

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279.5

ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ ДВОПЛАСТОВОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА В УМОВАХ ГАЗОВОГО РЕЖИМУ СПІЛЬНОЮ СІТКОЮ СВЕРДЛОВИН ЗА ПОСТІЙНОГО ДЕБІТУ ГАЗУ

Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат

*ІФНТУНГ; Україна, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,
e-mail: alexkondratr@gmail.com*

Охарактеризовано будову і системи розробки багатопластових газових родовищ в умовах газового режиму. Наведено відому методику прогнозування технологічних показників розробки двошарового газового родовища спільною сіткою свердловин при експлуатації їх з постійною депресією в кожному пласті. Для інших технологічних режимів експлуатації свердловин розраховані методику відсутні.

Розроблено методику прогнозування технологічних показників розробки двошарового газового родовища спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу. Методику апробовано для умов гіпотетичного газового родовища. За результатами апробації методику можна рекомендувати для прогнозування технологічних показників розробки реальних двошарових газових родовищ.

Ключові слова: двошарове родовище, свердловина, розробка, експлуатація, режим, прогнозування.

Охарактеризованы строение и системы разработки многопластовых газовых месторождений в условиях газового режима. Приведена известная методика прогнозирования технологических показателей разработки двухшарового газового месторождения единой сеткой скважин при эксплуатации их с постоянной депрессией в каждом пласте. Для других технологических режимов эксплуатации скважин расчётные методики отсутствуют.

Разработана методика прогнозирования технологических показателей разработки двухшарового газового месторождения единой сеткой скважин при постоянном дебите газа. Методика апробирована для условий гипотетического газового месторождения. По результатам апробирования методику можно рекомендовать для прогнозирования технологических показателей разработки реальных двухшаровых газовых месторождений.

Ключевые слова: двухшаровое месторождение, скважина, разработка, эксплуатация, режим, прогнозирование.

The structure and systems of multi layered fields development using gas drive have been characterized. The famous method of prediction the technological parameters for double layered fields development by common well pattern under operating conditions of constant differential pressure has been introduced. For other technological drives of well operation calculation methods are not available. The method of prediction the technological parameters for double layered gas field development by common well pattern due to steady production rate has been developed. The method has been tested for the conditions of a hypothetical field. Test results of this method allow recommending it for the prediction the technological parameters for double layered gas fields development.

Key words: double layered field, well, development, operation, gas drive, prediction.

Постановка проблеми дослідження

Більшість газових родовищ є багатопластовими. Газоносні пласти можуть розділятися непроникними глинистими породами або контактувати між собою безпосередньо по всій площі залягання чи через „літологічні вікна” на

окремих ділянках, на яких глинисті перетинки між пластами відсутні. На багатопластових родовищах виділяють експлуатаційні об’єкти. Під експлуатаційним об’єктом розуміють один або кілька пластів, які розробляють спільно єдиною сіткою свердловин. В один експлуатаційний

об'єкт об'єднують газonosні пласти, якщо різниця початкових пластових тисків у пластах близька до гідростатичного тиску між ними, близька склад і властивості порід-колекторів і пластових флюїдів, однаковий режим розробки, близькі значення площі газonosності і початкових запасів газу. Якщо газonosні пласти гідродинамічно взаємодіють між собою, то їх об'єднують в один експлуатаційний об'єкт і розробляють спільно єдиною сіткою свердловин. На багатопластових родовищах з гідродинамічно ізольованими пластами може бути виділено кілька експлуатаційних об'єктів залежно від геологічної будови і геолого-фізичної характеристики покладів. Прогнозування видобутку газу здійснюють окремо для кожного експлуатаційного об'єкта. Визначення технологічних показників спільної розробки кількох пластів єдиною сіткою свердловин проводять за відповідними методиками залежно від режиму розробки покладів і технологічного режиму експлуатації свердловин.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Відомі методики розрахунку прогнозних технологічних показників розробки однопластових газових родовищ в умовах газового режиму за різних технологічних режимів експлуатації свердловин (за постійних значень дебіту газу, депресії на пласт, устьового тиску, швидкості руху газу на вході і виході насосно-компресорних труб (НКТ) [1-4]. Відома також методика розрахунку прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища в умовах газового режиму спільною сіткою свердловин при їх експлуатації з постійною депресією на пласт [1, 2]. Для інших технологічних режимів експлуатації свердловин методики розрахунку прогнозних технологічних показників розробки двопластового родовища спільною сіткою свердловин відсутні. Тому виникла необхідність в їх розробленні.

Формулювання цілей статті

Розроблення і апробація методики прогнозування технологічних показників розробки двопластового газового родовища в умовах газового режиму спільною сіткою свердловин при їх експлуатації з постійним дебітом газу.

Методика дослідження

Методика розрахунку прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища спільною сіткою свердловин при їх експлуатації з постійним дебітом газу ґрунтується на використанні рівняння матеріального балансу для кожного пласта, двочленної формули припливу газу до вибою свердловини в кожному пласті і формули Г. А. Адамова для руху газу у вертикальних трубах свердловини на відрізках стовбура від нижнього пласта до верхнього пласта і від верхнього пласта до устя. На рисунку 1 зображено розрахункову схему двопластового родовища.

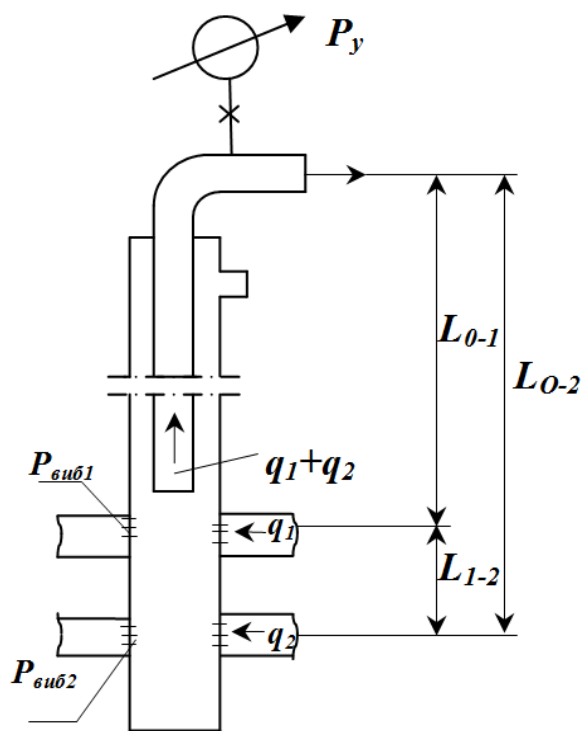


Рисунок 1 – Розрахункова схема двопластового газового родовища, що розробляється спільною сіткою свердловин

Технологічний режим експлуатації свердловин з постійним дебітом газу $q = \text{const}$ застосовують у початковий період розробки родовища, що дозволяє отримати максимальний поточний видобуток газу наявним фондом свердловин. Підтримування постійного дебіту газу супроводжується зростанням депресії на пласт. Коли в одному із пластів депресія досягає допустимого значення, за якого ще не відбувається руйнування порід, переходять на режим експлуатації свердловин з постійною депресією на пласт.

Розрахунки прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу для періодів зростання і постійного видобутку газу виконують в такій послідовності.

1 Задаються рядом послідовних значень часу t (через один рік).

2 Для кожного значення часу t встановлюють темп видобутку газу $Q(t)$ і накопичений видобуток газу з родовища $Q_{\text{вид}}(t)$. Значення цих величин задає організація-замовник проектного документу або вибирає організація-проектувальник, виходячи з досвіду проектування розробки подібних родовищ і технічних можливостей газовидобувного підприємства.

3 Визначають накопичений видобуток газу з кожного пласта $Q_{\text{вид1}}(t)$ і $Q_{\text{вид2}}(t)$ за формулами:

$$Q_{вид1}(t) = Q_{вид1}(t_{n-1}) + \frac{[q_1(t_{n-1})n(t_{n-1}) + q_1(t)n(t)]}{2} \varphi \Delta t; \quad (1)$$

$$Q_{вид2}(t) = Q_{вид2}(t_{n-1}) + \frac{[q_2(t_{n-1})n(t_{n-1}) + q_2(t)n(t)]}{2} \varphi \Delta t, \quad (2)$$

де $q_1(t_{n-1}), q_2(t_{n-2}), q_1(t), q_2(t)$ – дебіт газу відповідно з верхнього (з індексом „1”) і нижнього пластів (з індексом „2”) на моменти часу t_{n-1} і t ;

$Q_{вид1}(t_{n-1}), Q_{вид2}(t_{n-2})$ – накопичений видобуток газу відповідно з верхнього і нижнього пласта на момент часу t_{n-1} ;

φ – коефіцієнт експлуатації свердловин ($\varphi=0,9-0,95$);

Δt – крок в розрахунках ($\Delta t=365$ днів).

Загалом дебіти газу з кожного пласта $q_1(t)$ і $q_2(t)$ можуть бути змінними у часі при підтримуванні постійним загального дебіту газу з обох пластів.

$$q_1(t) + q_2(t) = q = \text{const}. \quad (3)$$

У першому наближенні приймають:

$$q_1(t) = q_1(t_{n-1}); \quad n(t) = n(t_{n-1}).$$

Дебіт газу з другого пласта визначають з рівняння:

$$q_2(t) = q - q_1(t). \quad (4)$$

4 Знаходять з використанням методу послідовних наближень поточні середні пластові тиски в кожному пласті $\tilde{P}_{пл1}(t)$ і $\tilde{P}_{пл2}(t)$ за формулами:

$$\tilde{P}_{пл1}(t) = \left[\frac{P_{поч1}}{z_{поч1}} - \frac{Q_{вид1}(t)}{\Omega_1^*} \right] z(\tilde{P}_{пл1}); \quad (5)$$

$$\tilde{P}_{пл2}(t) = \left[\frac{P_{поч2}}{z_{поч2}} - \frac{Q_{вид2}(t)}{\Omega_2^*} \right] z(\tilde{P}_{пл2}), \quad (6)$$

де

$$\Omega_1^* = \frac{Q_{зан.поч.1} \cdot Z_{поч.1}}{P_{поч.1}}; \quad (7)$$

$$\Omega_2^* = \frac{Q_{зан.поч.2} \cdot Z_{поч.2}}{P_{поч.2}}; \quad (8)$$

$P_{поч1}, P_{поч2}$ – початкові пластові тиски в окремих пластах;

Ω_1^*, Ω_2^* – зведені газонасичені порові об'єми в кожному пласті;

$z_{поч1}, z_{поч2}$ – коефіцієнт стисливості газу за початкового пластового тиску і пластової температури в кожному пласті ($P_{поч1}, T_{пл1}$ і $P_{поч2}, T_{пл2}$);

$z(\tilde{P}_{пл1}), z(\tilde{P}_{пл2})$ – коефіцієнт стисливості газу за поточного середнього пластового тиску і пластової температури в кожному пласті ($(\tilde{P}_{пл1}(t), T_{пл1})$ і $(\tilde{P}_{пл2}(t), T_{пл2})$).

5 Визначають поточний вибійний тиск для другого пласта $P_{виб2}(t)$ за формулою:

$$P_{виб2}(t) = \sqrt{\tilde{P}_{пл.2}^2(t) - A_2^*(\mu z)_{сер2} q_2(t) - B_2^* z_{сер2} q_2^2(t)}, \quad (9)$$

$$\text{де } A_2^* = \frac{A_{поч2}}{(\mu z)_{поч2}}; \quad B_2^* = \frac{B_{поч2}}{z_{поч2}}; \quad (10)$$

$A_{поч2}, B_{поч2}$ – значення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони другого пласта на початок розрахунків ($t=0$);

$z_{поч2}, (\mu z)_{поч2}$ – значення коефіцієнта стисливості газу і добутку динамічного коефіцієнта в'язкості газу і коефіцієнт стисливості газу за пластової температури і середньоарифметичного початкових значень пластового і вибійного тисків для другого пласта;

$z_{сер2}, (\mu z)_{сер2}$ – значення z і (μz) за пластової температури і середньоарифметичного значень поточних пластового і вибійного тисків у другому пласті.

6 За значеннями $(\tilde{P}_{пл2}(t), P_{виб2}(t))$ і $T_{пл.2}$ уточнюють значення $z_{сер2}$ і $(\mu z)_{сер2}$ і повторюючи розрахунки з п. 5 до досягнення заданої точності у визначенні $P_{виб2}(t)$.

7 Обчислюють вибійний тиск для першого пласта $P_{виб1}(t)$ за формулою:

$$P_{виб1}(t) = \sqrt{\frac{P_{виб2}^2(t) - \Theta_{1-2} q_2^2(t)}{e^{2S_{1-2}}}}, \quad (11)$$

де

$$S_{1-2} = \frac{0,03415 \tilde{\rho}_c L_{1-2}}{z_{сер1-2} T_{сер1-2}}; \quad (12)$$

$$\Theta_{1-2} = 0,0133 \lambda_{1-2} \frac{z_{сер1-2}^2 T_{сер1-2}^2}{d_{вн1-2}^5} (e^{2S_{1-2}} - 1); \quad (13)$$

$$T_{сер1-2} = \frac{T_{пл2} - T_{пл1}}{\ln \frac{T_{пл2}}{T_{пл1}}}; \quad (14)$$

$$P_{сер1-2} = \frac{2}{3} \left[P_{виб2}(t) + \frac{P_{виб1}^2(t)}{[P_{виб1}(t) + P_{виб2}(t)]} \right]; \quad (15)$$

L_{1-2} – відстань між серединами інтервалів перфорації пластів;

$d_{вн1-2}$ – внутрішній діаметр відрізка стовбура свердловини (експлуатаційної колони) між пластами;

$T_{сер1-2}, P_{сер1-2}$ – середні значення температури і тиску на відріжку стовбура свердловини між пластами;

$z_{сер1-2}$ – значення коефіцієнта стисливості газу за $P_{сер1-2}$ і $T_{сер1-2}$;

λ_{1-2} – коефіцієнт гідралічного опору відріжку стовбура свердловини між пластами.

У першому наближенні значення комплексних параметрів S_{1-2} і Θ_{1-2} приймають рівними їх значенням на попередній момент часу.

8 За значеннями $P_{виб1}(t), P_{виб2}(t), T_{пл1}, T_{пл2}$ уточнюють $z_{сер1-2}, S_{1-2}, \Theta_{1-2}$ і повторюють розрахунки з п. 7 до досягнення заданої точності у визначенні $P_{виб1}(t)$.

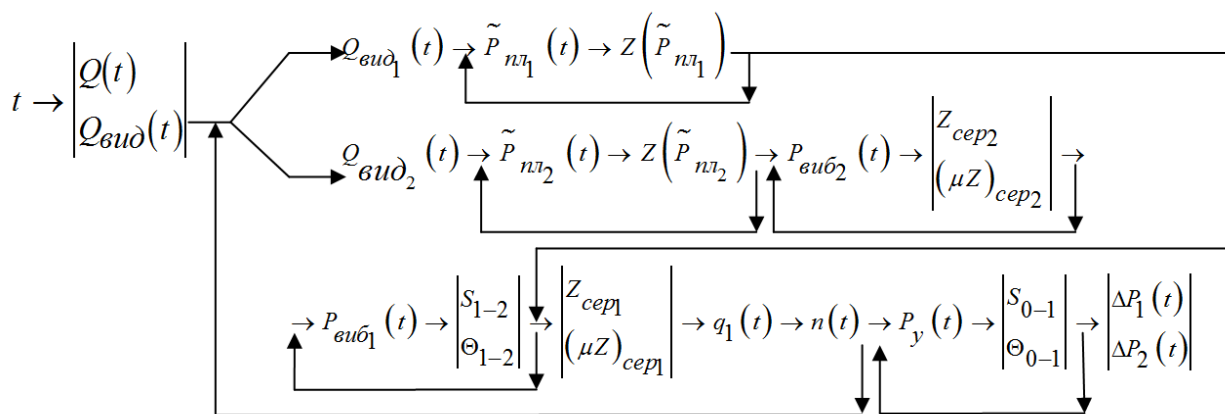


Рисунок 2 – Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки двошарового газового родовища в умовах газового режиму спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу

9 За значеннями $\tilde{P}_{nl1}(t)$, $P_{vud1}(t)$ і $T_{пл1}$ визначають Z_{cerp1} і $(\mu Z)_{cerp1}$.

10 Знаходять дебіт газу з першого пласта $q_1(t)$ за формулою:

$$q_1(t) = -\frac{A_1^*(\mu Z)_{cerp1}}{2B_1^* z_{cerp1}} + \sqrt{\left[\frac{A_1^*(\mu Z)_{cerp1}}{2B_1^* z_{cerp1}}\right]^2 + \frac{\tilde{P}_{nl1}^2(t) - P_{vud1}^2(t)}{B_1^* z_{cerp1}}} \quad (16)$$

11 Обчислюють дебіт газу з другого пласта з рівняння (4).

12 Визначають кількість видобувних свердловин за формулою:

$$n(t) = K_p \frac{Q(t)}{q_1(t) + q_2(t)}, \quad (17)$$

де K_p – коефіцієнт резерву кількості свердловин ($K_p = 1,1 - 1,3$).

13 Із знайденими значеннями $q_1(t)$, $q_2(t)$ і $n(t)$ повторюють розрахунки з пункту 3 до досягнення заданої точності у визначенні $P_{vud1}(t)$.

14 Визначають з використанням методу послідовних наближень устьовий тиск $P_y(t)$ за формулою:

$$P_y(t) = \sqrt{\frac{P_{vud1}^2(t) - \Theta_{0-1} q^2}{e^{2S_{0-1}}}}, \quad (18)$$

де
$$S_{0-1} = \frac{0,03415 \tilde{\rho}_z L_{0-1}}{z_{cerp0-1} T_{cerp0-1}}; \quad (19)$$

$$\Theta_{0-1} = 0,0133 \lambda_{0-1} \frac{Z_{cerp0-1}^2 T_{cerp0-1}^2}{d_{вн0-1}^2} (e^{2S_{0-1}} - 1); \quad (20)$$

L_{0-1} – відстань від устя свердловини до середини інтервалу перфорації першого пласта;

$T_{cerp0-1}$, $Z_{cerp0-1}$, $d_{вн0-1}$, λ_{0-1} , S_{0-1} , Θ_{0-1} – значення відповідних величин (параметрів) для відрізка стовбура свердловини L_{0-1} .

У першому наближенні значення комплексних параметрів S_{0-1} і Θ_{0-1} приймають рівними їх значенням на попередній момент часу, потім уточнюють.

15 Визначають депресії на окремі пласти $\Delta P_1(t)$ і $\Delta P_2(t)$ за формулами:

$$\Delta P_1(t) = \tilde{P}_{nl1}(t) - P_{vud1}(t), \quad (21)$$

$$\Delta P_2(t) = \tilde{P}_{nl2}(t) - P_{vud2}(t). \quad (22)$$

Порівнюють отримані значення депресій на пласти з допустимими значеннями. Якщо розраховані значення депресії досягають допустимого значення, з точки зору руйнування порід в одному з пластів, то переходять на технологічний режим експлуатації свердловин з постійною депресією на пласт. На рисунку 3 зображено алгоритм розрахунку технологічних показників розробки двошарового газового родовища спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу.

Результати дослідження

Запропонована методика розрахунку прогнозних технологічних показників розробки двошарового газового родовища спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу апробована для умов гіпотетичного родовища з такими даними: початкові запаси газу: для першого (верхнього) пласта – $50 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, для другого (нижнього) пласта – $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$; початковий пластовий тиск: для першого пласта – 33 МПа, для другого пласта – 33,06 МПа; пластова температура: для першого пласта – 67°C , для другого пласта – 69°C ; устьова температура – -20°C ; відносна густина газу – 0,6; відстань від устя свердловини до середини інтервалу перфорації першого пласта – 3200 м; відстань від устя свердловини до середини інтервалу перфорації другого пласта – 3300 м; відстань між серединами інтервалів перфорації верхнього і нижнього пластів – 100 м; глибина опускання насосно-компресорних труб – 3200 м; внутрішній діаметр насосно-компресорних труб – 0,062 м; внутрішній діаметр експлуатаційної колони – 0,150 м; початкові значення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони: для першого пласта – $A_1 = 0,72 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{д/тис.м}^3$, $B_1 = 2,4 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{д/тис.м}^3)^2$; для другого пласта – $A_2 = 2,5 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{д/тис.м}^3$, $B_2 = 5,8 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{д/тис.м}^3)^2$; початкова депресія на пласт:

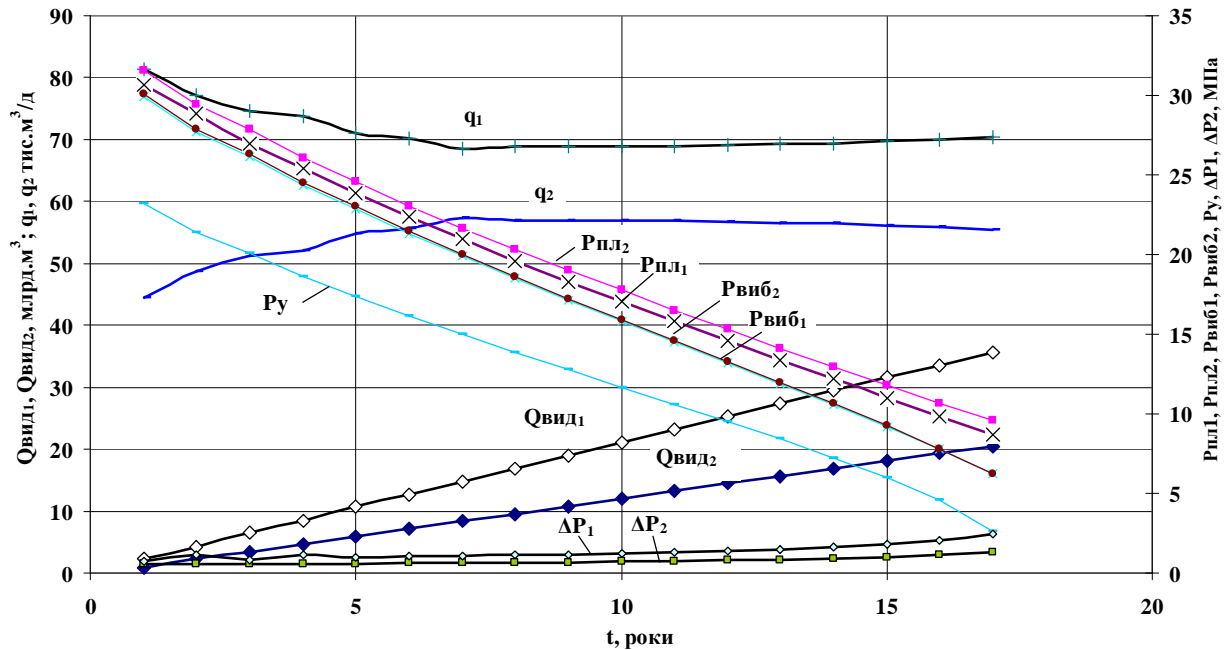


Рисунок 3 – Динаміка прогнозних технологічних показників розробки двошарового газового родовища в умовах газового режиму спільною сіткою свердловин при експлуатації їх з постійним дебітом газу $q = \text{const}$

для першого пласта – 1,3 МПа, для другого пласта – 1,5 МПа; темп видобування газу з родовища – $3,304 \cdot 10^9$ м³/рік; початковий дебіт газу: з першого пласта – 89,89 тис.м³/д, з другого пласта – 35,95 тис.м³/д; початковий дебіт свердловини – 125,84 тис.м³/д; початковий устьовий тиск – 23,2 МПа. Результати розрахунків прогнозних технологічних показників розробки двошарового газового родовища в умовах газового режиму спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу зображено на рисунку 3.

