ремонту полягає в тому, що повне відновлення працездатності обладнання системи газопостачання, що обслуговується, виробляється в заздалегідь призначених календарних моментах часу, незалежно від числа аварійних відмов за цей період. В міру виникнення відмовлення обладнання виконують аварійні ремонти, спрямовані на відновлення працездатності шляхом заміни чи ремонту елемента, блоку чи вузла, що відмовив. Дану стратегію позначимо як стратегію I. Вона зображена на рисунку 1.

Існує інша стратегія обслуговування, заснована на методах календарного планування, яку позначимо як «стратегія II». Модель стратегії II відрізняється від попередньої тим, що в ній робиться припущення про повне відновлення характеристик надійності в результаті проведення планових і аварійних ремонтів і перепланування планових ремонтів після кожного аварійного відмовлення.

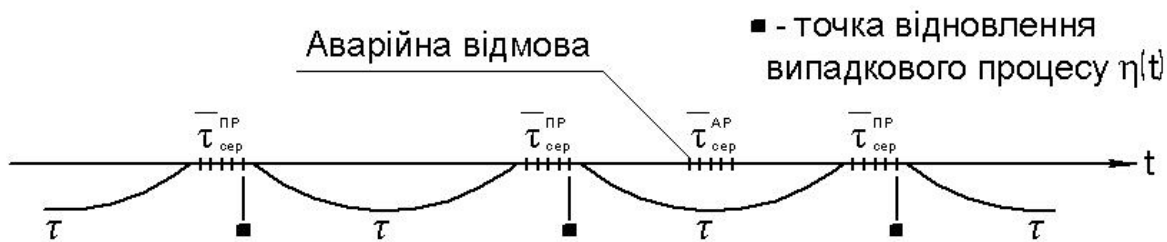


Рисунок 1 – Стратегія обслуговування, заснована на методах планування попереджувальних ремонтів після досягнення заданого наробітку

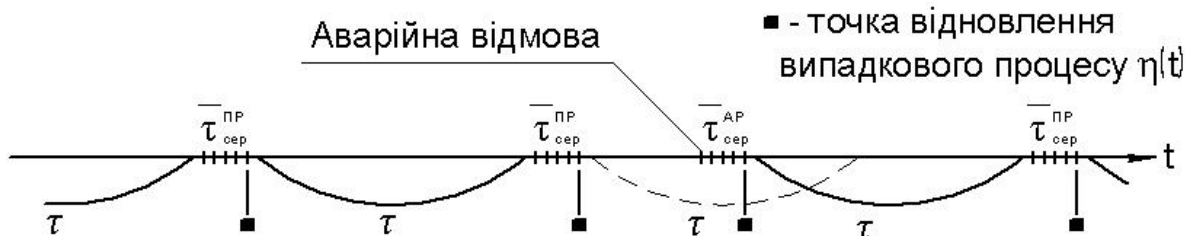


Рисунок 2 – Стратегія обслуговування і ремонту обладнання, заснована на методі календарного планування з переplanування після кожного аварійного відмовлення

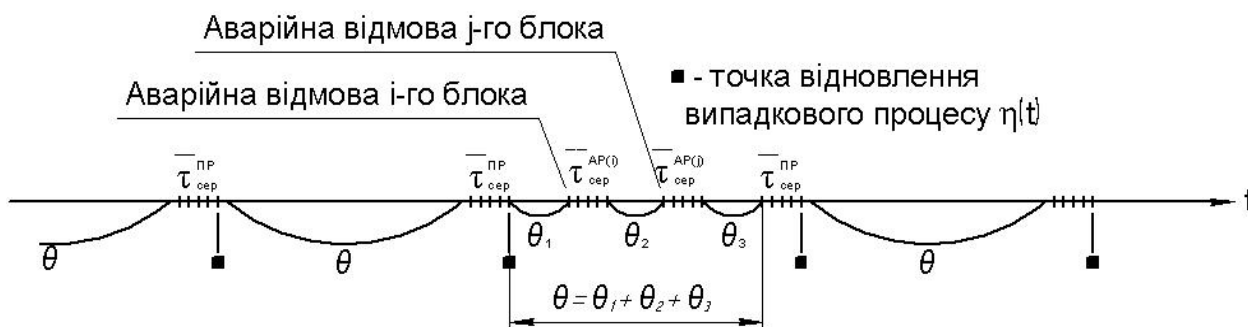


Рисунок 3 – Стратегія обслуговування і ремонту обладнання, заснована на методах планування попереджувальних ремонтів по досягненню заданого наробітку

Перше з допущень обмежує застосування стратегії I до обладнання систем газопостачання, а друге – припускає наявність ускладнень під час планування ремонтів у системі технічного обслуговування систем газопостачання.

Стратегія II зображена на рисунку 2.

До теперішнього часу найбільш широкую реалізацію одержали стратегії технічного обслуговування, засновані на проведенні регламентованих профілактичних робіт у міру досягнення заданого наробітку конкретного обладнання систем газопостачання. В основному це відноситься до системи технічного обслуговування ГПА на компресорних станціях.