Розробка двошарового родовища в умовах газового режиму спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу $q = 125,84$ тис.м³/д здійснюється впродовж 17 років. У процесі розробки родовища відбувається закономірне зниження пластового і вибійного тисків в обох пластах. За розрахунковий період (17 років) пластовий тиск у першому пласті зменшується з 33 до 8,649 МПа, вибійний тиск – з 31,7 до 6,195 МПа. У другому пласті пластовий тиск зменшується з 33,06 до 9,550 МПа, вибійний тиск – з 31,56 до 6,236 МПа. За постійного дебіту свердловини дебіт газу з першого пласта зменшується з 81,3 тис.м³/д на кінець першого року до 68,89 тис.м³/д на 7-й рік, а потім незначно зростає до 70,48 тис.м³/д на 17-й рік. Дебіт газу з другого пласта змінюється навпаки – спочатку зростає з 44,54 тис.м³/д на кінець першого року до 57,37 тис.м³/д на 7-й рік, після чого зменшується до 55,36 тис.м³/д на 17-й рік. Незважаючи на коливання дебіту газу, депресія поступово зростає з 1,3 до 2,454 МПа на 17-й рік для першого пласта і з 1,5 до 3,314 МПа для другого пласта. Устьовий тиск зменшиться з 23,29 до 2,627 МПа. Для умови розглянутого прикладу кількість свердловин постійна і становить 80 одиниць. На кінець розрахунково-

го періоду поточний коефіцієнт газовилучення становить: для першого пласта – 71,432 %, для другого пласта – 68,343 %, для родовища – 70,274 %.

Результати апробації запропонованої методики для умов гіпотетичного газового родовища свідчать про можливість її використання для прогнозування технологічних показників розробки реальних двошарових газових родовищ спільною сіткою свердловин при експлуатації їх з постійним значенням дебіту газу. Для технологічного режиму експлуатації свердловин з постійним дебітом газу така методика запропонована вперше.

Висновки

Запропоновано методику прогнозування технологічних показників розробки двошарового газового родовища в умовах газового режиму спільною сіткою свердловин при експлуатації їх з постійним дебітом газу. Методику апробовано для умов гіпотетичного газового родовища. Результати апробації методики свідчать про можливість визначення прогнозних технологічних показників розробки як окремих пластів, так і всього родовища, що дозволяє рекомендувати запропоновану методику для прогнозування показників розробки реальних двошарових родовищ спільною сіткою свердловин за постійного дебіту газу.

Література

1 Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебн. пос. для вузов / С. Н. Закиров. – М.: Недра, 1980. – 334 с.

2 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докт. техн. наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

3 Кондрат Р. М. Прогнозування показників розробки газового родовища при газовому режимі та експлуатації свердловин з постійною швидкістю руху газу на вході в насосно-компресорні труби / Р. М. Кондрат // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ: Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ. – Вип. 34. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1997. – С. 151-157.

4 Кондрат Р. М. Прогнозування показників розробки газового родовища при газовому режимі та експлуатації свердловин з постійною швидкістю руху газу на гирлі / Р. М. Кондрат // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ: Сер. Буріння нафтових і газових свердловин. Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ. – Вип. 34. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1997. – С. 157-164.

Стаття надійшла до редакційної колегії
10.05.17

Рекомендована до друку
професором Чудиком І.І.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Акульшиним О.О.
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)

Техніка і технології

УДК 666.3-16

ПЕРСПЕКТИВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБЛЕМ ИДЕНТИФИКАЦИИ ГРАНИЦ ЗЕРЕН В ТВЕРДЫХ СПЛАВАХ СИСТЕМЫ WC-Co ДЛЯ БУРОВОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В.П. Бондаренко¹, И.А. Гнатенко¹, П.М. Присяжнюк², О.О. Иванов²

¹ *Институт сверхтвердых материалов им. В.Н. Бакуля НАН Украины; Украина, г. Киев, ул. Автозаводская 2, e-mail: gnatenko_i@mail.ru*

² *ИФНТУНГ; 76019, г. Ивано-Франковск, ул. Карпатская, 15, e-mail: ztk@nimg.edu.ua, Bivanovus@mail.ru*

Представлено результати досліджень контактів границь зерен на оптичному мікроскопі. Визначено оптимальні режими травлення при виявленні мікроструктури твердих сплавів, для досягнення максимальної якості зображення мікроструктури.

Досліджено поверхню травленого зрізця на оптичному 3Д профілометрі, що дало змогу встановити, що зерна контактують між собою дотикаючись на різній висоті, утворюючи границі, які добре відображаються на зображеннях профілю, а також границі, котрі не виявляються і по висоті контактуючих зерен не відрізняються.

Опираючись на принцип розмірної, орієнтаційної та хімічної відповідності, запропоновано всі множини границь WC-WC в сплавах WC-Co розділяти на типи і введені поняття з повною і проміжною невідповідністю, а також з ідеальною відповідністю кристалографічних площин граней, які утворюють границю.

Пропонується враховувати всі типи границь при ідентифікації отриманих мікроструктур в мікроскоп, з ціллю визначення впливу того чи іншого типу на фізико-механічні властивості твердих сплавів, а також експлуатаційну стійкість.

Прикладом такого підходу була проведена робота по визначенню впливу легування карбідами VC, TaC, Cr₃C₂ (вміст добавки в сплаві 0,15% по масі) на формування границь WC-WC різного типу в твердих сплавах WC- 8 % Co.

Встановлено, що метод кількісної оптичної металографії дозволяє частково встановити вплив типів границь WC-WC, які містяться в структурі твердих сплавів, на фізико-механічні та експлуатаційні властивості твердих сплавів.

Ключові слова: металографія, карбід вольфраму, тверді сплави, границі зерен, експлуатаційні властивості, легування карбідами

Представлены результаты исследования контактов границ зерен на оптическом микроскопе. Определены оптимальные режимы травления при выявлении микроструктуры твердых сплавов, для достижения максимального качества изображения микроструктуры.

Исследована поверхность травленного образца на оптическом 3Д профилометре, что позволило установить, что зерна контактируют между собой соприкасаясь на различной высоте, образуют границы, которые хорошо отображаются на изображении профиля, а также границы, которые не выявляются и по высоте контактирующих зерен не отличаются.

Опираясь на принцип размерного, ориентационного и химического соответствия, было предложено всё множество границ WC-WC в сплавах WC-Co подразделять на типы и введены понятия границ с полным и промежуточным несоответствием, а также с идеальным соответствием кристалографических плоскостей граней, образующих границу.

Предлагается учитывать все типы границ при идентификации полученных микроструктур в микроскоп, с целью определения влияния того или иного типа на физико-механические свойства твердых сплавов, а также на эксплуатационную стойкость.

Примером применения такого подхода была проведенная работа по определению влияния легирования карбидами VC, TaC, Cr₃C₂ (содержание добавки в сплаве 0,15 % по массе) на формирование границ WC-WC разного типа в твердых сплавах WC- 8 % Co.

Установлено, что метод количественной оптической металлографии позволяет косвенно установить влияние типов границ WC-WC, которые содержатся в структуре твердых сплавов, на физико-механические и эксплуатационные свойства твердых сплавов.

Ключевые слова: металлография, карбид вольфрама, твердые сплавы, границы кристаллов, эксплуатационные свойства, легирование карбидами

In this article the research results of the contacts of grain boundaries on an optical microscope have been presented. The optimal performance of etching aimed at identifying the microstructure of hard alloys has been determined to achieve the highest quality of the microscopic image.

The surface of the etched sample was examined on an optical 3D special microscope (profilometer), which made it possible to establish that the grains contact with each other at different heights, form boundaries that are well displayed in the profile image, and also boundaries that are not revealed and do not differ in height of the contacting grains.

Based on the principle of dimensional, orientational and chemical matching, it has been proposed to divide the whole set of WC-WC boundaries in WC-Co alloys into types. Also the notions of boundaries with complete and intermediate mismatch, as well as with the ideal correspondence of the crystallographic planes of the faces that form the boundary have been introduced.

We propose to take into account all types of boundaries when identifying the obtained microstructures in a microscope, in order to determine the influence of one type or another on the physical and mechanical properties of hard alloys, as well as on the operational stability.

Applying this approach we managed to determine the effect of alloying with carbides VC, TaC, Cr₃C₂ (additive content in the alloy of 0.15% by mass) on the formation of WC-WC boundaries of different types in WC-8% Co alloys.

It has been established that the method of quantitative optical metallography makes it possible to indirectly determine the effect of the types of WC-WC boundaries, contained in the structure of hard alloys on the physicomехanical and operational properties of hard alloys.

Key words: metallography, wolfram carbide, hard alloys, crystal boundaries, performance characteristics, carbide alloying.

Введение

Как известно, микроструктура материала является одним из основных параметров, который изучают при определении его свойств. Распределение, размеры и состав составляющих фаз, наличие дефектов разного рода оказывают существенное влияние на свойства полученного материала. Воздействием разнообразных технологических параметров можно существенно изменять структуру, а соответственно и свойства материалов.

Микроструктура твердых сплавов системы WC-Co является относительно простой. Она состоит преимущественно из двух фаз – твердой, тугоплавкой карбидной фазы и пластической связующей фазы. Появление в них дополнительных фаз приводит к изменению их свойств. Значительное влияние на свойства твердых сплавов оказывает также состояние границ между зернами WC. Поэтому изучение структуры твердых сплавов должно осуществляться особенно тщательно.

В настоящее время для изучения микроструктуры твердых сплавов используют разнообразные оптические и электронные микроскопы.

Существует множество компьютерных программ для обработки плоских изображений микроструктур, полученных в микроскопах. Для осуществления расчетов площадей или линейных размеров фаз необходимо, чтобы фазы имели четкое очертание и замкнутые контуры.

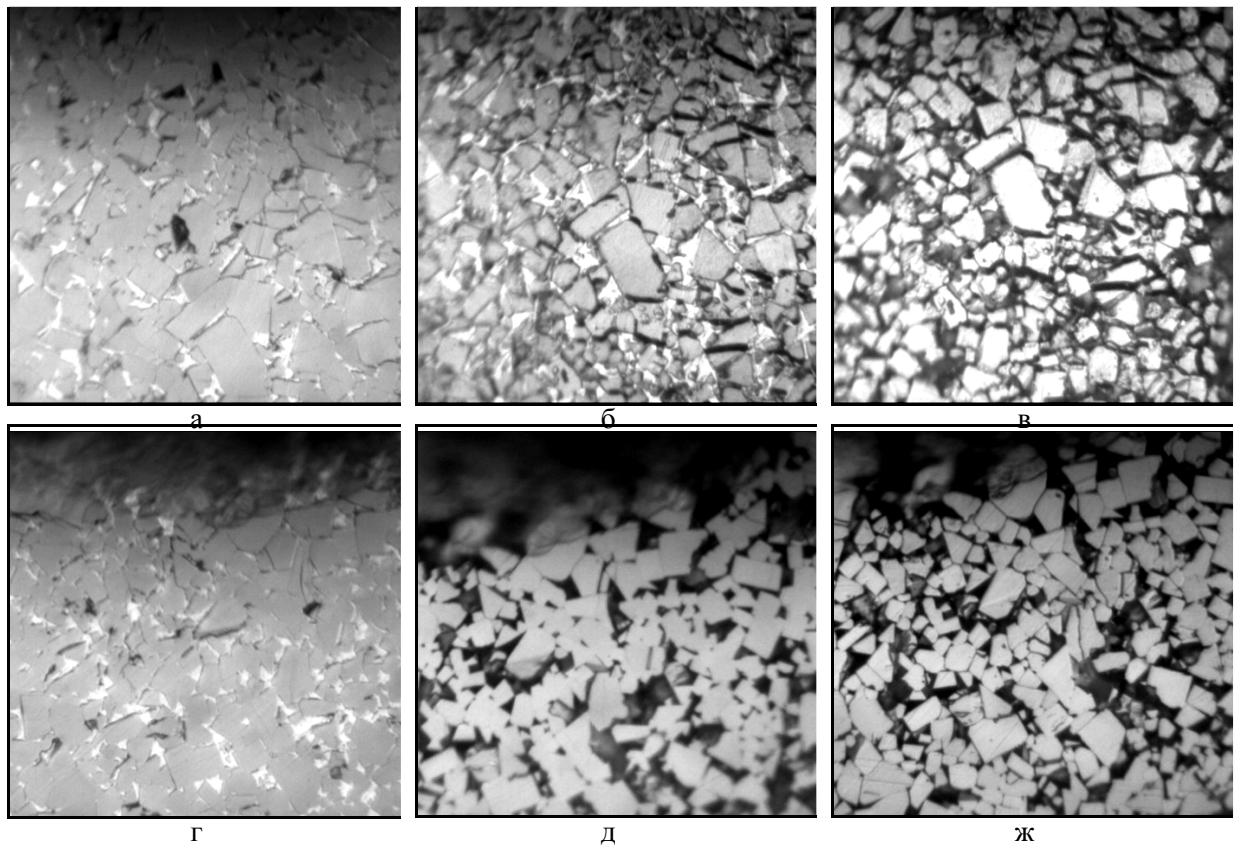
Однако обеспечение четкого очертания границ фаз в твердых сплавах является одной из сложных задач. Это обусловлено тем, что зерна карбидной фазы, имея форму тетрагональной призмы, по-разному ориентированы друг относительно друга. В результате образуются

границы WC-WC разного рода, которые по-разному травятся одним и тем же реактивом.

Анализ современных исследований и постановка целей

При изучении влияния качества полирования и воздействия реактива на поверхность шлифа твердых сплавов WC-Co, установили, что срезы карбидных зерен, контактируя между собой, образуют границы разной ширины, то есть имеют разную степень травимости, что создает проблему идентификации границ.

Второй проблемой является то, что часть контактирующих карбидных зерен располагается таким образом, что их высота на разных сторонах границы разная (рис. 1). Этот эффект обусловлен разной износостойкостью граней, выходящих на поверхность шлифа. В результате при исследовании микроструктуры твердых сплавов на оптическом микроскопе изображения фаз получаются с нечеткими, размытыми краями. Это, в свою очередь, отрицательно сказывается на последующей программной обработке изображения, так как нет четкого замкнутого контура, размеры которого можно было бы определить. Добиться равенства высот контактирующих зерен совершенствованием процесса шлифования не удалось. Часть границ оставались нечеткими. В связи с этим, компьютерная обработка изображения усложнялась необходимостью введения дополнительной операции - наведения границ. В свою очередь, эта операция привносила дополнительную ошибку, так как проявлялось влияние человеческого фактора. Чаще всего эта операция приводит к увеличению содержания связующей фазы. Для уменьшения степени влияния такой



а, г – нетравленные, б – травление 5 мин. реактивом Мураками, в – травление 5 мин. Мураками + 1 мин. хлорным железом, д – травлен 1 мин. хлорным железом, ж – травление 1 мин. хлорным железом + 5 мин. реактивом Мураками

Рисунок 1 – Микроструктуры крупнозернистого твердого сплава WC-10%Co, полученные на оптическом микроскопе МИМ-10, при увеличении 1000^x

операции нами предложено и используется на практике определенная последовательность использования реактивов при выявлении структуры при применении метода секущих для определения количества границ разных типов [1-3].

Применение определенной последовательности при травлении реактивами позволило значительно улучшить четкость изображения (рис. 1) и получать более точные данные.

Третьей проблемой является отсутствие методов количественной оценки в структуре твердых сплавов доли границ разного рода. В ранее опубликованных нами работах [1-5], опираясь на принцип размерного, ориентационного и химического соответствия, было предложено всё множество границ WC-WC в сплавах WC-Co подразделять на типы и введены понятия границ с полным и промежуточным несоответствием, а также с идеальным соответствием кристаллографических плоскостей граней, образующих границу. С учетом такого подхода в настоящее время развиваем феноменологию формирования карбидного скелета и разрабатываем методы выявления разных типов границ. Одним из таких методов может быть избирательное травление границ разных типов. Такое травление необходимо осуществлять реактивом, который по-разному растравливает

границы разных типов и при этом слабо действует на объемную часть зерна. В качестве таких реактивов можно использовать химические реагенты, расплавы металлов и легированных сплавов.

Под микроскопом граница зерна представляет собой сечение плоскостью шлифа поверхности разграничения соседних кристаллов. В результате различного размерного, ориентационного и химического соответствия граней, образующих границы у разных сторон зерна WC можно наблюдать границы, которые на одной стороне зерна выявляются плохо, а на другой – хорошо. Кроме того, с увеличением продолжительности травления, видимые под микроскопом границы зерен, утолщаются, вследствие уменьшения резкости из-за распространения плоскости границ зерен в третьем измерении. Авторы [6] выдвигают положение, что не травящаяся граница лежит между зёрнами с одинаковой, приближенной к идеальной, ориентацией кристаллических решеток, что хорошо согласуется с нашими предположениями в наличии разных типов границ WC-WC в твердом сплаве.

Существует множество гипотез, в которых пытаются объяснить различное состояние границ зерен. Как утверждают авторы [7], границы зерен обычно являются большеугловыми, так

как соседние зерна разориентированы на большие углы, а ширина границы и ее структура зависят от степени разориентировки соседних зерен. Для объяснения структуры большеугловых границ было предложено несколько моделей: модель аморфной прослойки, согласно которой на границе зерен находится слой атомов, не имеющий кристаллическую структуру (наиболее близкой к этой модели является модель Мотта); модель переходной решетки - на границе имеется слой, в котором атомы занимают положение, являющееся переходным от одного зерна к другому; островковая модель - граница имеет вид участков, на которых наблюдается полное сопряжение решеток соседних зерен и областей «плохого» сопряжения. Позднее эта модель была усовершенствована и названа моделью совпадающих узлов Кронберга-Вильсона [7]. Концепция, на которой основана эта модель, состоит в том, что если два зерна, разориентированные по отношению к общим для обоих зерен кристаллографическим осям поворота, образуют границу, то часть атомов этих зерен может оказаться на общей «сверхрешетке», так называемой решетке совпадающих узлов. Кроме того, по теории Таммана [6], ширина границ зерен зависит от степени чистоты материала. Границы зерен - это продукт (промежуточное вещество), который в виде пленки окружает растущий при затвердевании кристалл до столкновения с растущим соседним кристаллом. Этот промежуточный продукт как загрязненная масса при выявлении границ зерен растворяется реактивом значительно более интенсивно, чем объем зерна. Вследствие этого границы зерен расширяются. В твердых сплавах эффект загрязнения границ WC-WC примесями, также может наблюдаться, так как при их изготовлении используют вещества технической чистоты.

Кроме того, как показано в работах [1-3] на некоторых границах присутствуют атомы кобальта. Это еще больше усложняет идентификацию конкретных границ WC-WC и подтверждает необходимость разделения границ зерен на типы по степени их травимости.

Из указанных выше способов наиболее просто реализовать метод травления шлифа химическими реактивами. В связи с этим данное исследование было направлено также на установление эффективности применения метода травления для выявления границ WC-WC разных типов стандартным реактивом, используемым для выявления структуры твердых сплавов.

Основной материал

Для исследования структуры твердых сплавов обычно применяют два реактива: реактив Мураками (с целью выявления границ зерен WC-WC) и хлорное железо (с целью определения ширины прослойки связующей фазы). При травлении поверхность шлифа избирательно растворяется или окрашивается тонким слоем продуктов травления. В результате травления структура становится видимой. При этом

отражательная способность шлифа испытывает изменения. Возникает рельеф, который состоит из выступающих фаз. Характерная поверхность твердого сплава, представлена на рис. 2.

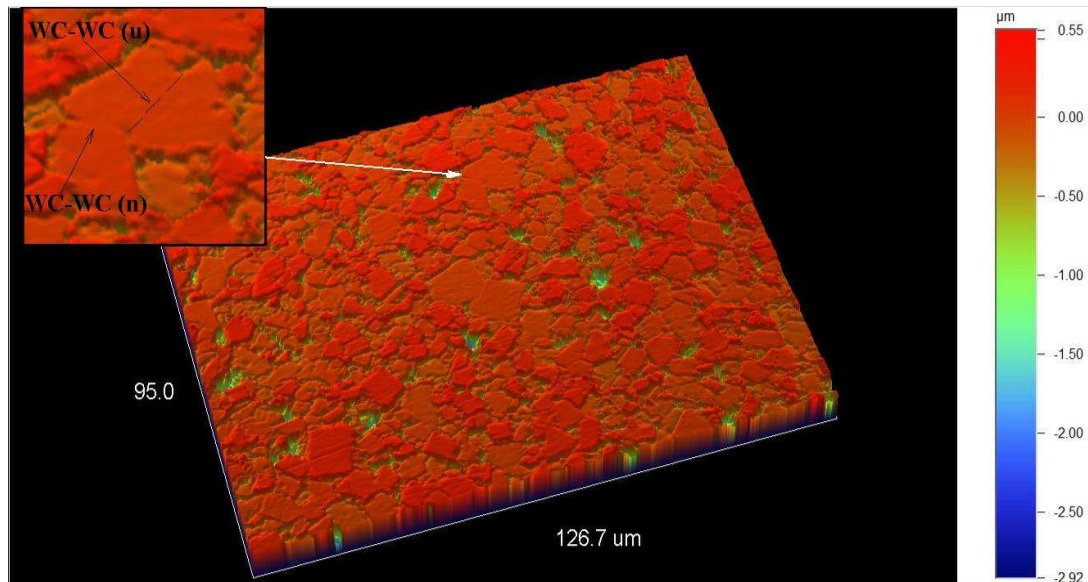
Из рис. 2 видно, что зерна WC на шлифе твердого сплава имеют разную высоту. В сплаве BK10KC высота карбидных зерен после полирования и последующего травления отклоняется от условного уровня поверхности до 0,5 мкм. При формировании изображения таких зерен, в оптическом микроскопе углы отражения света будут разными и это зависит не только от границ зерен, но и от высоты контактирующих зерен. При этом, в структуре присутствуют невыпуклые зерна, контакты между составными частями которых травлением не проявляются (указаны штрихами на рис. 2 (а)). Полученная профилограмма указывает на то, что высота составляющих частей зерен, которые контактируют, одинаковая. Причем это видно даже при увеличении 500. Их природу объяснить сложно, нужны более точные исследования, но это свидетельствует о том, что в структуре твердых сплавов существуют контакты, которые не выявляются в оптический микроскоп. На рис. 2 (б) представлена двумерная модель поверхности твердого сплава, на которой также указанная штрихом на рис. 2 (а) граница не проявилась. Поэтому с большой достоверностью можно принять, что этот контакт имеет идеальное размерное, химическое и ориентационное соответствие кристаллических решеток.

Посредством оптической металлографии удалось косвенно установить влияние продолжительности воздействия реактива Мураками на формирование изображения границ зерен WC-WC [тезисы морское 2012]. С увеличением времени воздействия реактива Мураками в ряде случаев происходит уширение контактной поверхности (от 0,3 до 0,8 мкм) (рис. 2 (а), граница WC-WC (н)), что приводит к выпадению отдельных карбидных зерен не связанных между собой и уменьшению размера карбидного зерна. Также границы имеют практически полное несоответствие контактирующих граней. В структуре можно четко установить наличие границ, которые слабо травятся (рис. 2 (а), граница WC-WC (н)).

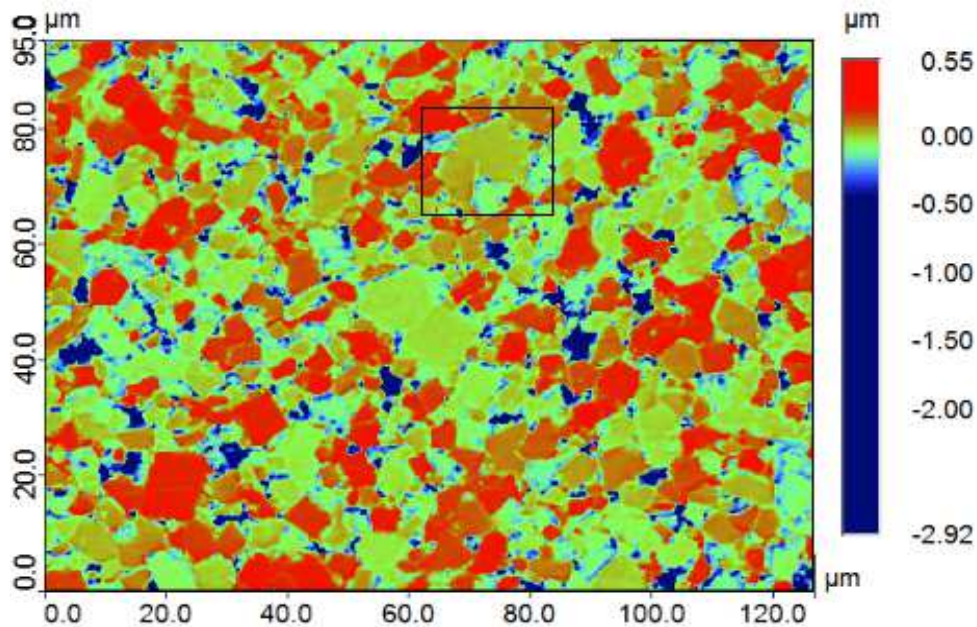
Мы предлагаем при идентификации полученных микроструктур учитывать все типы границ, с целью определения соотношения границ зерен разных типов и физико-механические свойства, а также эксплуатационную стойкость твердых сплавов.

С целью проверки возможности применения такого подхода была проведенная работа по определению влияния легирования твердого сплава WC- 8 % Co карбидами VC, TaC, Cr₃C₂ (содержание добавки в сплаве 0,15 % по массе) на формирование в нем границ WC-WC разного типа.

Смеси были получены путем мокрого размола в шаровой мельнице. Спекание образцов провели при температуре 1450 °C в среде водорода. Полученные образцы исследовались по стандартным методикам технического



а



б

а – трехмерный вид; б – двумерный вид

Рисунок 2 – Поверхность образца из спеченного твердого сплава ВК10КС, после травления реактивом Мураками на протяжении 4 мин. Изображения получены на оптическом 3D профилометре

контроля качества материалов. Их микроструктура изучалась с помощью оптического микроскопа МИМ 10. Стереометрические параметры микроструктуры определялись по методике представленной в [8]. Где было установлено, что легирующие добавки существенно влияют на структуру твердого сплава ВК8. Изменяется размер зерна, увеличивается удельная площадь границ WC-WC и WC-Co, существенно изменяется смежность карбидных зерен в сплаве. Зависимость распределения коэффициента смежности общего для сплава, а также отдельных типов контактов WC-WC в зависимости от вида легирующей добавки приведена на рис. 3.

Как видно из рис. 3 коэффициенты смежности карбидных зерен, которые образуют контакты с промежуточным или идеальным ориентационным, химическим и размерным соответствием кристаллических решеток с введением в твердый сплав ВК8 легирующих добавок практически не изменяются. Т.е. контакты с таким соответствием кристаллической решетки контактирующих плоскостей стабильные. Существенно изменяются лишь коэффициенты смежности карбидных зерен с полным несоответствием кристаллических решеток. Каждая отдельная легирующая добавка влияет по разному на их количество. Наиболее сильно влияет добавка Cr_3C_2 .

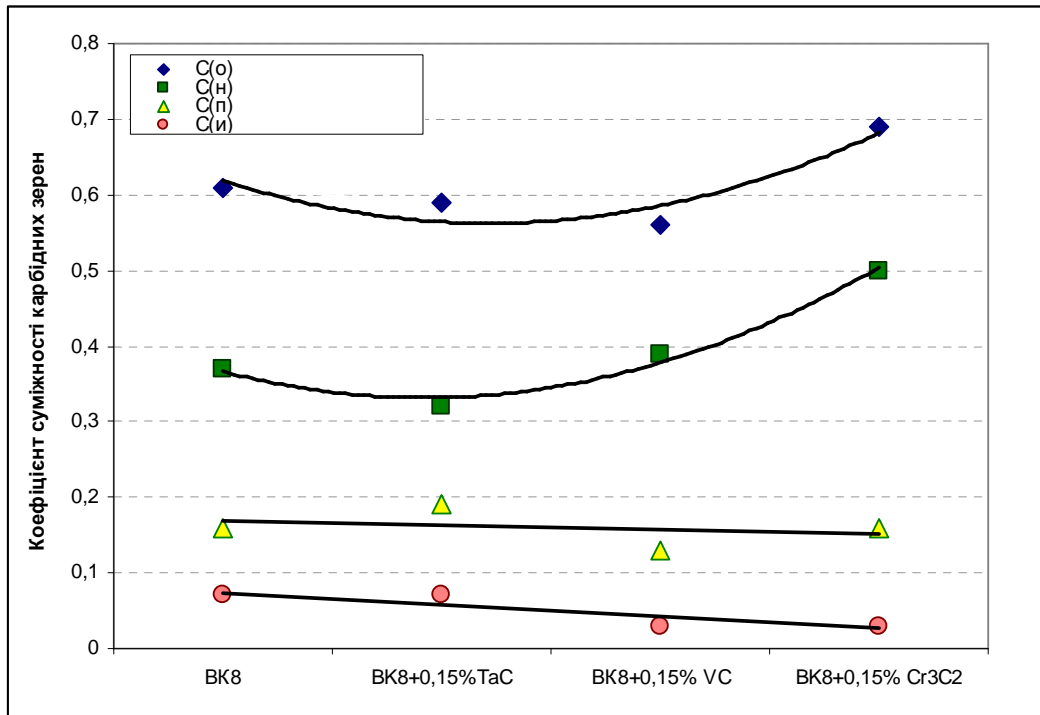


Рисунок 3 – Розподілення коефіцієнтів суміжності для окремих типів контактів WC-WC в легированих спечених твердих сплавах

В роботі були визначені фізико-механічні характеристики легированих твердих сплавів, а також проведені експлуатаційні випробування матриць АД (матриці для апаратів високого тиску типу наковалля з лунками), виготовлених із твердих сплавів, легированих різними добавками. Результати вимірювання фізико-механічних властивостей та визначення експлуатаційних характеристик були порівняні з результатами металграфічного аналізу та розрахованими стереометричними характеристиками (рис. 4).

Отримані експлуатаційні характеристики при випробуванні матриць із досліджуваних марок твердих сплавів (довговічність по кількості навантажень на матрицю) мають обернену залежність з отриманими показателями суміжності твердих сплавів. Максимальну стійкість мають матриці з мінімальним для даного набору сплавів суміжністю карбідних зерен. А так як суміжність в загальному випадку описується кількістю меж з повним несоответствием кристаллической решетки контактирующих плоскостей, то можна зробити висновок про те, що з зменшенням в твердому сплаві BK8 кількості таких контактів, довговічність сплаву при циклічній навантаженні зростає.

Висновки

В результаті виконання роботи встановлено, що при введенні легируючих добавок відбувається зміна співвідношення кількості типів контактів та їхньої площі в сплавах порівняно зі стандартним сплавом BK8. Удельна кількість контактів WC-Co

при легированні збільшується в середньому на 30%. Удельні площі контактів WC-WC при легированні також суттєво збільшуються. Легировання карбідами Cr_3C_2 призводить до найбільш значущого (до 75%) збільшення кількості контактів WC-WC за рахунок збільшення контактів з повним несоответствием кристаллических решіток контактирующих плоскостей.

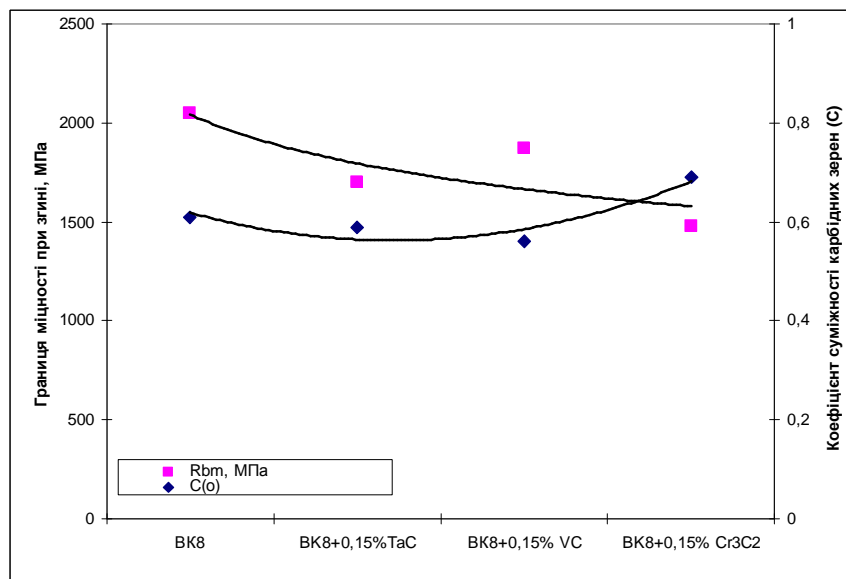
В результаті виконання роботи, опираючись на принцип розмірного, орієнтаційного та хімічного відповідності кристаллографічних плоскостей соприкасающихся граней, було запропоновано всі множини меж WC-WC в твердих сплавах WC-Co розділяти на 3 типи та введені наступні поняття:

- межі з повним несоответствием кристаллографічних плоскостей соприкасающихся граней, образующих границу;
- межі з проміжним несоответствием кристаллографічних плоскостей соприкасающихся граней, образующих границу;
- межі з ідеальним відповідністю кристаллографічних плоскостей соприкасающихся граней, образующих границу.

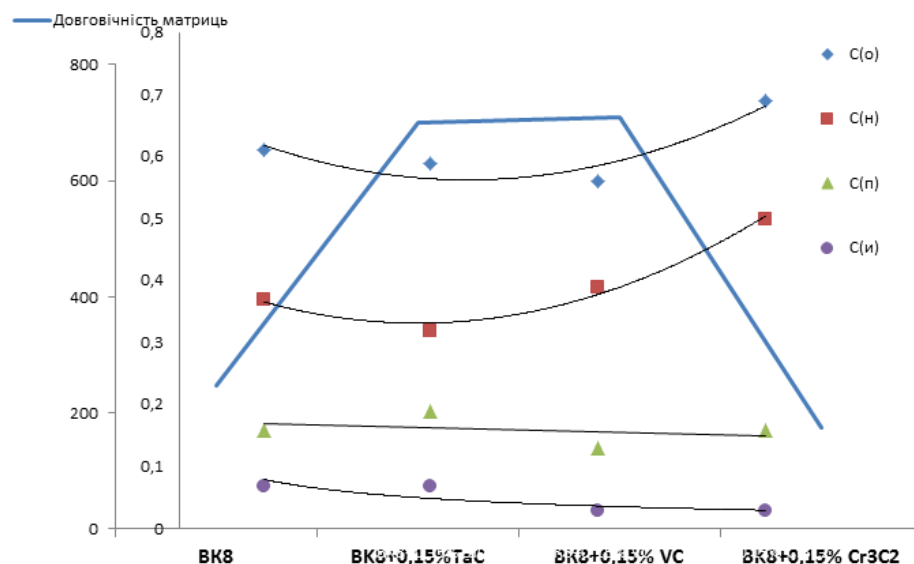
Метод кількісної оптичної металграфії дозволяє косвенно встановити вплив типів контактів WC-WC, які містяться в структурі твердих сплавів, на фізико-механічні та експлуатаційні властивості твердих сплавів. Встановлено, що різке збільшення кількості контактів WC-WC з повним несоответствием кристаллических решіток контактирующих кристаллів за рахунок легировання карбідом хрому Cr_3C_2 призводить до різкого зменшення експлуатаційної стійкості матриць АД.



а)



б)



в)

Рисунок 4 – Результаты измерения границы прочности при изгибе (а, б) и определения эксплуатационных характеристик (в) в сопоставлении со средним размером зерна в сплавах (а) и рассчитанным общим коэффициентом смежности сплавов (б, в) и коэффициентом смежности контактов с полным несоответствием кристаллических решеток

Установлено, что изделия из твердого сплава WC- 8 % Co с легирующими добавками VC и TaC (матрицы для аппаратов высокого давления типа наковальня с лунками) долговечнее по сравнению с изделиями из обычного твердого сплава WC- 8 % Co в 2,8 раза, а сплава, легированного Cr₃C₂, меньше обычного твердого сплава WC- 8 % Co в 1,4 раза.

Исследования, проведенные в процессе работы, позволяют создавать твердый сплав с более высокими эксплуатационными свойствами. Это может существенно повлиять на некоторую технику нефтегазовой промышленности, повышая их срок действия. Особенно интересными будут повышенная прочность материалов для использования в качестве твердых элементов в лопатках для лопастных долот, которые являются основным компонентом специальных инструментов для бурения нефтеносных и газовых скважин.

Литература

1 Бондаренко В. П. Начала феноменологии процесса формирования карбидного скелета в спеченных твердых сплавах системы WC-Co. Сообщение 1 / В. П. Бондаренко, М. О. Юрчук, Н. М. Прокопив и др. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины. – Киев, 2009. – Вып.11. – С. 375–381.

2 Бондаренко В. П. Начала феноменологии процесса формирования карбидного скелета в спеченных твердых сплавах системы WC-Co. Сообщение 2 / В. П. Бондаренко, М. О. Юрчук, Н. М. Прокопив и др. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины. – Киев, 2009. – Вып.11. – С. 381–384.

3 Бондаренко В. П. Начала феноменологии процесса формирования карбидного скелета в спеченных твердых сплавах системы WC-Co. Сообщение 3 / В. П. Бондаренко, М. О. Юрчук, Н. М. Прокопив и др. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины. – Киев, 2009. – Вып.12. – С. 384–389.

4 Бондаренко В.П. О перспективах управления состоянием межкарбидных границ в твердых сплавах WC-Co / Бондаренко В.П., Новиков Н.В., Гнатенко И.А. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины. – К., 2010. – Вып. 13. – С.381–393.

5 Бондаренко В.П. Перспективы управления процессом формирования карбидного скелета в спеченных твердых сплавах системы WC-Co / Бондаренко В.П., Гнатенко И.А. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. ИСМ

им. В.Н. Бакуля НАН Украины. – Киев, 2011. – Вып. 14. – С. 423–437.

6 Беккерт М. Способы металлографического травления. Справочник / М. Беккерт, Х. Клем. – М.: Металлургия, 1988. – 400 с.

7 Ильченко Г.И. Основы металлографии и пластической деформации стали / Г.И. Ильченко, С.И. Губенко. – К.: Донецк: Вища шк. Головное из-во, 1987. – 240 с.

8 Бондаренко В. П. Удосконалений спосіб кількісної оцінки структури твердих сплавів / В. П. Бондаренко, І. О. Гнатенко, Л. М. Обушна / Тези доп. п'ятої конференції молодих вчених та спеціалістів «Надтверді, композиційні матеріали та покриття: отримання, властивості, застосування», 23-27 травня 2011р., с. Морське. – К.: ІНМ ім. В. М. Бакуля НАН України, 2011. – С. 13–17.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
15.05.17*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Пилипченком О.В.
(ТзОВ МНВЦ «Епсілон ЛТД»,
м. Івано-Франківськ)*

ТЕХНОЛОГІЯ ТЕРМОХІМІЧНОГО ОБРОБЛЕННЯ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТІВ У НАФТОВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИНАХ

Я.Б. Тарко

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,
e-mail: jart_b@ukr.net

Розроблено технологію термохімічного оброблення приви́бійної зони пласта в нафтовидобувних свердловинах. Запропоновано використовувати для розплавлення органічного кольматанта екзотермічні реакції між новими реагентами. Наведено результати термохімічних розрахунків теплових ефектів реакцій і підвищення температури реакційного середовища і продуктивного пласта.

Ключові слова: нафта, свердловина, приви́бійна зона пласта, кольматация, парафін, екзотермічна реакція, термохімічне оброблення, солі гідроксиламіну, нітрити лужних металів.

Разработано технологию термохимической обработки призабойной зоны пласта в нефтедобывающих скважинах. Предложено использовать для расплавления органического кольматанта экзотермические реакции между новыми реагентами. Приведены результаты термохимических расчетов тепловых эффектов реакций и повышения температуры реакционной среды и продуктивного пласта.

Ключовые слова: нефть, скважина, призабойная зона пласта, кольматация, парафин, экзотермическая реакция, термохимическая обработка, соли гидроксилламина, нитриты щелочных металлов.

The technology of thermochemical treatment of the bottomhole formation zone in oil operation wells was developed. For melting of the organic colmatant has been offered to use exothermic reactions between new reagents. The results of thermochemical calculations of reactions thermal effects and increase of reactionary environment temperature and productive layer temperature have been resulted.

Key words: oil, well, bottomhole formation zone, colmatation, paraffin, exothermic reaction, thermochemical treatment, hydroxylamine salts, alkaline metal nitrites.

Актуальність проблеми. Нафтогазові родовища України в своїй більшості знаходяться в завершальній стадії розробки, яка характеризується виснаженістю покладів, що визначає низьку продуктивність свердловин та невисоку ефективність реалізації різноманітних заходів, направлених на стабілізацію та покращення стану нафтогазовидобування.

Дослідження свердловин свідчать, що однією з основних причин зниження дебітів нафти і газу свердловин є кольматация фільтраційних каналів в продуктивних пластах. Зниження продуктивності пластів відбувається внаслідок проявлення багатьох різноманітних процесів і цей негативний вплив проявляється вже на стадії первинного розкриття пластів бурінням в результаті циркуляції бурового розчину та проникнення фільтрату в поровий простір і посилюється надалі в процесі експлуатації свердловин.

Особливо негативно впливає на погіршення фільтраційних властивостей порід-колекторів зниження пластової температури. У зоні пласта, в якій температура знижується нижче температури насичення нафти парафіном, утворення твердої фази високомолекулярних вуглеводнів з розмірами кристалів співрозмірних з діаметром порових каналів призводить до механічного закупорення фільтраційних каналів парафіном.

Процеси утворення органічного кольматанту особливо інтенсивно проходять у приви́бійній зоні, де мають місце найбільш значні зміни градієнтів тиску, в результаті чого через дроселювання вільного нафтового газу, кіль-

кість якого зі зниженням тиску різко зростає, відбувається значне охолодження пласта. За даними В.С. Бойка, Г.Д. Савенкова та В.М. Дорошенка кристалізація парафіну починається при депресіях 2 МПа і газових факторах $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ [1]. Такі величини цих параметрів характерні для більшості свердловин, а по багатьох з них і значно вищі. Промислові та лабораторні дослідження виконані на Битківському родовищі показали, що вже при створенні депресій тиску порядку 6-10 МПа газові фактори досягають $500-1500 \text{ м}^3/\text{м}^3$, що знижує пластову температуру на $10-20 \text{ }^\circ\text{C}$. За незначних депресій тиску радіус зони кристалізації парафіну та закупорення порового середовища досягає 1,7 м, а при високих – до 30 і більше метрів. Для низки родовищ Прикарпаття цей радіус може досягати 40-250 м [1, 7].

Температура приви́бійної зони знижується і внаслідок промивання вибою водою та закачування в пласт різноманітних технологічних рідин під час проведення поточних і капітальних ремонтів свердловин та робіт з інтенсифікації припливу нафти і газу.