З метою дослідження і порівняльного аналізу розглянутих стратегій обслуговування розглянемо формалізацію досить загальної стратегії обслуговування, заснованої на методах планування реставраційних робіт по досягненні заданого наробітку, яку можна застосовувати до основного обладнання систем газопостачання. Цю стратегію позначимо як стратегію III, яка зображена на рисунку 3.

Припустимо, що обладнання системи обслуговуваного газопостачання цілком відновлюється при досягненні заданого наробітку,

незалежно від числа відмов за цей період; у міру виникнення відмов проводяться аварійні ремонти експлуатованого обладнання, спрямовані на відновлення працездатності шляхом заміни (включення резерву) чи ремонту агрегату, блоку чи вузла, що відмовив.

При експлуатації обладнання систем газопостачання, хоча і відомий (регламентований) наробіток, при якому проводяться попереджувальні відбудовні роботи, заздалегідь невідомий календарний момент часу, коли наробіток досягне заданого значення. З цього погляду попереджувальні ремонти обладнання системи газопостачання є позаплановими, незважаючи на сталі традиції в практиці відносити їх до планових.

Відомо, що вихід з ладу конструктивних елементів обладнання систем газопостачання – випадкова подія, що визначається здебільшого конкретними експлуатаційними умовами. Розглянемо стратегію обслуговування і ремонту обладнання систем газопостачання, при якому існує більш високий рівень інформації про об'єкт обслуговування, чим при стратегіях I – III. Дану стратегію позначимо як стратегія IV. Повне відновлення систем газопостачання

Література

досягається при визначеному технічному стані, ідентифікованому шляхом періодичного контролю; аварійні ремонти відбуваються в міру виникнення відмов.

Об'єкт, що обслуговується, розглядається як складна система з можливостями функціонування на багатьох рівнях ефективності. Для об'єктів систем газопостачання це може виражатися ступенем відповідності визначальних технологічних параметрів вимогам нормативно-технічної документації, ймовірністю відмови, пов'язаними з цими витратами.

Ідентифікація технічного стану обладнання систем газопостачання пов'язана зі значними труднощами через його складність, з одного боку, і розмаїттям та різнохарактерністю його експлуатаційних показників, що характеризують, – з іншого. Але для деяких основних технологічних об'єктів системи газопостачання, що є складними резервованими підсистемами, технічний стан може бути природним шляхом визначено через кількість технологічних елементів, що відмовили. Такий підхід доцільний, оскільки нормальне функціонування основних резервованих об'єктів визначається, як правило, кількістю і місцем працездатних агрегатів і блоків у загальному технологічному режимі. Ця обставина буде все в більшому ступені визначальною у міру введення комплексної автоматизації газотранспортних систем.

Бувають випадки, коли проведення планових попереджувальних ремонтів недоцільне, тому що вони можуть погіршити показники якості функціонування системи. Тоді стратегія I вироджується у пасивну стратегію обслуговування (позначимо її V), що полягає в проведенні тільки аварійних ремонтів обладнання, що відмовило, на об'єктах системи газопостачання в міру виникнення відмов.

Висновки

На підставі аналізу розглянутих стратегій обслуговування обладнання системи газопостачання отримані умови переваги однієї стратегії обслуговування щодо іншої.

1. При обслуговуванні основного обладнання відповідно до стратегії II передбачається більш часте повне відновлення характеристик надійності обладнання системи газопостачання, що обслуговується. Але практична неприйнятність застосування стратегії обслуговування II до основного обладнання робить її неправомірною з метою оптимізації режимів обслуговування і призначення термінів ремонту на об'єктах системи газопостачання.

2. Для високонадійного обладнання системи газопостачання і при нетривалих аваріях у випадках відмовлення, стратегії обслуговування I і III виявляється з близькими значеннями показників ефективності обслуговування та ремонту.

1 Еремін Н.В. Компрессорные станции магистральных трубопроводов / Н.В. Еремін, О.А. Степанов. – М.: Недра, 1995. – 230 с.

2 Маньшин Г.Г. Управление режимами профилактики сложных систем / Г.Г. Маньшин. – М.: Наука и техника, 1976.

3 Грудз В.Я. Обслуживание газотранспортных систем./ В.Я. Грудз, Д.Ф. Тымкив, Е.И. Яковлев. – Киев.: УМКВО, 1991.- 159 с.

4 Байхельт Ф. Надежность и техническое обслуживание. Математический подход; пер. с нем. / Ф.Байхельт, П.Франкен. – М.: Радио и связь, 1998. – 392 с.

5 Носков С.В. Алгоритмизация задачи оптимального управления системой технического обслуживания газоперекачивающих агрегатов. / С.В. Носков, В.А. Чичугин // Алгоритмизация и моделирование процессов разработки нефтегазовых месторождений: Сб. науч. тр. – Тюмень: "Нефтегазовый университет", 2007. – Вып. 3. – С. 68-73.

6 Надежность и эффективность в технике: Справочник / Ю.К. Беляев, В.А. Богатырев, В.В. Болотин; под. ред. Ушакова И.А. – М.: Радио и связь, 1985. – 608 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
02.02.12*

*Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.*