У зоні меншого зниження пластової температури відбувається суттєве підвищення в'язкості нафти, аж до набуття нею в умовах низки родовищ неньютонівських та в'язкопластичних властивостей. Виконані нами експериментальні дослідження нафти горизонту В-17 Бугреватівського родовища свідчать, що при зниженні температури з 98 до $77 \text{ }^\circ\text{C}$ динамічна в'язкість зростає з 4,9 до 11,08 мПа·с, при $50 \text{ }^\circ\text{C}$ становить 26,6 мПа·с [2].

Зменшенню проникності продуктивних пластів сприяє і адсорбція на поверхні фільтраційних каналів полярних компонентів нафти – смол та асфальтенів, а також попадання у привибійну зону твердої фази у вигляді механічних домішок технологічних рідин, продуктів руйнування пласта та корозії свердловинного обладнання. Проявлення вказаних чинників в комплексі призводить до утворення стійких агрегатів, які закупорюють фільтраційні канали і створюють значний гідродинамічний опір рухові пластового флюїду.

Ефективним методом відновлення проникності пластів в таких умовах є проведення теплового впливу на привибійну зону, призначенням якого є підвищити температуру вище температури плавлення кристалізованого парафіну [1-7]. Одним з напрямків розвитку теплових методів є закачування у привибійну зону хімічних реагентів і здійснення безпосередньо в пласті екзотермічних реакцій, що приводить до нагріву, розм'якшення та розплавлення органічних кольматантів і полегшення їх виносу з пласта.

Огляд відомих досліджень та виділення невирішених проблем

Експериментальні дослідження показують, що продукти кольматції утворюють стійкі агрегати, які за рахунок міцно утримуються в поровому просторі та фільтраційних каналах.

Одними з перших технічних рішень, основаних на використанні екзотермічних реакцій був спосіб, запатентований М.А. Гейманом та А.Д. Столяровим, в якому у якості джерела тепла використовується магній, що знаходиться у доломітах та доломітизованих вапняках при його реагуванні з 20% розчином соляної кислоти у присутності розчинів аміаку і хлористого амонію, причому роль останнього полягала у підтриманні в розчиненому стані гідрату окису магнію.

Наступний етап удосконалення термохімічних і термокислотних технологій пов'язаний з використанням спеціальних вибійних контейнерів, в яких відбувається екзотермічна реакція між прутковим магнієм та соляною кислотою [2, 3]. В результаті взаємодії вказаних реагентів виділяється 460,1 кДж/г-моль тепла або 18,9 МДж на 1 кг магнію.

Ці технології були широко впроваджені в свердловинах родовищ Білорусії, Башкірії, Татарії, Азербайджану (Ю.А. Балакіров, В.С. Кріль, Б.Г. Логинов, Л.Г. Мальшев, Ш.С. Гарифуллін, Я.А., Мустаев, И.И Мавлютова, Н.Д. Мамедов, Т.И. Салимов, А.Б. Сулейманов та ін.).

Необхідно зазначити, що виділення значної кількості тепла відбувається і під час проведення реакцій між іншими реагентами. Наприклад, розрахунки екзотермічного ефекту свідчать, що кількість тепла, яке виділяється під час реакції соляної кислоти з алюмінієм більша, ніж у вищевказаній реакції соляної кислоти з магнієм. Тепловий ефект цієї реакції складає 527,18 кДж/г-моль або 19,54 МДж на 1 кг алюмінію за умови його повного реагуван-

ня у соляній кислоті. Однак після повної нейтралізації кислоти хлористий алюміній, на відміну від хлористого магнію, не утримується у розчині і випадає в осад у вигляді об'ємистої маси гідрату окису алюмінію. Навіть невеликі домішки алюмінію приводять до осадоутворення та закупорювання пор пласта, тому не рекомендується застосовувати навіть сплавів магнію та алюмінію, в яких магній складає 90-96%.

Аналогічний недолік властивий і реакція негашеного вапна та карбиду кальцію з соляною кислотою з екзотермічним ефектом відповідно 184,1 та 242,67 кДж/г-моль тепла, при протіканні яких через набухання та неповноту реакції спостерігається утворення пробок у реакційних контейнерах і на вибої свердловин. Реакції з соляною кислотою твердого їдкого натрію та їдкого калію не мають цього недоліку, однак в них ще менший екзотермічний ефект.

У випадку взаємодії магнію з соляною кислотою у відповідності до стехіометричних коефіцієнтів реакції, температура утвореного розчину зростає більш як на 300 °С. Однак більшість дослідників рекомендують використовувати 15% соляну кислоту з розрахунку в середньому 80 л на 1 кг магнію, при цьому температура розчину збільшується на 75 °С, а концентрація кислоти знизиться до 11,4%, що задовольняє умові реакції з карбонатами продуктивного пласта.

З освоєнням хімічною промисловістю виробництва гранульованого і порошкового магнію термохімічні технології набули значного удосконалення, суть яких в тому, що дрібнодисперсний магній вводять у пласт в процесі гідророзриву з наступним закачуванням солянокислотного розчину. Цій технології притаманний комплексний вплив на привибійну зону пласта, а відновленню та збільшенню проникності сприяють одночасно три чинники: гідророзрив пласта, теплова та кислотна дія. Вказана технологія внутрішньопластового оброблення пласта в різних варіантах була широко впроваджена на родовищах України та низки інших країн (Ф.С. Абдулін, В.С. Бойко, В.М. Дорошенко, А.У. Бикбулатов, І.М. Джамалов, Н.Д. Мамедов, Т.И. Салимов та ін.).

Наступним важливим етапом розвитку термохімічних методів є розробка технологій з використанням рідких реагентів (В.С. Алексєєв, О.О. Акульшин, В.В. Бантуш, В.Т. Гребенников, Ю.О. Зарубін, І.Г. Зезекало, В.М. Світлицький, К.Г.Щербина та ін.). Перевагою цих технологій є відсутність необхідності проведення гідророзриву пласта, що значно спрощує реалізацію технології, а також можливість нагрівання не тільки простору навколо тріщин пласта, а й теплової дії по всій матриці породи. В цю групу способів входять як такі, що використовують паливно-окиснювальні суміші (ПОС) та гідрореагуючі склади (ГРС), в котрих баротермохімічний вплив доводиться до стадії вибуху та внутріпластового горіння, так і інші технології, в яких реагування проходить відносно повільно, без надмірних тисків та температури, що дає більше можливостей для регулю-

Таблиця 1 – Характеристики нітриту натрію за ГОСТ 19906-74

№ з/п	Найменування показника	Норма		
		Вищий сорт	1 сорт	2 сорт
1	Масова частка нітриту натрію, % не менше	99,0	98,5	97,0
2	Масова частка нітрату натрію, % не більше	0,8	1,0	-
3	Масова частка хлористого натрію, % не більше	0,10	0,17	-
4	Масова частка нерозчинного у воді прокаленого залишку, % не менше	0,03	0,03	0,07
5	Масова частка води, % не менше	0,5	1,4	2,5

вання динаміки процесу та дотримання проектних параметрів обробки.

Необхідно зазначити, що практично всі вказані технології в даний час не мають широкого використання на вітчизняних родовищах через те, що способи, в яких використовують дрібнодисперсні реагенти, потребують складної і дороговартісної технології гідророзриву пласта і, крім того, в останні роки вартість реагентів, наприклад, магнію, значно зросла. Застосування низькі рідких реагентів стримує незначний екзотермічний ефект, а реагентів типу ПОС і ГРС - їх висока енергетична спроможність, що обумовлює вибухонебезпечність в певних умовах та складність у регулюванні інтенсивності дії на пласт.

Виклад основного матеріалу. Для підвищення ефективності термохімічного впливу на привибійну зону пласта нами розроблено технологію, в якій використовують солі гідроксиламіну і нітриту лужних металів. Основні фізико-хімічні характеристики даних реагентів подано нижче.

Гідроксиламін – NH_2OH , молекулярна маса 33,0298, є похідною аміаку. Ця речовина, як і аміак, здатний до реакцій приєднання і має один атом водню заміщений групою OH .

Представляє собою безбарвні кристали, $\Delta H_{298}^{\circ} = -106,7$ кДж/моль, за іншими даними $\Delta H_{298}^{\circ} = -115,1$ кДж/моль, густина 1216 кг/м³ при 10 °С. Дуже гігроскопічний, термонестійкий, при швидкому нагріванні вибухоспроможний [8]. Використовується для виробництва пластмас.

Гідроксиламін добре розчиняється у воді, реагує з кислотами з утворенням солей, більшість з яких розчинна у воді. Оскільки ступінь окиснення азоту в ньому рівна -1, то гідроксиламін проявляє як відновлювальні, так і окисні властивості, однак більш характерні перші, при цьому за дії на нього окисників виділяється N_2 або N_2O . У деяких реакціях ця речовина може виступати і як окисник, відновлюючись до NH_3 та NH_4 . Змішується з водою в будь-яких кількостях, добре розчиняється в етанолі та метанолі, у вищих спиртах та бензолі не розчиняється, в кислому середовищі – стійкий.

Гідроксиламін є нестабільний та вибухонебезпечний, тому в розробленій технології використовуються його солі. З сильними кислотами він утворює солі, які містять катіон гідроксиламонія NH_3OH^+ . Хлорид гідроксиламіну

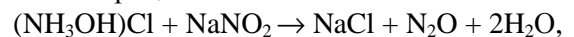
$\text{NH}_2\text{OH}\cdot\text{HCl}$ (NH_3OHCl) має густину 1670 кг/м³, $T_{\text{пл}} = 152$ °С і розчинність 94,7 г/100 г води, а сульфат $(\text{NH}_3\text{OH})_2\text{SO}_4$ – $T_{\text{пл}} = 170$ °С і розчинність – 63,7 г/100 г води. Ці солі – безбарвні кристали, добре розчиняються у воді. Хлорид та сульфат гідроксиламіну за температури меншої $T_{\text{пл}}$ повністю розпадаються. Перхлорид гідроксиламіна – $\text{NH}_3\text{OHClO}_4$ має густину 2070 кг/м³, $T_{\text{пл}} = 89$ °С, $\Delta H_{298}^{\circ} = -281,6$ кДж/моль і є окисником у ракетному паливі [8].

Нітрит натрію NaNO_2 представляє собою безбарвні або жовтуваті кристали, молекулярна маса 68,994, густина 2170 кг/м³, $\Delta H_{298}^{\circ} = -359,41$ кДж/моль. Є окисником помірної сили. Розчинність у воді становить 45,07 (22 °С) і 61,5 г/100 г води (100 °С), густини розчинів за концентрації 10, 20 і 40% відповідно – 1065, 1137 і 1293 кг/м³. Водні розчини мають лужну реакцію (рН = 9) [8].

Згідно ГОСТ 19906-74 технічний нітрит натрію випускається трьома сортами - від другого до вищого, в яких частка основного продукту коливається від 97 до 99%. Він використовується в якості інгібітора для захисту від атмосферної корозії та інших цілей в хімічній, металургійній, медичній, целюлозно-паперовій та інших галузях промисловості.

У таблиці 1 представлено деякі характеристики нітриту натрію.

В основу розробленої технології покладено екзотермічні реакції мінеральних солей гідроксиламіну (хлориди, сульфати або нітрати) і нітритів лужних металів, які здійснюють на вибої або в тріщинах пласта



$$\Delta H_{298}^{\circ} = -229,76 \text{ кДж/моль}.$$

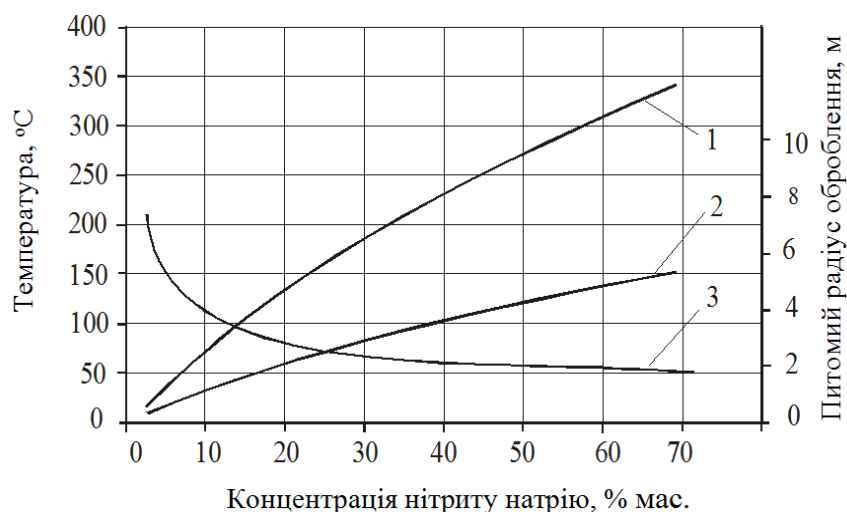
З розрахунку на 1 кг нітриту натрію за даною реакцією тепловий ефект складає 3329,9 кДж, з розрахунку на 1 кг хлориду гідроксиламіну тепловий ефект складає 3305,9 кДж. Для інших комбінацій реагентів, які пропонуються у розробленій технології теплові ефекти реакцій і питомі теплові ефекти з розрахунку на 1 кг реагенту наведено в табл. 2.

На рисунку 1 наведено результати розрахунків температури розчину та пласта і радіусу теплового впливу залежно від концентрації одного з реагентів.

Реагенти, які беруть участь в реакції на вибої свердловини або в пласті, нагнітають разом, у вигляді суспензії на нейтральній рідині (зне-

Таблиця 2 – Характеристики екзотермічних реакцій при взаємодії мінеральних солей гідроксиламіну та нітриту натрію і калію

Реагент А	Реагент Б	Співвідношення по масі, г		Тепловий ефект реакції, кДж	Кількість тепла з розрахунку на 1 кг, кДж	
		реагент А	реагент Б		реагент А	реагент Б
Хлорид гідроксиламіну	Нітрит натрію	69,5	69	229,76	3305,9	3329,9
Хлорид гідроксиламіну	Нітрит калію	69,5	85	243,26	3500,1	2861,9
Нітрат гідроксиламіну	Нітрит натрію	96	69	276,96	2885,0	4013,9
Нітрат гідроксиламіну	Нітрит калію	96	85	292,16	3043,3	3437,1
Сульфат гідроксиламіну	Нітрит натрію	262	276	855,15	3263,9	3098,4
Сульфат гідроксиламіну	Нітрит калію	262	340	908,15	3466,2	2671,0

Рисунок 1 – Залежність температури розчину (1) і пласта (2) та питомого радіусу зони оброблення (3) від зміни концентрації NaNO_2 в його реакції з $(\text{NH}_3\text{OH})\text{Cl}$

воднена нафта, конденсат тощо). У нейтральних рідинах вони не дисоціюють і, відповідно, не реагують між собою. На вибої чи в пласті переходять з нейтральної фази у водну, розчиняються в ній, дисоціюють на іони і вступають в екзотермічну реакцію.

Солі гідроксиламіну, а також нітрити натрію і калію мають високу розчинність в воді. Так, при 20°C розчинність нітриту натрію складає 82,9 г на 100 г води, розчинність нітриту калію – 306,7 г на 100 г води. З підвищенням температури розчинність реагентів ще більше зростає. Це дає змогу створювати на вибої свердловини при невеликій кількості води розчини високих концентрацій, що буде значно знижувати гідрофілізацію порід і забезпечить високі природні температур у привибійній зоні пласта.

Для повної взаємодії реагентів і забезпечення максимального теплового ефекту реагенти беруть у стехіометричному співвідношенні.

В якості рідини-носія реагентів можна використати будь яку вуглеводневу рідину, в тому числі і безводну нафту або полімерний роз-

чин. Кількість рідини-носія, яка необхідна для приготування суспензії реагентів, визначається її в'язкістю і технічними можливостями агрегатів, які використовуються для нагнітання суспензії в пласт. Концентрації реагентів у нафті встановлюють аналогічно тим, які застосовуються за рекомендацією НДІ „ТатНИПІнефть” для подачі піску під час ГРП.

Технологію застосовують у свердловині, термогідродинамічні дослідження якої показали необхідність теплового впливу на привибійну зону пласта. Кількість води, яка знаходиться в зоні пласта, визначають згідно ступеню її обводнення та промислово-геофізичними дослідженнями.

Порядок проведення робіт з використанням солі гідроксиламіну та нітриту натрію такий.

1. Розраховують кількість тепла, необхідного для нагрівання привибійної зони пласта.

2. Визначають кількість першого реагенту – солі гідроксиламіну і другого реагенту – нітриту натрію.

3. Визначають кількість води, необхідної для розчинення реагентів у пласті.

4. Визначають об'єм рідини-носія, наприклад, легкої нафти чи полімерного розчину відповідної в'язкості, необхідної для приготування суспензії при вибраній концентрації реагентів.

5. Визначають об'єм протискувальної рідини.

6. Готують на поверхні в спеціальній ємності суспензію реагентів, змішуючи в рідині-носії сіль гідроксиламіну та нітрит натрію.

7. Закачують у свердловину насосним агрегатом приготовлений об'єм суспензії.

8. При недостатній для розчинення всієї маси реагентів кількості води на вибої або в пласті, у свердловину нагнітають об'єм води, якого не вистачає.

9. Не припиняючи процес нагнітання, закачують у свердловину протискувальну рідину, вводячи реагенти в пласт.

10. Припиняють процес закачування і закривають свердловину для розчинення і взаємодії реагентів і нагріву привибійної зони пласта протягом 1,5-2 годин.

11. Проводять освоєння свердловини і пуск її в експлуатацію.

Оброблення привибійної зони пласта з застосуванням інших комбінацій реагентів проводяться аналогічним чином.

Таким чином, нова технологія термохімічного впливу на привибійну зону пласта дозволяє отримати достатній для розплавлення органічного кольматанту тепловий ефект і приріст температури в оброблючій зоні з розрахунку на одиницю маси реагентів. Значною перевагою даних технологій є те, що солі гідроксиламіну є побічними продуктами в деяких хімічних виробництвах, по суті відходами, які потрібно утилізувати і тому вони мають низьку вартість.

Необхідно зазначити, що вказані реагенти є токсичними продуктами, тому зберігати, транспортувати реагенти та здійснювати роботи у свердловинах необхідно з дотриманням правил санітарії та техніки безпеки і захисту довкілля. Особливу увагу слід приділяти нітратам лужних металів. Нітрит натрію, розпадаючись, виділяє окисли азоту і за ступенем впливу на організм відноситься до 3-го класу небезпеки. Як окисник, він сприяє samozапалюванню палив, яке може супроводжуватися вибухом. Нітрит натрію упаковують в ламіновані або поліетиленові мішки, вкладені в паперові мішки, зашиті машинним способом. Зберігають його в неопалених приміщеннях, окремо від горючих та легкозаймистих матеріалів.

Відповідних змін потребує і технологія подачі реагентів у свердловину та проведення процесу термохімічного оброблення в цілому, яка повинна відповідати всім вимогам техніки безпеки, котрі пред'являють при використанні подібних реагентів з врахуванням специфічних свердловинних умов.

Висновки

1. Розроблена технологія термохімічного впливу на привибійну зону пласта дає змогу отримати високий тепловий ефект і приріст те-

мператури в оброблючій зоні з розрахунку на одиницю маси реагентів.

2. Солі гідроксиламіну є побічними продуктами в деяких промислових хімічних виробництвах, які потрібно утилізувати, що значно здешевлює вартість оброблення пласта.

3. Областю застосування розробленої технології є, в першу чергу, родовища, нафти яких мають високу в'язкість або підвищений вміст асфальто-смолистих компонентів та високомолекулярних вуглеводнів, а в нафтовидобувних свердловинах спостерігається кольматация привибійної зони органічним кольматантом.

4. Для уточнення кінетики запропонованих реакцій та екзотермічного процесу, а також технологічних параметрів термохімічного оброблення пластів у свердловинах необхідні подальші експериментальні дослідження з моделюванням свердловинних та пластових умов.

Література

1 Видобування нафти в ускладнених умовах / Бойко В.С., Бойко Р.В., Грибовський Р.В. та ін.; за ред. проф. Бойка В.С. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2013. – 771 с.

2 Тарко Я.Б. Дослідження реологічних характеристик високов'язкої нафти Бугруватівського родовища // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 3(12). – С. 81-86.

3 Руководство по кислотным обработкам скважин / Логинов Б.Г., Малышев Л.Г., Гарифулин Ш.С. – М.: Недра, 1966. – 219 с.

4 Тарко Я.Б. Термокислотні та термохімічні обробки пласта з застосуванням реакційних контейнерів // Збірка наукових праць УкрНДІ-газу. – Харків, 2001. – Вип. XXIX. – С. 10-13.

5 Тарко Я.Б. Деякі хіміко-технологічні аспекти проведення термокислотних оброблень продуктивних пластів // Вісник Національного технічного університету України "КПІ". Серія „Гірництво”. – 2004. – С. 32-38.

6 Тарко Я.Б. Стан та перспективи термохімічних та термокислотних технологій оброблення привибійної зони пласта // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – № 1 (58). – С. 13-18.

7 Яремийчук Р.С. Повышение продуктивности скважин при освоении и эксплуатации месторождений парафинистых нефтей / Яремийчук Р.С., Светлицкий В.М., Савюк Г.П. – Киев, 1993. – 226 с.

8 Химическая энциклопедия / Под ред. И.Л. Кнунянц. Том 1. – М.: Совет. Энциклопедия, 1988. – 623 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
25.06.17

Рекомендована до друку
професором **Бойком В.С.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Акульшиним О.О.**
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)

АНАЛІЗ ТА ВДОСКОНАЛЕННЯ КОНСТРУКЦІЇ ЗВОРОТНОГО ЦЕМЕНТУВАЛЬНОГО КЛАПАНА

І.Ф. Концур, М.М. Лях, В.В. Михайлюк, І.А. Засядько

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: no@nupg.edu.ua*

Цементування обсадних колон є одним із найважливіших етапів будівництва нафтових і газових свердловин. Від якості цементування залежить як подальше проведення буріння свердловини так і її експлуатація після завершення буріння. Одним із найвідповідальніших елементів оснащення обсадних колон є зворотний клапан. У результаті аналізу існуючих конструкцій зворотних цементувальних клапанів виявлено ряд недоліків. Для пришвидшення спуску обсадних колон і підвищення якості їх цементування вдосконалено конструкцію зворотного цементувального клапана, який дозволяє автоматично заповнити буровим розчином обсадну колону при її спуску та проводити контрольну перевірку герметичності різьбових з'єднань до цементування колони.

Для прикладу в статті розглянуто запропонований зворотний клапан, який може бути використаний під час спуску експлуатаційної колони діаметром 168 мм. Розраховані перепади тиску в окремих елементах даного клапана, наведені результати теоретичних та експериментальних досліджень тиску розриву мембрани. Використавши метод кінцевих елементів, проведено імітаційне моделювання розриву мембрани.

Уточнено значення безрозмірного коефіцієнту для статичних і динамічних умов при застосуванні мембран із фрезерованими під кутом канавками.

Ключові слова: цементувальний клапан, зворотний цементувальний клапан, цементування обсадних колон, запобіжна мембрана.

Цементирование обсадных колонн является одним из важнейших этапов строительства нефтяных и газовых скважин. От качества цементирования зависит как дальнейшее проведение бурения скважины так и ее эксплуатация после завершения бурения. Одним из самых ответственных элементов оснастки обсадных колонн является обратный клапан. В результате анализа существующих конструкций обратных цементировочных клапанов выявлен ряд недостатков. Для ускорения спуска обсадных колонн и повышения качества их цементирования усовершенствована конструкция обратного цементировочного клапана, который позволяет автоматически заполнить буровым раствором обсадную колонну при ее спуске и проводить контрольную проверку герметичности резьбовых соединений до цементирования колонны.

Для примера в статье рассматривается предложенный обратный клапан, который может быть использован при спуске эксплуатационной колонны диаметром 168 мм. Рассчитаны перепады давления в отдельных элементах данного клапана, приведены результаты теоретических и экспериментальных исследований давления разрыва мембраны. С использованием метода конечных элементов проведено имитационное моделирование разрыва мембраны.

Уточнено значение безразмерного коэффициента для статических и динамических условий при применении мембран с фрезерованными под углом канавками.

Ключевые слова: цементировочный клапан, обратный цементировочный клапан, цементирование обсадных колонн, предохранительная мембрана.

Casing cementing is considered to be one of the most important stages of oil and gas well construction. Further well drilling and its exploitation after ending the drilling greatly depend on the quality of the cementing process. One of the most important elements of casing mountings is a reverse valve. Having analyzed the existing constructions of the reverse cementing valve, a range of drawbacks has been discovered. To speed up the running of casings and the quality improvement of their cementation, the construction of the reverse cementing valve has been improved, allows the filling of the casing with drill mug and conducting the monitoring of the thread connection integrity to casing cementing.

The proposed reverse valve is viewed in the article as an example, which can be used for running the casing with 168 mm in diameter. The changes of pressure in some elements of the given valve have been calculated. The results of theoretical and experimental research of the diaphragm burst pressure have been introduced. The service simulation test of the diaphragm breakoff has been conducted applying the finite-element method.

The value of nondimensional coefficient for static and dynamic conditions when applying diaphragms with angled flutings has been specified.

Key words: cementing valve, reverse cementing valve, casing cementing, safety diaphragm.

Вступ

Цементування обсадних колон є важливим етапом будівництва свердловин. Від якості всього процесу цементування залежать ефективні показники подальшого будівництва свердловини та її експлуатації. Відомо, що тампонажний розчин зберігає свою плинність дуже обмежений час. Тому приділення уваги при-

строям, які пришвидшують процес спуску обсадних колон та підвищують якість цементування, залишається актуальним.

Аналіз результатів існуючих досліджень і публікацій

Якісне цементування – це герметичність обсадної колони та ізоляція пластів один від

одного і від денної поверхні [1]. При чому про якість цементування можна говорити не раніше періоду освоєння або експлуатації свердловин [2]. Для досягнення надійної герметичності необхідно забезпечити якісну адгезію між цементним каменем, обсадною колоною і стінками свердловини.

До основних факторів, які підвищують якість тампонажних робіт, відносяться ті, які забезпечують високу адгезію цементного каменю з обсадною колоною і стовбуром свердловини при найповнішому видаленні бурового розчину тампонажним із заданими властивостями, при найменших витратах ресурсів і часу [3].

Такими факторами є:

1) термін тужавіння і затвердіння тампонажного розчину, реологічні властивості, седиментаційна стійкість;

2) співвідношення і взаємозв'язок бурових і тампонажних розчинів;

3) режим руху бурових і тампонажних розчинів у заколонному просторі;

4) об'єм тампонажного розчину, який закачується, і час його контакту із стінками свердловини;

5) ефективність розділення тампонажного, бурового розчинів і протискувальної рідини між собою;

6) використання автоматизованого контролю за проведенням процесу тампонування.

Для забезпечення якісного цементування необхідно правильно вибрати і регулювати технологічні параметри. При проведенні тампонажних робіт необхідно врахувати, що використання одного заходу викликає введення або зміну іншого.

Аналіз існуючих конструкцій зворотних цементувальних клапанів

Одним із відповідальних елементів оснащення обсадних колон є зворотний клапан, який розміщується над її башмаком і виконує такі функції:

1) полегшує обсадну колону під час її спуску у свердловину;

2) служить засобом захисту від можливих відкритих фонтанів під час спуску колон;

3) запобігає зворотному руху тампонажного розчину після завершення його циркуляції.

Сьогодні застосовують зворотні цементувальні клапани таких конструкцій:

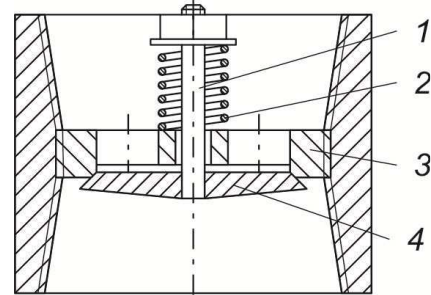
1) тарілчасті;

2) диференційні;

3) клапани ЦКО і ЦКОД;

Тарілчастий зворотний цементувальний клапан (рис. 1) відрізняється від інших простою конструкцією. Він пропускає рідину тільки в одному напрямку – із колони в затрубний простір. При спуску в свердловину обсадна колона, обладнана таким клапаном, витісняє всю рідину в затрубний простір і не забезпечується заповнення колони промивальною рідиною. Таким чином виникає необхідність доливу колон і, крім цього, обмежується швидкість її спуску.

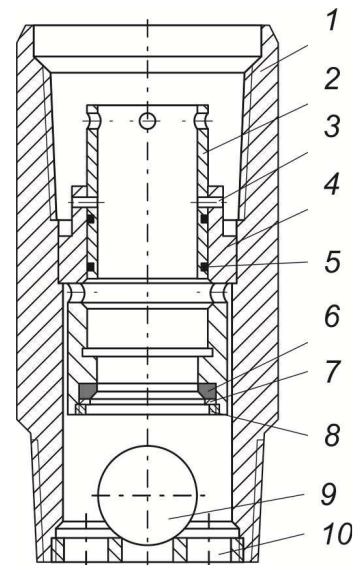
Тарілчасті зворотні клапани не забезпечують надійної герметичності.



1 – шток; 2 – пружина; 3 – сідло; 4 – тарілка

Рисунок 1 – Тарілчастий клапан

Більш досконалим є колонний диференційний зворотний клапан (рис. 2). Під час спуску колони з таким клапаном частина рідини витісняється колоною та направляється в кільцевий простір, інша частина рідини рухається через отвори в обмежувачі 10, коаксіальний та радіальний отвори у втулці 2 всередину колоні. Кулька 9 під дією тиску рідини притиснута до ущільнення 6 і перекриває центральний отвір клапана. Після закінчення спуску колон і проведення промивання збільшують подачу цементувальних агрегатів. При цьому збільшується перепад тиску на радіальних отворах втулки 2, що, в свою чергу, призводить до зрізання штифтів 3 та перекривання втулкою вхідних отворів.



1 – корпус; 2 – втулка; 3 – штифти; 4 – сідло; 5 – ущільнюючі кільця; 6 – ущільнення; 7 – шайба; 8 – гайка; 9 – кулька з карболіту; 10 – обмежувач

Рисунок 2 – Колонний диференційний клапан

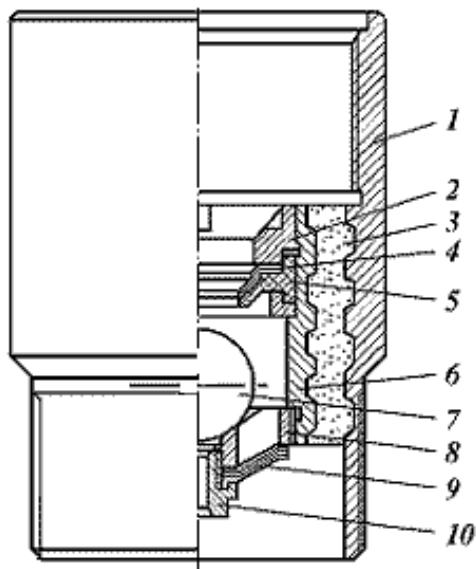
Основними недоліками конструкції цього клапана є:

1) наявність карболітової кульки, що має низьку міцність;

2) низька точність посадки кульки 9 в ущільненні 6, за рахунок чого погіршується герметичність;

3) складність конструкції та вища точність її виготовлення порівняно із тарілчастими клапанами.

Зворотні клапани ЦКОД і ЦКО (рис. 3) характеризуються підвищеною надійністю і забезпечують якісніше цементування [3].



1 – корпус; 2 – кільце натискне; 3 – цементний стакан; 4 – шайба розрізна; 5 – діафрагма; 6 – обойма; 7 – кулька; 8 – обмежувач; 9 – мембрана; 10 – дросель

Рисунок 3 – Клапан ЦКОД

Клапан встановлюється у нижній частині обсадної колони і спускається, як правило, без кульки 7. Кульковий затвір і дросель 10 змонтовані у циліндричній обоймі 6, виготовленій із алюмінієвого сплаву або сірого чавуну. Сама ж обойма фіксується у сталевому корпусі 1 через діафрагму 5, що легко розбурюється. При спуску колони периферійні отвори в обмежувачі 8 перекриті мембраною 9, а отвір в дроселі 10 відкритий. Промивальна рідина із свердловини через дросель 10 перетікає у колону і заповнює її. Під час проміжних промивань мембрана 9 відкривається вниз і відкриває периферійні отвори у обмежувачі 8, забезпечуючи вільний рух рідини. Після спуску перед завершальним промиванням у колону вкидають кульку 7, яка разом із потоком рідини проходить через отвір в натискному кільці 2, пакет розрізних шайб 4, гумову діафрагму 5 і сідає на обмежувач 8. Після цього дросельний клапан виконує функцію звичайного зворотного клапана.

Особливості конструкції клапанів типу ЦКОД дозволили:

1) зменшити висоту цементного стакана в колоні за рахунок усунення необхідності встановлення упорного стоп-кільця;

2) полегшити і прискорити розбурювання цементного стакана і обладнання низу колони;

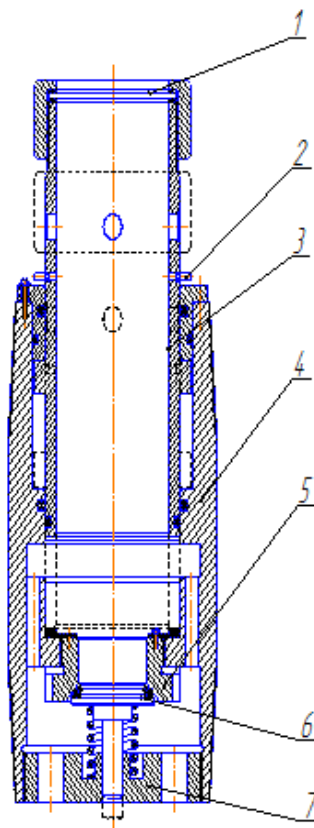
3) залишити колону на період затвердіння цементу без надлишкового тиску за рахунок підвищення герметичності клапана.

Клапан ЦКО конструктивно відрізняється від клапанів ЦКОД тільки відсутністю мембрани і дроселя. Всі інші деталі майже повністю уніфіковані. Однак їхня конструкція має недоліки. Так, для спуску кульки необхідно затратити більше часу, що приводить до збільшення вартості експлуатації бурової установки. Відповідно до технічної документації кожному типорозміру клапана ЦКОД відповідає тільки один діаметр дроселя у зворотному клапані при всьому існуючому широкому виборі їх спуску, що часто призводить до різноманітних ускладнень, наприклад, недостатнє заповнення промивною рідиною (у випадку коли отвір малий) і перелив (у випадку коли отвір великий). Крім цього, гумові мембрани на обмежувальних кільцях через низьку міцність не забезпечують надійного перекриття рідини.

Крім цього, всі розглянуті конструкції клапанів мають спільний недолік – відсутність можливості проводити контрольну перевірку герметичності різьбових з'єднань колони до її цементування, що є особливо важливим під час кріплення газових свердловин.

Викладення основного матеріалу

На основі проведеного аналізу конструкцій клапанів запропоновано зворотний клапан (рис. 4). Він встановлюється над башмаком обсадної колони і служить одночасно стоп-кільцем [5].



1 – мембрана; 2 – штифти; 3 – плаваюча втулка; 4 – корпус; 5 – сідло; 6 – тарілка; 7 – напрямна

Рисунок 4 – Запропонований зворотний клапан

Цей клапан виконує такі функції:

1) забезпечує автоматичне заповнення промивною рідиною обсадну колону під час її спуску у свердловину;

2) дає змогу проводити контрольну перевірку герметичності різьбових з'єднань колони обсадних труб перед її цементуванням;

3) дає можливість проводити процес цементування обсадної колони (пропустити цементний розчин у кільцевий простір і запобігти його зворотному руху всередину колони).

Будова і принцип дії запропонованого зворотного цементувального клапана наступні. Клапан складається з корпусу 4, що є сталевим циліндром, зовнішній діаметр якого рівний діаметру обсадної колони. В корпус встановлюється плаваюча втулка 3, яка утримується на корпусі за допомогою зрізних штифтів. Зверху на втулці розміщена мембрана 1, яка закріплена спеціальною гайкою. У корпусі за допомогою різьби кріпиться сідло клапана 5 та напрямна 7 із підпружиненою тарілкою 6, на конічній посадковій поверхні якої знаходиться ущільнювальне кільце круглого перерізу.

Під час спуску обсадної колони у свердловину промивна рідина проходячи через отвори у напрямній 7, коаксіальні отвори у корпусі 4 і радіальні отвори у втулці 3 заповнює колону. Після спуску колони на проектну глибину проводять контрольну перевірку герметичності різьбових з'єднань труб. Для цього збільшують подачу насосного агрегату, що призводить до збільшення перепаду тиску у радіальних отворах втулки 3, зрізуються штифти 2 і плаваюча втулка 3 під дією тиску рідини переміщується вниз, тим самим перекриває коаксіальні отвори у корпусі. При цьому перекриваються і радіальні отвори втулки. Стрибок тиску, що фіксується манометром цементувальної головки, буде свідчити про герметичність різьбових з'єднань колони.

Для контрольної перевірки герметичності різьбових з'єднань обсадної колони у конструкції клапана встановлена розривна мембрана 1 із двома фрезерованими під кутом канавками. Подальше збільшення тиску до заданого значення розриває мембрану 1. Після розриву мембрана втримується в місці кріплення. В подальшому проводимо кінцеве промивання свердловини, а клапан працює вже як звичайний зворотний. Цементний розчин, проходячи через центральний отвір у втулці 3, відхилює тарілку 6 і через отвори напрямної 7 потрапляє в колонний простір.

Після закінчення процесу циркуляції тампонажного розчину і припинення роботи цементувальних агрегатів тарілка 6, під дією пружини і тиску тампонажного розчину із колонного простору притискується до сідла 5, запобігаючи зворотному руху цементного розчину у колону.

Гідрравлічний розрахунок клапана проводиться із умови запобігання переливу рідини на усті при спуску колони [2]. Діаметр радіальних отворів у плаваючій втулці повинен забезпечувати необхідний перепад тиску для зрізання

штифтів. Перепад тиску в отворах клапана при промиванні і цементуванні свердловини визначається за формулою [2]:

$$P = \frac{\rho \cdot Q^2}{20 \cdot \alpha^2 \cdot f^2}, \quad (1)$$

де ρ – густина рідини;

Q – подача насосних агрегатів;

α – коефіцієнт витрат;

f – площа відповідного отвору.

Для прикладу розглянемо різні варіанти вибору кількості отворів і їх діаметрів у зворотному клапані для експлуатаційної колони діаметром 168 мм (d_1, d_2, d_3 – діаметри отворів, відповідно, у плаваючій втулці, корпусі та напрямній клапана).

I	II
$d_1 = 10$ мм, 2 отв.;	$d_1 = 10$ мм, 6 отв.;
$d_2 = 10$ мм, 4 отв.;	$d_2 = 10$ мм, 8 отв.;
$d_3 = 20$ мм, 4 отв.;	$d_3 = 20$ мм, 6 отв.;
III	IV
$d_1 = 10$ мм, 8 отв.;	$d_1 = 15$ мм, 4 отв.;
$d_2 = 10$ мм, 8 отв.;	$d_2 = 10$ мм, 8 отв.;
$d_3 = 20$ мм, 6 отв.;	$d_3 = 20$ мм, 4 отв.;

Вихідні дані:

$\rho_1 = 1250$ кг/м³ – густина промивальної рідини;

$\rho_2 = 1650$ кг/м³ – густина тампонажного розчину;

$\alpha_1 = 0,62; \alpha_2 = 0,9; \alpha_3 = 0,9$ – коефіцієнти витрат отворів;

$Q = 22$ л/с – подача насосного агрегату.

Результати перепадів тиску при промиванні свердловини зведені у табл. 1, а при цементуванні – у табл. 2.

У вдосконаленій конструкції зворотного цементувального клапана необхідно виконувати отвори за IV варіантом (що забезпечить мінімальний сумарний перепад тиску).

Дійсний сумарний перепад тиску в клапані при промиванні і цементуванні свердловини буде нижчий, за рахунок його зменшення в отворах корпусу (P_2), оскільки більша частина рідини пройде через відкритий тарілчастий клапан.

Для контрольної перевірки герметичності різьбових з'єднань колони обсадних труб в конструкції цементувального клапана передбачено мембрану, виготовлену з латуні Л63-3 ГОСТ 931-90, границя міцності якої рівна 300 МПа. За технологією проведення цементування мембрана повинна розриватися. Спочатку при лабораторних випробуваннях застосовувались різні типи запобіжних мембран: плоскі, випуклі, з широкою кільцевою канавкою, з ризками, з фрезерованими під кутом канавками. Однак враховуючи той факт, що при контрольній перевірці герметичності різьбових з'єднань колони існує ймовірність утворення зайвих пластичних деформацій мембрани, уламки від розриву якої можуть засмітити клапанний ву-

Таблиця 1 – Перепади тиску в отворах клапана при промиванні свердловини

Варіант	Перепад тиску, МПа			Сумарний, $\sum P_{\text{пр}}$
	В отворах втулки, P_1	В отворах корпусу, P_2	В отворах напрямної, P_3	
I	31,92	3,78	0,23	35,94
II	3,54	0,94	0,10	4,58
III	1,99	0,94	0,10	3,03
IV	1,58	0,94	0,23	2,75

Таблиця 2 – Перепади тиску в отворах клапана при цементуванні свердловини

Варіант	Перепад тиску, МПа			Сумарний, $\sum P_{\text{ц}}$
	В отворах втулки, P_1	В отворах корпусу, P_2	В отворах напрямної, P_3	
I	42,14	4,99	0,312	47,44
II	4,68	1,25	0,138	6,07
III	2,63	1,25	0,138	4,02
IV	2,08	1,25	0,312	3,64

зол, що призведе до зниження герметичності і надійності клапана, а тому запропоновано використовувати мембрану з двома фрезерованими під кутом канавками (рис. 5). Дані концентратори напружень дозволяють мембрані повністю розкриватися, звільняючи при цьому прохідний отвір і не засмічуючи уламками клапанний вузол.

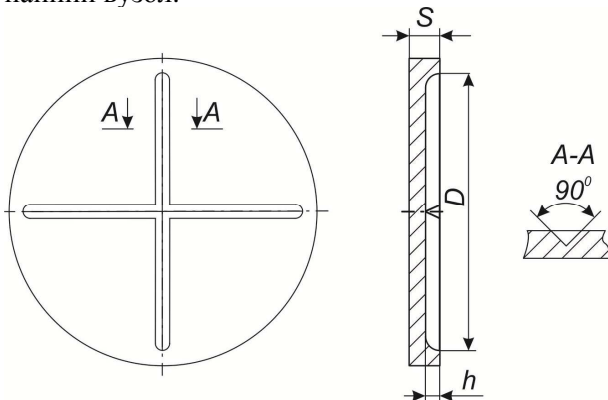


Рисунок 5 – Запобіжна мембрана

Тоді напруження розриву в мембрані будуть:

$$\sigma_p = \frac{Q_p}{F_p}, \quad (2)$$

де Q_p – зусилля розриву, Н;

F_p – площа розриву, м².

Площа розриву мембрани визначається за формулою:

$$F_p = l(\delta - h) \cdot i, \quad (3)$$

де l – довжина одного фрезерованого паза, м;

δ – товщина мембрани, м;

h – глибина паза, м;

i – число пазів.

Зусилля розриву мембрани товщиною 3 мм, з глибиною паза $h=1,8$ мм, довжиною $l=90$ мм, кількістю пазів – 2.

$$Q_p = \sigma_p \cdot F_p, \quad (4)$$

$$Q_p = 300 \cdot 10^6 \cdot 0,09 \cdot (0,003 - 0,0018) \cdot 2 = 0,0648 \cdot 10^6 = 64800 \text{ Н.}$$

Тиск, при якому розривається мембрана:

$$P = \frac{Q_p}{F}, \quad (5)$$

де F – площа, яка сприймає зусилля розриву Q_p .

$$F = \frac{\pi \cdot D^2}{4}, \quad (6)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,09^2}{4} = 6,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2,$$

де D – внутрішній діаметр плаваючої втулки, м.

Тиск, при якому розривається мембрана буде становити:

$$P = \frac{64800}{6,4 \cdot 10^{-3}} = 10,125 \text{ МПа.}$$

Наступна формула найбільш поширена і проста, що використовується для розрахунку запобіжних мембранних клапанів [4]:

$$P = \frac{k \cdot \sigma_s \cdot \delta}{D}, \quad (7)$$

де P – тиск розриву, МПа;

k – емпіричний безрозмірний коефіцієнт, приймається в межах 3,0...4,2;

σ_s – границя міцності матеріалу мембрани, МПа;

δ – вихідна товщина мембрани, $\delta=3-1,8=1,2$ мм;

D – робочий діаметр, $D = 90$ мм.

$$P = \frac{3,0 \cdot 300 \cdot 1,2}{90} = 12 \text{ МПа.}$$

Розрахунок мембрани [4] застосовуваний тільки для орієнтовного визначення розривного тиску в залежності від її товщини і діаметра.

Значення, віднайдене за формулою (5) віднімається від значення, знайденого за формулою (7) через велике значення емпіричного безрозмірного коефіцієнта.

Експериментальні випробування мембрани з фрезерованими під кутом канавками проводилися для визначення безрозмірного коефіцієнта (для статичних і динамічних умов).

$$K = \frac{P \cdot D}{\sigma_{\delta} \cdot \delta}$$

Спершу проводились експерименти для визначення мінімальної кількості повторень одного режиму, що забезпечує показник точності вимірювань 3...5% при ймовірності 0,9. Доведено, що кожен дослід необхідно повторити не менше трьох разів.

Статичні випробування мембрани проводились 3...5% водняним розчином емульсії при подачі насоса 0,5 л/с, а динамічні – технічною водою при подачі насоса 20 л/с. Тиск розриву мембрани фіксувався зразковим манометром.

Значення коефіцієнта К для статичних умов склали 1,8... 2,7, а для динамічних умов – 1,3...2,5.

Експериментальні значення безрозмірного коефіцієнта показують, що при застосуванні мембран з фрезерованими під кутом канавками необхідно враховувати також умови їх роботи (статичні чи динамічні).

На рис. 6 приведені теоретичні та експериментальні залежності тиску розриву мембрани клапана із фрезерованими канавками під кутом 90° .

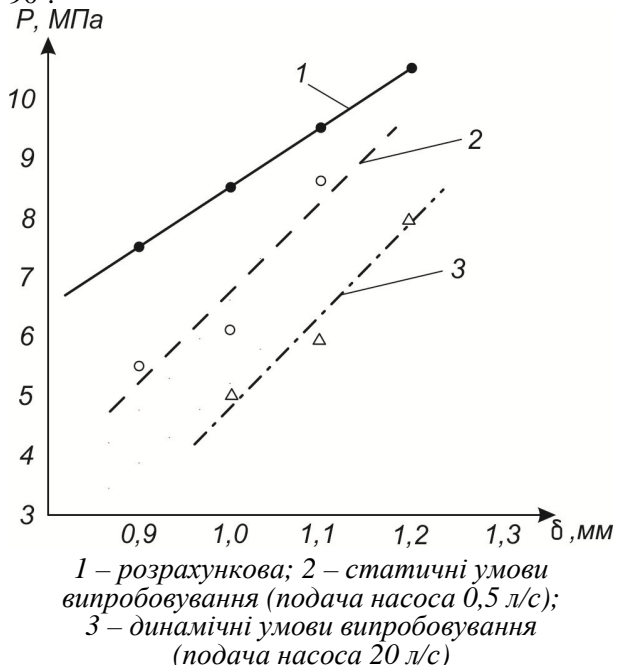


Рисунок 6 – Залежності тиску розриву мембран клапана із фрезерованими канавками під кутом 90°

Також приведено імітаційне моделювання (рис. 7) мембрани з фрезерованими під кутом канавками в програмному середовищі, в якому використовується метод кінцевих елементів.

Explicit Dynamics
Equivalent Stress
Type: Equivalent (von-Mises) Stress
Unit: MPa
Time: 9,3212e-005
14.02.2017 10:39

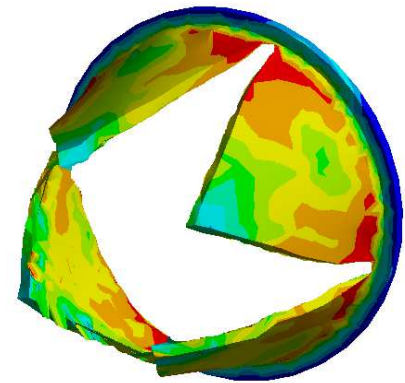
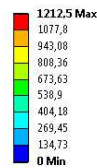


Рисунок 7 – Результати імітаційного моделювання мембрани з фрезерованими канавками під кутом 90°

Висновки

Проведені дослідження дали змогу сформулювати такі висновки:

- запропонований зворотний клапан пришвидшить спуск обсадних колон, покращить технологію проведення тампонажних робіт, підвищить якість кріплення свердловин та культуру праці робітників;

- цей зворотний клапан може використовуватись у вертикальних, горизонтальних та похилоскерованих свердловинах;

- даний зворотний цементувальний клапан забезпечить можливість проведення контрольної перевірки герметичності різьбових з'єднань колони до її цементування;

- отримані уточнені значення емпіричного безрозмірного коефіцієнта можуть використовуватись при розрахунку запобіжних мембран з фрезерованими канавками під заданим кутом.

Література

1 Лівак І.Д., Концур І.Ф., Шостаківський І.І. Основи нафтогазової справи. Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 432 с.

2 Бабаян Э.В., Черненко А.В., Мойса М.Ю. Инженерные расчеты при креплении нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: Совет. Кубань, 2012. – 384 с.

3 Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових і газових свердловин. Підручник. – Коломия, Вік, 1999. – 504 с.

4 Кондратьева Т.Ф. Предохранительные клапаны. – М: Машиностроение, 1976. – 232 с.

5 Концур І.Ф., Лях М.М., Маслій А.Я. Клапан для обсадних колон. Патент на корисну модель. UA №75505 МПК E21B 34100 Опубл. 10.12.2012. Бюлетень №23.

Стаття надійшла до редакційної колегії
23.05.17

Рекомендована до друку
професором **Карпашем М.О.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Майстренком А.Л.**
(Інститут надтвердих матеріалів
ім. В. М. Бакуля НАН України, м. Київ)

ОПТИМІЗАЦІЯ КОНСТРУКЦІЇ ОПОРИ КОВЗАННЯ ШАРОШКОВОГО ДОЛОТА З ВИКОРИСТАННЯМ КОМП'ЮТЕРНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Л.О. Борушак, А.А. Бухало, В.В. Врюкало, Т.В. Ленич

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: public@nimg.edu.ua

Проаналізовані конструкції опор шарошkových бурових доліт з підшипниками ковзання в аспекті векторів силової взаємодії шарошки з вибоєм та елементів опори між собою. В програмі SolidWorks створені 3D моделі шарошkových вузлів доліт. В додатку Simulation виконано дослідження силових взаємодій елементів опори між собою та між шарошкою і вибоєм. Проаналізовано напружено-деформований стан на контактних поверхнях підшипників ковзання і кочення. Запропоновано конструкцію опори долота з конічними твірними поверхонь ковзання і виконано аналогічні дослідження. Встановлено, що конфігурація елементів опори ковзання першочергово впливає на контактні напруження в елементах опор шарошkových доліт.

Ключові слова: опора долота, шарошка, вибій, під'ятник, напруження, контактна поверхня, підшипник, напружено-деформований стан.

Проаналізовані конструкції опор шарошечных буровых долот с подшипниками скольжения в аспекте векторов силового взаимодействия шарошки с забоем и элементов опоры между собой. В программе SolidWorks созданы 3D модели шарошечных узлов долот. В приложении Simulation выполнены исследования силовых взаимодействий элементов опоры между собой и между шарошкой и забоем. Проанализировано напряженно-деформированное состояние на контактных поверхностях подшипников скольжения и качения. Предложено конструкцию опоры долота с коническими образующими поверхностей скольжения и выполнены аналогичные исследования. Установлено, что конфигурация элементов опоры скольжения первостепенно влияет на контактные напряжения в элементах опор шарошечных долот.

Ключевые слова: опора долота, шарошка, забой, подпятник, напряжения, контактная поверхность, напружено-деформированное состояние.

The design of the rolling drill bit with sleeve bearings has been analyzed in terms of the cutter force interaction with the bottomhole and the interaction of the bearing elements with each other. 3D models of the drilling-bit bearing assemblies have been designed in SolidWorks program. By means of Simulation application the research of the force interaction of the bearing elements between each other, as well as between the bottomhole and the cutter has been performed. The strain-stress state on contact surfaces of sliding and rolling bearings has been analyzed. The bit bearing structure with conical surface of sliding has been proposed and similar research has been conducted. It has been established that the structure of the sleeve bearing elements chiefly influences on the contact stresses in the elements of the drilling-bit bearing structure.

Key words: bit bearing, cutter, bottomhole, step bearing, stress, contact surface, strain-stress state.

ВСТУП

Бурові шарошкові долота – основний інструмент для буріння глибоких свердловин в нафтовій і газовій промисловості, а також у вугільній промисловості та геологорозвідці. Застосовують їх для буріння вибухових свердловин на кар'єрах кольорової і чорної металургії, при видобуванні золота і алмазів.

Бурові шарошкові долота працюють в дуже важких умовах – при навантаженнях, що обчислюються десятками тонн, тиску – до 200 атмосфер, при частоті обертання шарошок долота – до кількох сотень обертів за хвилину. Наявність абразивного середовища призводить до швидкого зношування як породоруйнуючих зубців (сталевих армованих чи твердосплавних), так і опор шарошок.

Конструкція шарошкового долота передбачає досягнення високої точності деталей, що входять до конструкції, та їх взаємного просторового розташування. Важкі умови роботи доліт на вибої вимагають використання в їх конструкціях високоякісних і зносостійких матеріалів, а сама технологія їхнього виробництва від-

несена до особливо складної. Співвідносно до малих габаритів вартість виробів цілком співставна з вартістю сучасних автомобілів.

Протягом останніх десятиліть за кордоном і у нас в країні безперервно ведеться складна і трудомістка робота з поліпшення конструкцій доліт, їх окремих вузлів, технології виробництва, вдосконалення матеріалів, хіміко-термічної обробки, армування та ін. В останні роки, у міру вдосконалення проектування, створення нових матеріалів і технологій, все більше уваги проєктувальники приділяють оптимізації конструкцій і технологічності виготовлення доліт.

Вітчизняні та зарубіжні бурові підприємства вимагають всебічного скорочення термінів модернізації серійних або розробки нових типорозмірів бурових доліт з декількох місяців до декількох тижнів. Це додатково вимагає прискорення і поліпшення наукового підходу до оптимізації проєктування і технологічності виготовлення доліт, що сприятиме підвищенню показників буріння і виходу їх на більш високий технічний рівень.

Вузлом долота, найчутливішим до статичних і динамічних навантажень, впливу абрази-

вного середовища та наявності змащення є опора. Опори виходять з ладу в більшості випадків навіть при цілком працездатному оснащенні – фрезерованих і армованих або ж твердосплавних зубках. Руйнування поверхневих шарів деталей опор пов'язане з високим рівнем контактних напружень на їхніх поверхнях, що зумовлено малими радіусами кривизни контактуючих поверхонь і їх формою, та супроводжується сколюванням і викришуванням дрібних і великих об'ємів. Стійкість опор бурових доліт можна суттєво підвищити шляхом покращення конструкції їхніх елементів. Слід зауважити, що на сьогоднішній день вдосконалення конструкцій доліт проводиться переважно з врахуванням досвіду конструювання та експлуатаційних даних, без попереднього дослідження конструкцій з допомогою сучасних комп'ютерних технологій.

Метою даної роботи є оптимізація конструкції опори ковзання зубчастих шарошkových доліт порівняно невеликих діаметрів, що застосовуються переважно для буріння м'яких і низькообразивних порід. Для досягнення поставленої мети необхідно:

- розглянути типові конструкції опор як промислових шарошkových доліт, так і опор, конструкції яких висвітлені у патентних розробках;

- проаналізувати умови роботи елементів опори долота з точки зору силової взаємодії;

- на підставі аналізу розробити варіант конструкції опори ковзання шарошкового долота;

- виконати порівняльні дослідження напружено-деформованого стану опор шарошkových доліт застосуванням сучасних комп'ютерних технологій і на підставі отриманих результатів обґрунтувати переваги розробленої конструкції.

АНАЛІЗ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ З ТЕМИ ДОСЛІДЖЕННЯ

Характерні особливості конструкцій опор з парами ковзання

Зазвичай буріння свердловин порівняно невеликих діаметрів (до 150-200 мм) при невисоких частотах обертання інструменту виконують долотами, у яких шарошка змонтована на цапфі через опору ковзання. Основними елементами таких опор є втулки з антифрикційного матеріалу циліндричної або ступінчастої конфігурації. Замковим елементом, зазвичай, є кульковий підшипник кочення. У деяких конструкціях пари тертя ковзання доповнюють парами тертя кочення – ролик, кульки [1,4,5].

Класичним прикладом конструкції опори ковзання у шарошці є конструкція, у якій основним елементом є ступінчата втулка [7]. Остання має опорні поверхні як циліндричні (між цапфою і шарошкою), так і кільцеві торцові. Втулку пропонується фіксувати від провертання у шарошці виступами і пазами або за допомогою різьби.

У іншій конструкції опори долота [8] між цапфою і шарошкою розміщена ступінчата втулка, яка може провертатись між вказаними деталями, і верхній торець якої опирається на кульковий замковий підшипник. Окрім того, в повздовжніх пазах втулки розміщені циліндричні ролик, які контактують із зовнішньою поверхнею цапфи. Автори розробки, таким чином, прагнули частково замінити тертя ковзання тертям кочення.

Щоб покращити умови змащування контактуючих пар, автори розробки [9] пропонують виготовляти втулку з повздовжніми клиноподібними пазами на внутрішній поверхні та кільцевими проточками на внутрішній і зовнішній поверхнях втулки під ущільнюючі кільця. Але при цьому зменшується площа контакту поверхонь тертя і, відповідно, зростають контактні напруження між деталями. Крім того, кінець цапфи має замковий кульковий підшипник, а цапфа і шарошка контактують між собою безпосередньо з порівняно значним тертям.

Відома опора шарошкового долота, що містить цапфу і шарошку, закріплену на цапфі замковим підшипником у вигляді двох обойм, що контактують між собою по сферичній поверхні, внутрішня з яких закріплена на цапфі, а зовнішня - на шарошці, відрізняється від аналогів тим, що зовнішня обойма виконана з кількома осьовими каналами, в яких встановлені фіксатори з конічними напрямними, і перетинають їх радіальними каналами [1]. В каналі розміщені стопорні штифти, при цьому шарошка виконана з кільцевою розточкою на внутрішній поверхні, суміщеної з радіальними каналами верхньої обойми, а цапфа - з осьовим каналом, розташованим від осі цапфи на відстані, рівному радіусу видалення осьових каналів верхньої обойми від її осі. За задумом авторів, така конструкція повинна зменшити контактні напруження між парами тертя і, таким чином, підвищити термін служби вузла опори.

Цікавою, на наш погляд, є конструкція опори долота, що містить виконану за одне ціле з лапою цапфу, виконану з каналами для подачі мастила, і шарошку, закріплену на цапфі за допомогою підшипників ковзання у вигляді плаваючої втулки і замкового підшипника кочення (рис. 1). Особливістю запропонованої опори є те, що цапфа під підшипник ковзання виконана при основі з конічним буртом, а на протилежному кінці цапфи закріплена втулка з конічним торцем. Вершини конічних поверхонь звернені одна до одної і розташовані на осі цапфи, при цьому конічні поверхні виконані з однаковим кутом конусності, а плаваюча втулка виконана на кінцях з відповідними конічними ділянками, довжина яких становить (0,1-0,2) від довжини втулки.

Принцип роботи опори бурового долота полягає в наступному. В процесі буріння осьова складова навантаження сприймається опорними елементами шарошкового долота, а саме замковим підшипником 3 і підшипником ковзання 5. При цьому внаслідок консольності цапфи 2 спостерігається ексцентричне наванта-

ження підшипників. У першу чергу це відноситься до підшипника ковзання, який починає контактувати з цапфою 2 за значно меншою поверхнею. З метою зменшення цього шкідливого явища плаваюча втулка 5 виконується з видовженими конічними ділянками, контактуючими з відповідними конічними ділянками конічного бурта 13 і втулки 5. Завдяки виконанню протилежних конічних поверхонь 7-8 і 9-10 паралельними забезпечується постійний контакт плаваючої втулки 5 з цапфою 2 та конічних буртів втулки 6 і плаваючої втулки 5, що значно знижує питоме навантаження на підшипник ковзання. Така конструкція, на наш погляд, дозволяє суттєво зменшити контактні напруження між поверхнями в парах тертя.

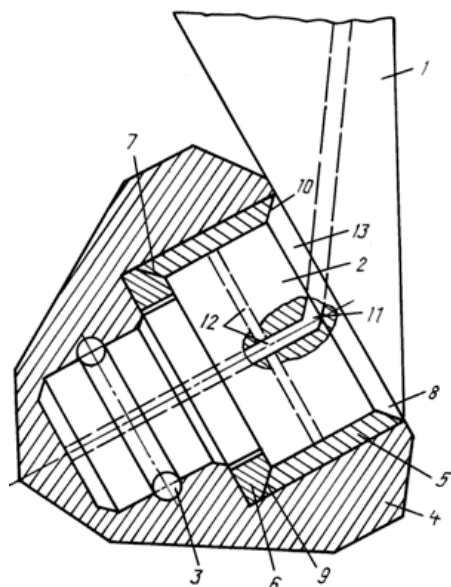


Рисунок 1 – Конструкція опори з плаваючою втулкою та конічними поверхнями тертя

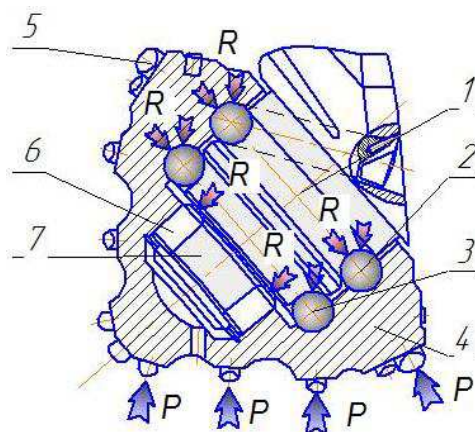
Аналіз дій силових факторів в опорах та підставі для розробки вузла опори із зменшенням тертям

Проаналізуємо силові фактори, що діють на елементи опор кочення та ковзання як стандартних доліт, що випускаються серійно, так і нових запатентованих розробок.

На рисунку 2 зображено схему дії сил на зовнішні елементи шарошки – вставні зубки – та між поверхнями і елементами опор кочення (синій колір – сили, що діють на породоруйнующе оснащення долота, рожевий – реакції на елементи опор кочення і ковзання). Зі схеми видно, що реакції між контактуючими поверхнями мають місце як по поверхнях пар кочення (циліндричні поверхні роликів та циліндрична поверхня цапфи, сферичні поверхні нижнього та верхнього рядів кульок та торові поверхні цапфи) так і по контактних поверхнях тертя (нижні торці роликів – верхній упорний торець шарошки, верхні торці роликів – нижній упорний торець цапфи).

Як свідчать результати огляду доліт, що втратили працездатність через вихід з ладу

опори, руйнування підшипників відбувається з причини високих контактних напружень. Вони мають місце через лінійний або й точковий контакти між елементами пар кочення. Суттєве зношення має місце і по поверхнях пар тертя. Особливу роль тут відіграє наявність абразивного середовища, особливо у доліт з негерметизованими або зношеними опорами. Відомо, що між двома ковзними деталями коефіцієнт тертя завжди більший, ніж при коченні і може досягати 0,35, особливо при наявності абразиву. Оскільки контактні поверхні в опорі долота, як правило, цементують і гартують, то при наявності абразиву останні викришуються, втрачають розмір та форму. Появляється великий люфт в опорі, через який втрачається працездатність долота і може бути заклинювання.



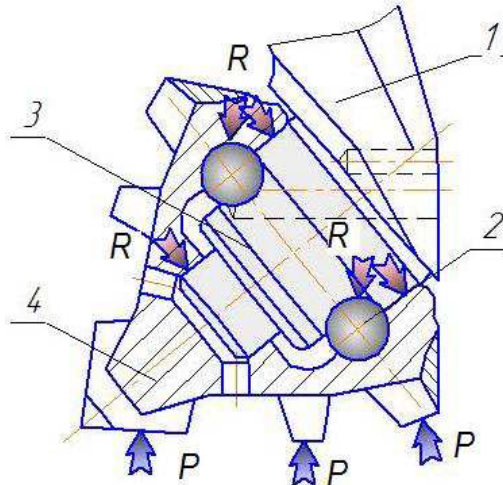
1 – цапфа, 2,3 – кулькові підшипники кочення, 4 – шарошка, 5 – твердосплавний зубок, 6 – роликівий підшипник кочення, 7 – бігова доріжка, P – сили з боку вибою, R – реакції елементів опори

Рисунок 2 – Схема дії зовнішніх сил і реакцій елементів опори кочення системи ролик-кулька-кулька

Особливо цей процес виражений в долотах для твердих і абразивних порід, які оснащені твердосплавними зубками. Внаслідок викришування або випадання зубків погіршується стабільність роботи долота, ростуть вібрації і динамічні навантаження. Це прискорює процес руйнування опорних поверхонь цапфи, шарошки, а також кульок і роликів.

На рисунку 3 зображено схему дії сил на зовнішні елементи шарошки, які руйнують породу – зуби, що розміщені поясами – та між поверхнями та елементами кулькової опори кочення та опори ковзання при вершині шарошки. Зі схеми видно, що реакції між контактуючими поверхнями мають місце як по поверхнях пар кочення (сферичні поверхні кульок та торова поверхня бігової доріжки цапфи) так і по контактних поверхнях тертя (циліндричні поверхні виточки шарошки – циліндричний поясак цапфи). Як свідчать результати огляду доліт, що втратили працездатність через вихід з ладу опори, руйнування підшипників відбувається з причини високих контактних напружень

сама в парах кочення між поверхнями кульок, шарошки і цапфи. Вони мають місце в шарошках доліт малих діаметрів (до 129 мм) для м'яких порід. Суттєве зношення має місце і по поверхнях пари тертя сталь по сталі. Особливу роль тут теж відіграє наявність абразивного середовища. З причини того, що в опорі є тільки пара центруючих поверхонь, то при інтенсивному зношуванні однієї з них різко росте навантаження на іншу поверхню, що призводить до прискореного руйнування цих поверхонь.

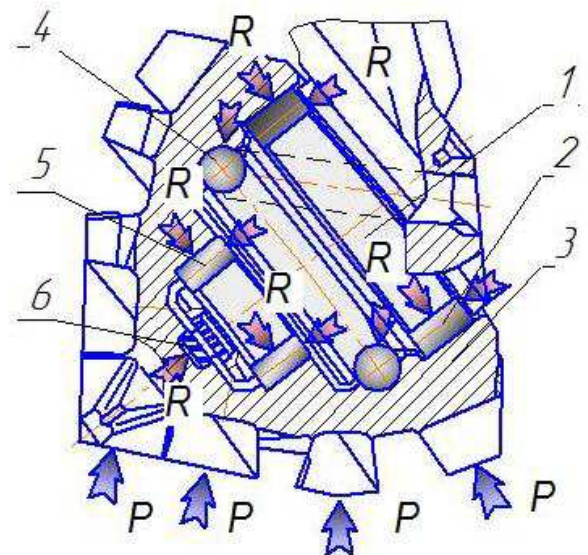


1 – лапа долота, 2 – кульковий підшипник кочення, 3 – цапфа, 4 – шарошка,
P – сили з боку вибою,
R – реакції елементів опори

Рисунок 3 – Схема дії зовнішніх сил і реакцій елементів опори кочення-ковзання системи шарошка-кулька-шарошка в долотах малих діаметрів

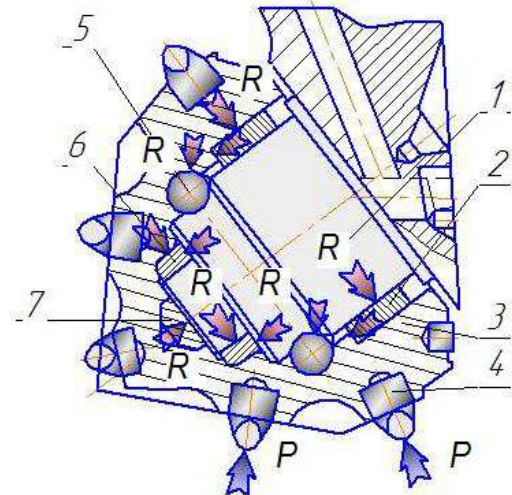
На рисунку 4 зображено схему дії сил на зовнішні елементи шарошки (фрезеровані або ж відлиті зубки) та між поверхнями та елементами опор кочення і ковзання. Зі схеми видно, що реакції між контактуючими поверхнями мають місце як по поверхнях пар кочення (циліндричні поверхні роликів та циліндричні поверхні цапфи, сферичні поверхні кульок та торова поверхня бігової доріжки цапфи), так і по контактних поверхнях тертя (нижні торці роликів – верхні упорні торці шарошки, верхні торці роликів – нижні упорні торці цапфи, а також плоскі поверхні цапфи і підп'ятника).

На рисунку 5 зображено схему дії сил на зовнішні елементи шарошки – вставні зубки з твердого сплаву – та між поверхнями та елементами опор кочення і ковзання в іншого серійного долота для твердих та абразивних порід. В основу конструкції шарошкового вузла, одним з елементів яких є втулки з антифрикційного матеріалу та підп'ятник, закладені опори ковзання. Опора кочення є, по суті, лише замковим підшипником, який не дає шарошці злетіти з цапфи. Зі схеми видно, що реакції між контактуючими поверхнями теж мають місце як по поверхнях пар кочення (сферичні поверхні кульок та торова поверхня бігової доріжки цапфи) так і по контактних поверхнях тертя



1 – цапфа, 2, 5 – роликові підшипники кочення, 3 – шарошка, 4 – кульковий замковий підшипник кочення, 6 – підп'ятник,
P – сили з боку вибою,
R – реакції елементів опори

Рисунок 4 – Схема дії зовнішніх сил і реакцій елементів опори кочення системи ролик-кулька-кулька-підп'ятник



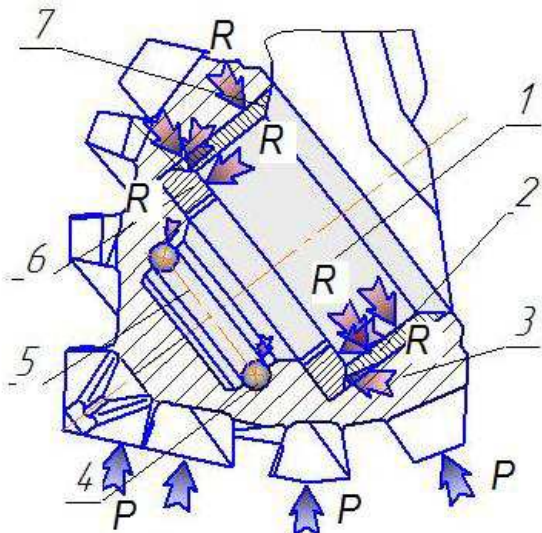
1 – цапфа, 2, 6 – втулкові підшипники ковзання, 3 – шарошка, 4 – твердосплавний зубок, 5 – кульковий замковий підшипник, 7 – підп'ятник
P – сили з боку вибою,
R – реакції елементів опори

Рисунок 5 – Схема дії зовнішніх сил і реакцій елементів опори кочення-ковзання системи втулка-кулька-втулка-підп'ятник

(кільцеві торцеві пояски цапфи, торці антифрикційних втулок і нижній торець цапфи та торець підп'ятника). Як свідчать результати огляду таких доліт, втрата їхньої працездатності стається через вихід з ладу пар тертя ковзання. Це стається через наявність як торцевого, так і циліндричного контакту в цих парах. Як і в попередніх випадках, після деякого руйнування контактуючих поверхонь збільшуються зазори у підшипниках, погіршується герметичність опор, в які попадає абразив, і це призводить до

катастрофічного зростання люфту шарошки. Це прискорює процес руйнування опорних поверхонь цапфи, шарошки, а також кульок, роликів і підп'ятника. У загальному, причинами швидкого спрацювання елементів опор є наявність у підшипниках торцевих і циліндричних контактних поверхонь ковзання невеликих розмірів і присутність в силовій схемі радіальних і осьових складових.

Зменшенню значень контактних навантажень у опорному шарошковому вузлі ковзання дещо сприяє конструкція, запропонована авторами роботи [11]. Схема дії сил в опорі зображена на рисунку 6. Навантаження, що прикладається до зубків шарошки ззовні, передається через конічні контактні поверхні торцевого кільця і циліндричної втулки, конічної опорної поверхні втулки та конічної опорної поверхні при основі цапфи та по циліндричних контактних поверхнях втулки і цапфи. Кульковий підшипник на нижньому кінці цапфи відіграє функцію замка, що запобігає осьовому взаємному переміщенню цапфи та шарошки. Але основним недоліком такої конструкції, на наш погляд, теж є наявність радіальних та осьових сил в контактних поверхнях опори, причому співвідношення цих складових не є постійним і опора теж є недолговічною.



1 – цапфа, 2 – втулковий підшипник ковзання,
3 – шарошка, 4 – кульковий замковий підшипник,
5 – бігова доріжка, 6 – торцевий підшипник ковзання,

P – сили з боку вибою,
R – реакції елементів опори

Рисунок 6 – Схема дії зовнішніх сил і реакцій елементів опори ковзання системи кулька - опорне кільце – втулка

На підставі проведеного силового аналізу можемо зробити висновок, що практично всі схеми опор як серійних, так і запропонованих нових конструкцій мають суттєвий недолік. Його суть полягає в тому, що в опорах кочення з кульками та роликами значна частка реакцій між елементами припадає на контактні поверхні тертя, а контакт між кульками або роликами та біговими доріжками цапф і шарошок прак-

тично лінійний або точковий. Через це виникають дуже сильні контактні напруження, а при наявності абразиву інтенсивність зношування поверхонь дуже велика. Окрім цього, конфігурація пар ковзання така, що осьова складова реакції торцевих поверхонь є значною і становить 20 ÷ 40% від сили, що діє на шарошку.

Відомо, що методами класичної механіки визначення рівня контактних напружень між деталями опор є процесом трудомістким і не зовсім точним. В той же час застосування комп'ютерних технологій 3D – моделювання і дослідницьких модулів, що базуються на методі скінченних елементів значно скорочують затрати часу на конструювання, дослідження спроектованих інженерних об'єктів та оптимізацію їхньої конструкції.

Таким чином, для досягнення поставленої мети потрібно виконати такі завдання:

- відібрати типові конструкції опор шарошкових доліт як з опорами кочення, так і з опорами ковзання та виконати їх твердотільні моделі в середовищі Solid Works;

- користуючись додатком Simulation, виконати віртуальне навантаження шарошкового вузла заданими силами та встановити характер розподілу і значення напружень в деталях опор доліт;

- оптимізувати конструкцію опори шарошкового долота, таким чином, щоб забезпечити мінімальні величини осьових складових реакцій в опорі шарошки та зменшення величини контактних напружень між поверхнями опор ковзання.

РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ КОНСТРУКЦІЇ ЗБАЛАНСОВАНОЇ ОПОРИ КОВЗАННЯ ДОЛОТА

Конструкція опори ковзання з конічною твірною поверхні контакту

Розглянувши конструкції опор доліт з опорами ковзання та кочення, у яких твірні поверхні контакту паралельні до осі цапфи, можна зробити висновок, що навіть у підшипниках кочення на торцевих поверхнях існує значне тертя. Причиною цього є порівняно велике значення осьової складової сил реакцій в опорі долота.

Метою нашої роботи є розробка конструкції шарошкового вузла, в якій осьова складова сил реакцій в опорі долота повинна бути мінімальною. Для цього нами запропоновано таку конструкцію опори ковзання, у якій твірна поверхні контакту цапфи та шарошки є конічною, а її твірна повинна бути рівноважною до зовнішньої поверхні шарошки, яка руйнує вибій свердловини. Конструкцію такої опори зображено на рисунку 7.

Проаналізуємо силові фактори, що діють на шарошку, та реакції елементів опори. Як видно з рис. 8, за рахунок конусності поверхні контакту цапфи і втулки майже все навантаження на опору сприймається конічною поверхнею ковзання, тоді як дотична до вказаної по-

верхні складова (вона ж є осовою силою) має мінімальне значення і виникає за рахунок нестійкості розподілу сил з боку вибою по зубчастих вінцях шарошки. Конусність поверхонь тертя встановлена такою, щоб створити мінімальне навантаження на замковий підшипник. Кульковий замковий підшипник 5 в нашому випадку служить виключно для утримання шарошки на цапфі долота

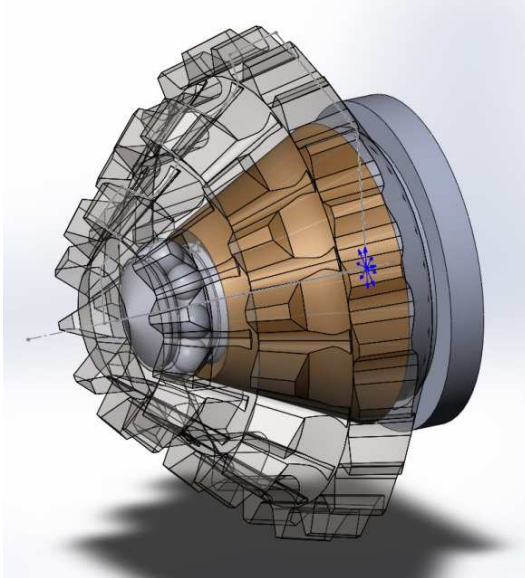
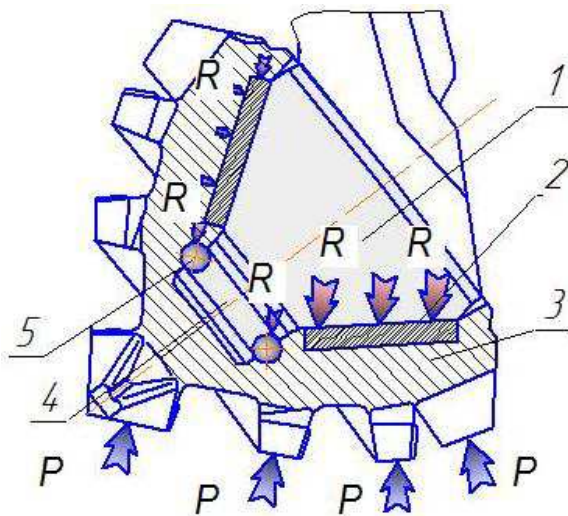


Рисунок 7 – Опора шарошкового долота з кінцевою твірною поверхню ковзання



1 – цапфа, 2 – втулковий кінцевий підшипник ковзання, 3 – шарошка, 4 – бігова доріжка, 5 – кульковий замковий підшипник,
P – сили з боку вибою,
R – реакції елементів опори

Рисунок 8 – Схема дії зовнішніх сил і реакцій елементів опори ковзання системи кінцева опорна втулка – кульковий замковий підшипник

Кут нахилу твірної підшипника ковзання вибирається таким, щоб зрівноважити сумарну реакцію з боку вибою на зуби вінців шарошки і створити мінімальне навантаження на замковий

підшипник. Для кожного різновиду долота цей кут залежатиме від нахилу осі цапфи до осі долота і розміщення зубчастих вінців на поверхні шарошки.

Порівняльні комп'ютерні дослідження напружено-деформованого стану опорних вузлів шарошкових доліт

Для перевірки доцільності практичного застосування нашої конструкції опори, були проведені комп'ютерні дослідження напружено-деформованого стану елементів шарошкового вузла. Для цього в середовищі Solid Works було створено віртуальні моделі шарошкових вузлів, компонентами яких є шарошки, цапфи та елементи підшипників – втулки, кільця, кульки. Загальний вигляд шарошкового вузла в зборі зображено на рис. 9. Для досліджень було вибрано шарошкові вузли доліт діаметром 190,5 мм із зубчастим фрезерованим оснащенням.

Порівнювались такі системи опор:

- комбінована опора ковзання і кочення з одним кульковим підшипником та двома циліндричними втулковими опорами ковзання;
- опора ковзання з циліндричним втулковим підшипником та кільцевим торцьовим упорним підшипником і кульковим замковим підшипником;
- розроблена нами опора ковзання з кінцевою опорною втулкою та замковим кульковим підшипником.

– для виконання досліджень було застосовано модуль Simulation редактора Solid Works, який базується на використанні методу скінчених елементів при обчисленнях.

Загальний алгоритм проведення наших досліджень наступний.

Першим етапом є створення віртуальної твердотільної моделі збірки з усіма присутніми компонентами та її перевірка на відсутність зазорів та взаємного проникнення компонентів (інтерференції).

Другим етапом, як правило, є призначення матеріалів усіх компонентів для досліджень. В нашому випадку для цапфи приймалась легована гартована сталь, аналог сталі 40ХН3МА, для кульок в замковому підшипнику – гартована шарикопідшипникова сталь, аналог ШХ15, для шарошки – легована конструкційна сталь, аналог сталі 20ХН3А, для втулок та опорного кільця – бронза олов'яниста.

На третьому етапі досліджень до моделі прикладають силові навантаження, що діють на елементи збірки. В нашому випадку це сила реакції вибою на зубки шарошки (розподілена по трьох вінцях), що рівна третині оптимального осового навантаження на долото – 10 кН на шарошку.

Зусилля розподілене таким чином – на першому вінці – на два зуби, на другому і третьому вінцях – по чотири зуби. Така схема ґрунтується на досвідних даних по контакту оснащення бурового долота з вибоєм при роботі по м'яких і середньо-м'яких породах.

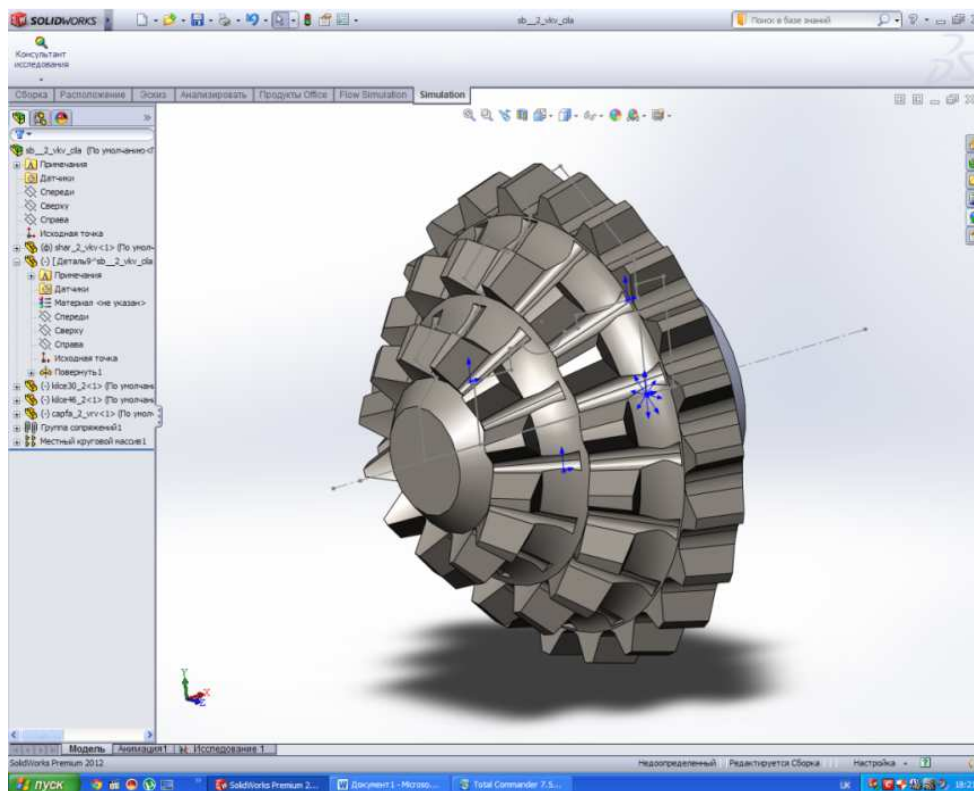


Рисунок 9 – Шарошковий вузол долота в зборі

На четвертому етапі досліджень ми встановлюємо умови контакту компонентів та умови їхнього закріплення. В нашому випадку доцільно призначити між компонентами моделі тип контакту – зв'язані між собою, тобто беззасторожний контакт, а нерухомо закріпленим елементом прийнято вільний торець цапфи – по умовній площині розрізу від корпусу долота, що, по суті, є звареним з трьох лап. Нижньою частиною лапи і є власне цапфа.

П'ятим етапом проведення досліджень є створення сітки – розбиття компонентів збірки на окремі елементи певної форми та розміру. Для нашого випадку вибираємо тип сітки – стандартний, щільність сітки елементів – 80% від максимальної. Такі умови дещо збільшать об'єм обчислень, але дозволять з більшою деталістністю отримати картину розподілу напружень в зонах контакту окремих компонентів збірки.

На останньому етапі прикладної програми слід виконати обчислення та отримати результати: епюри напружень в компонентах, їхніх деформацій та переміщень будь-якої частинки компонента.

В першому варіанті будемо досліджувати опору з двома підшипниками ковзання і одним (кульковим) кочення. Конструкцію її зображено на рис. 10.

Схема прикладення сил з боку вибою, закріплення цапфи та об'ємна сітка елементів зображені на рис. 11.

Просторова епіюра розподілу напружень в елементах конструкції шарошкового вузла зображена на рис.12. З епюри видно, що значення

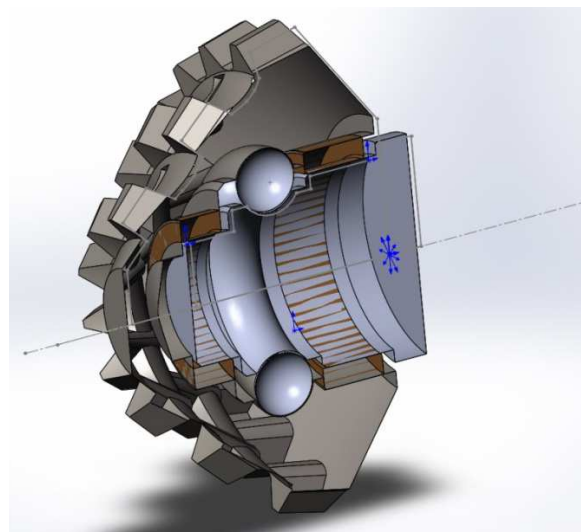


Рисунок 10 – Конструкція опори системи втулка-кулька-втулка

напружень по Мізесу значно перевищують 200 МПа і наближаються до границі плинності матеріалу втулок у підшипниках ковзання. Слід сказати що ці напруження зосереджені у зонах як циліндричного, так і плоского торцевого контакту між парами цапфа-втулка та втулка-шарошка. Також отримані максимальні значення напружень в зоні контакту кульок з біговою доріжкою цапфи. З цієї причини у згаданих зонах матеріал зазнає інтенсивних втомних навантажень та досить швидко зношується. Внаслідок значних напружень суттєвими є і деформації окремих компонентів вузла. Їх числові зна-

Имя модели: sb_2_viv_cla
Имя исследования: Исследование 1
Тип сетки: Сетка на твердой теле

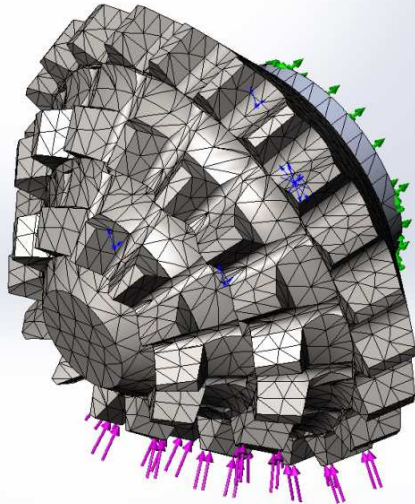


Рисунок 11 – Схема прикладення сил з боку вибою, закріплення цапфи та об'ємна сітка елементів

чення можна встановити за епюрою, показаною на рис. 13. Як видно, найбільше деформуються основа цапфи, зуби шарошки та бронзові втулки у підшипниках ковзання.

Просторові переміщення окремих частин шарошкового вузла можна відстежити, користуючись епюрою, зображеною на рис. 14. Як видно з рисунка, вони досягають 0,15-0,20 мм. Самі по собі такі переміщення не є великими, але можуть призвести до значних вібрацій при роботі долота внаслідок пружних реакцій елементів опори.

В другому варіанті будемо досліджувати опору з комбінованим підшипником ковзання і одним кульковим замковим підшипником кочення. Відмінність її від попередньої полягає в тому, що кульковий підшипник розвантажено від дії осьової складової кільцевим упорним підшипником ковзання. Специфіка конструкції полягає в тому, що форма поверхонь контакту кінцева із зменшенням діаметра до осі цапфи. Конструкцію вузла зображено на рис. 15.

Схема прикладення сил з боку вибою та накладання зв'язків зображена на рис. 16. Ці схеми зберігаємо постійними для можливості порівняння результатів досліджень.

Просторова епюра розподілу напружень в елементах конструкції шарошкового вузла зображена на рис. 17. З епюри видно, що значення напружень по Мізесу в зонах контакту елементів опори значно перевищують 200 МПа і подекуди перевищують границю плинності матеріалу втулок у підшипниках ковзання.

Слід сказати, що ці напруження зосереджені переважно в зоні контакту між парами втулка-кільце та втулка-цапфа. З цієї причини у згаданих зонах матеріал зазнає інтенсивних втомних навантажень та теж досить швидко зношується.

В третьому варіанті будемо досліджувати опору запропонованої нами конструкції з комбінованим підшипником ковзання і одним кульковим замковим підшипником кочення. Відмінність її від попередніх відомих конструкцій полягає в тому, що і в кульковому підшипнику, і в торцевих ділянках втулки з антифрикційного матеріалу, які контактують з шарошкою, практично відсутні осьові складові

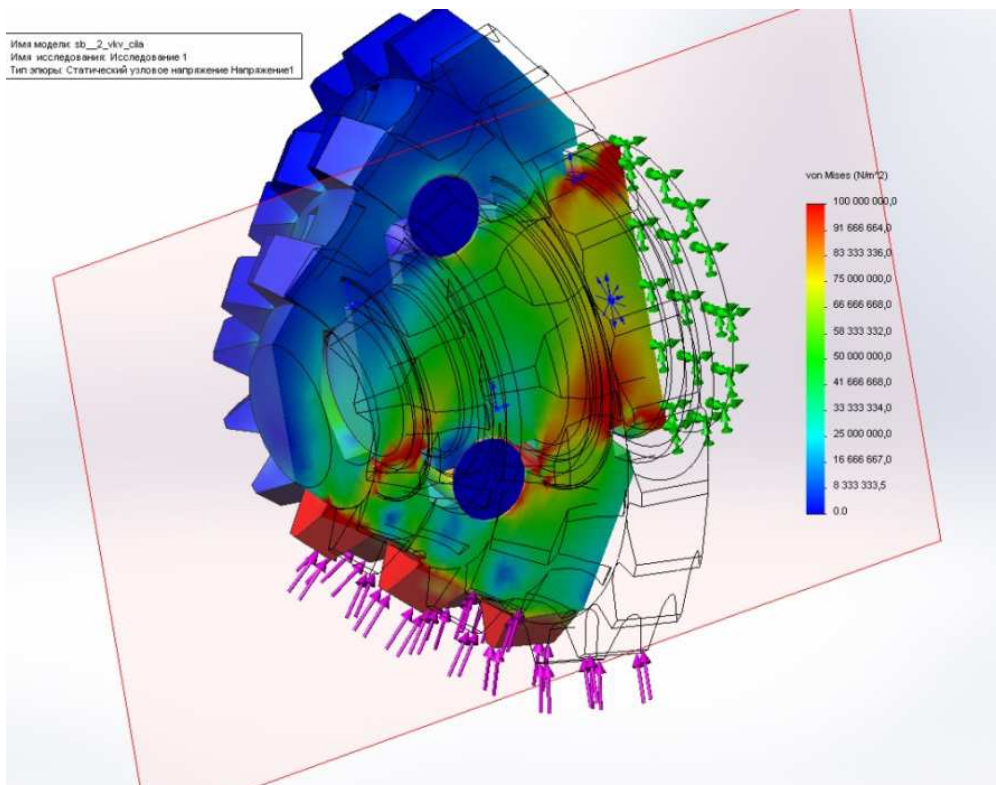


Рисунок 12 – Епюра напружень за Мізесом в елементах шарошкового вузла

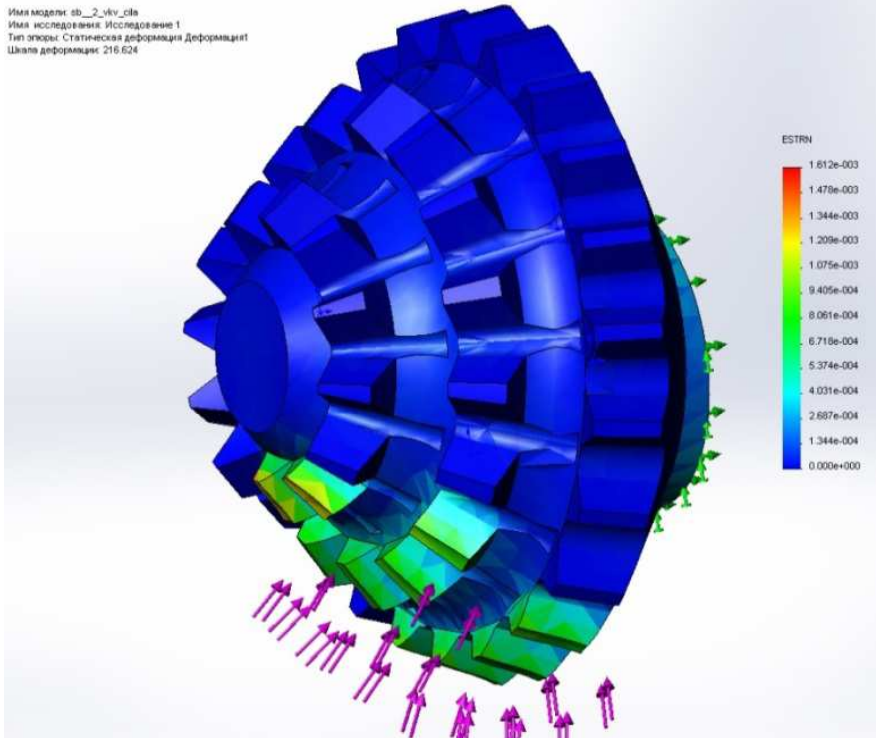


Рисунок 13 –Епюра деформацій елементів шарошкового вузла

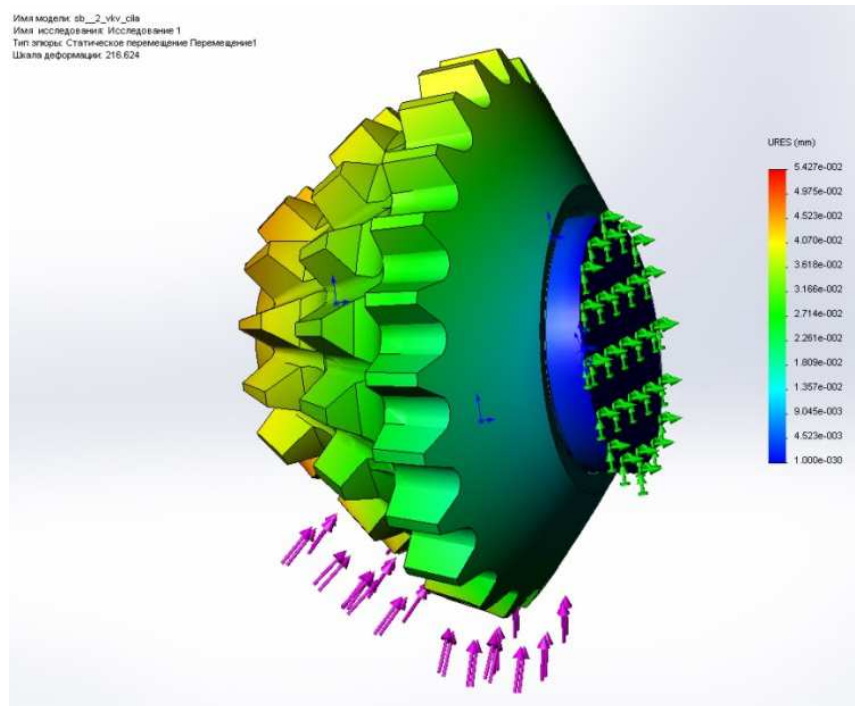


Рисунок 14 –Епюра просторових переміщень елементів шарошкового вузла

реакцій елементів опор. Це зумовлено тим, що поверхня контакту в парі тертя втулка-цапфа є кінчною із збільшенням діаметра до основи цапфи. При цьому рівнодійна сил реакції вибою практично перпендикулярна до вказаної поверхні.

Конструкція запропонованої опори (з перерізом через вісь цапфи), схема прикладення сил з боку вибою та накладання зв'язків зображені на рис. 18.

Структуру моделі, розбитої на стандартну об'ємну сітку елементів, зображено на рис. 19. Ці схеми і значення силових факторів зберігаємо незмінними для порівнюваності результатів.

Просторова епюра розподілу напружень в елементах конструкції шарошкового вузла зображена на рис. 20. З епюри видно, що значення напружень по Мізесу становлять приблизно 110-140 МПа і значно нижчі від значень, отриманих у попередніх двох випадках. Якщо опору

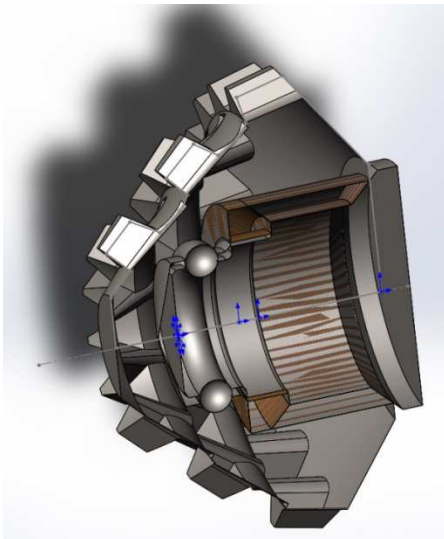


Рисунок 15 – Конструкція опори системи кулька-кільце-втулка

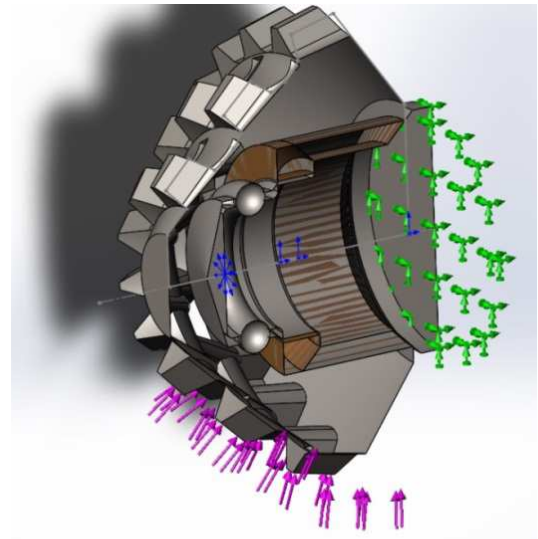


Рисунок 16 – Схема прикладення сил з боку вибою та накладання зв'язків на елементи шарошкового вузла

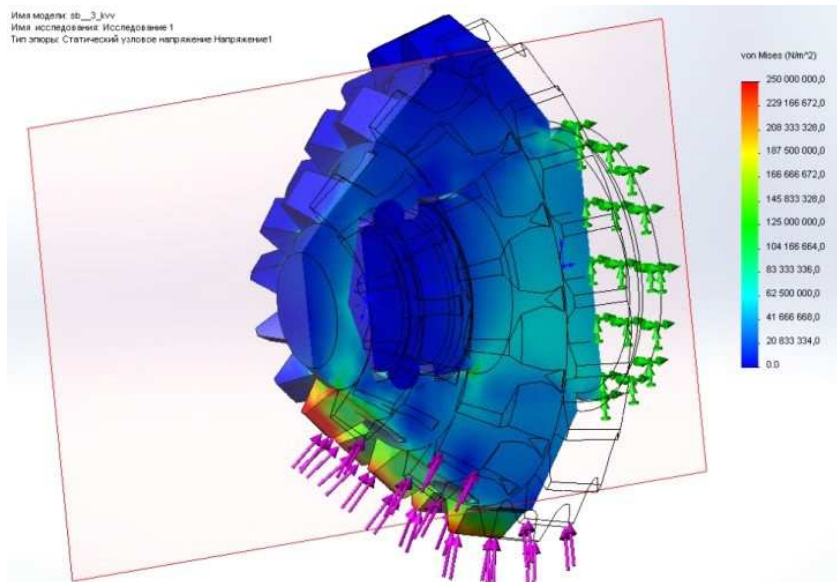


Рисунок 17 – Епюра напружень за Мізесом в елементах шарошкового вузла

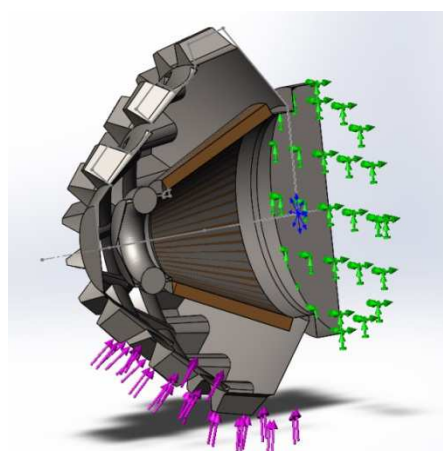


Рисунок 18 – Конструкція запропонованої опори з конічною втулкою, схема прикладення сил з боку вибою та накладання зв'язків на елементи збірки

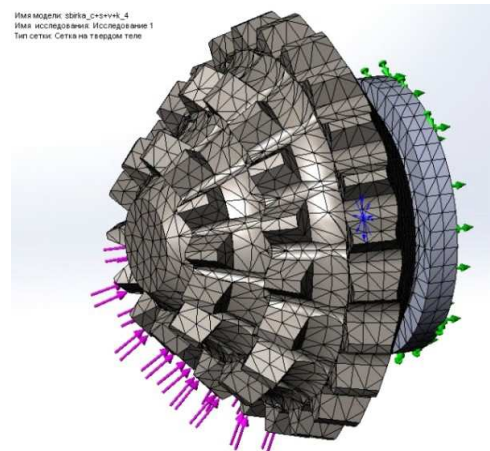


Рисунок 19 – Об'ємна сітка скінчених елементів шарошкового вузла з конічною втулкою

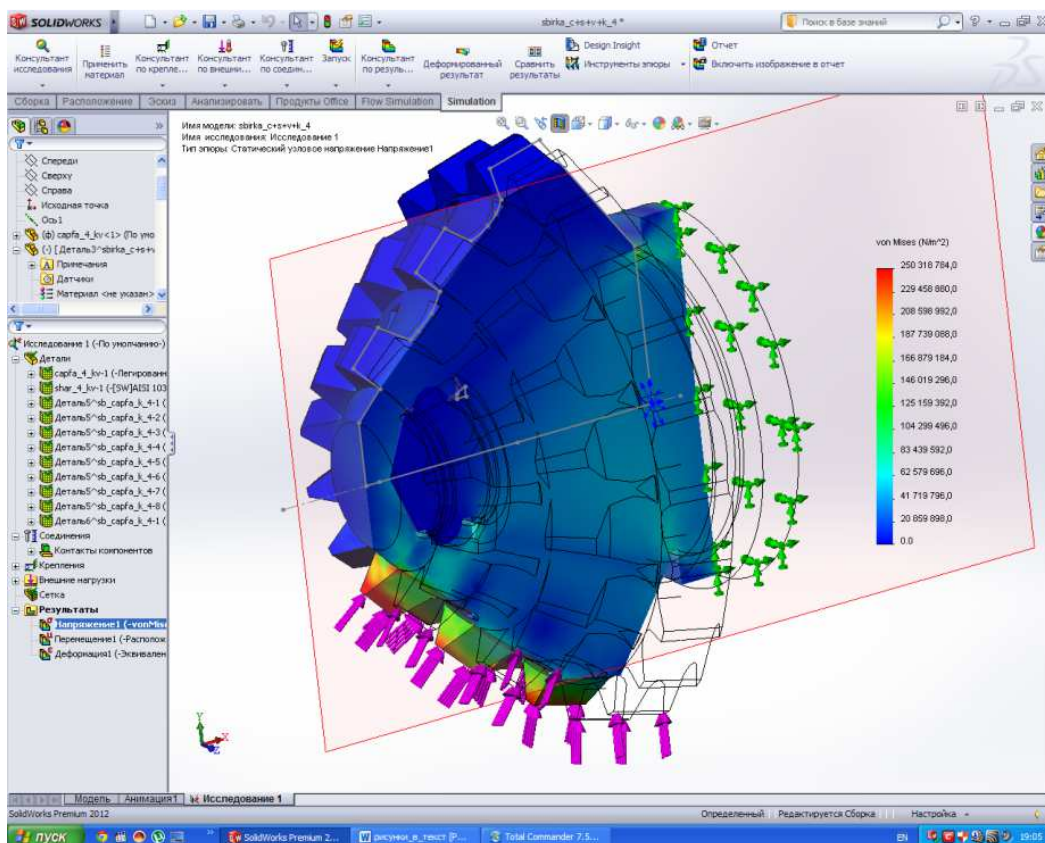


Рисунок 20 – Епюра напружень за Мізесом в елементах запропонованої нами конструкції опори

забезпечити герметичною ізоляцією від зовнішнього середовища, то, на нашу думку, можна розраховувати на суттєве підвищення працездатності розробленого нами вузла.

ВИСНОВКИ

В статті розглянуто і проаналізовано типові конструкції опор як серійних шарошкових доліт та нових розробок з точки зору підвищення їх працездатності на вибої. Встановлено, що однією з причин виходу з ладу опор доліт є нерациональна конфігурація твірних поверхонь кочення та ковзання, внаслідок чого у вузлі опори мають місце складові сил реакцій, спрямовані вздовж осі цапфи долота. Це призводить до суттєвих втрат енергії на тертя в опорах доліт.

Запропоновано конструкцію опори ковзання долота, що містить конічну втулку шарошки з антифрикційного матеріалу та аналогічної форми поверхню ковзання цапфи. Силковий аналіз методами класичної механіки свідчить, що така конструкція знижує до мінімуму величину осьових складових реакції опори. Як наслідок, зменшуються контактні напруження в деталях замкового підшипника і, як наслідок, повинен підвищитись ресурс роботи опори.

В дослідженнях застосовано пакет прикладного програмного забезпечення Solid Works з модулем Simulation для встановлення величини напружень в елементах опор – запропонованої

нами та в класичних і запатентованих конструкціях.

Результати комп'ютерних досліджень свідчать, що в небезпечних зонах деталей опори запропонованої конструкції рівень напружень у 1,3 – 1,4 рази нижчий, ніж у відомих конструкціях. Такий результат отримано за рахунок застосування конічної форми контактних поверхонь підшипника ковзання. При цьому радіальна складова реакції опори є мінімальною, а збільшення діаметра контактних поверхонь цапфи і шарошки при основі цапфи суттєво зменшує величину контактних напружень.

Таким чином, пакети прикладних САД – САМ програм можна з успіхом застосовувати для розробки і дослідження нових конструкцій нафтогазовидобувного обладнання з метою економії людських ресурсів.

Література

1. А. с. 220192 СССР, МКИ. Е 21В 10/22, Опора бурового долота / Палий П.А. (СССР). – № 2301551; заявл. 20.01.1968; опубл. 27.04.1968, Бюл. № 5.
2. Алямовский А.А. Solid Works / COSMOS Works. Инженерный анализ методом конечных элементов. – М.: ДМК, 2004.
3. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник / 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990.

4. Блохин В.С. Повышение эффективности бурового инструмента. – Киев: Техника, 1982. – 160 с.
5. Все о буровом инструменте. Справочник-каталог №№ 1-10. – М., 2013.
6. Пустовойтенко И.П. Справочник мастера по сложным буровым работам / И.П. Пустовойтенко, А.П. Сельващук. – М: Недра, 1983. – 248 с.
7. Пат. 2476661 Российская Федерация, МПК Е 21В 10/22, Опора шарошечного долота (Варианты) / Ясашин В.А., Сериков Д.Ю., Панин М.Н., Захаров Ю.Н., Щербак Е.Н. заявитель и патентообладатель Панин М.Н. – № 2011147446/03; заявл. 23.11.2011; опубл. 27.02.2013, Бюл.№6.
8. Пат. 2439279 Российская Федерация, МПК Е 21В 10/22, Опора шарошечного долота / Кононов В.М., Цатурян В.О., Михайлов Ю.В., Панин М.Н., Сорокин В.Ф. заявитель и патентообладатель Панин М.Н. – № 2010131701/03; заявл. 29.07.2010; опубл. 10.01.2012, Бюл. № 1.
9. Пат. 2351740 Российская Федерация, МПК Е 21В 10/22, Опора шарошечного долота / Панин М.Н., Ясашин В.А., Сериков Д.Ю., Сорокин В.Ф.; заявитель и патентообладатель Панин М.Н. – № 2007134079/03; заявл. 13.09.2007; опубл. 10.04.2009, Бюл.№10.
10. Пат. 2465427 Российская Федерация, МПК Е 21В 10/22, Опора шарошечного долота / Ясашин В.А., Сериков Д.Ю., Панин М.Н., Артемьев Н.А. заявитель и патентообладатель Панин М.Н. – № 2011139003/03; заявл. 26.09.2012; опубл. 27.10.2012, Бюл.№30
11. Сегерлинд Л. Применение метода конечных элементов / Пер. с англ. А.А.Шестакова. – Москва: Мир, 1979. – 393с.: ил.
12. Палий П.А. Буровые долота. Справочник / Палий П.А., Корнеев К.Е. – М.: Недра, 1971. – 175 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
02.06.17*

*Рекомендована до друку
професором Чудиком І.І.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Григорашем В.В.
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*

Дослідження та методи аналізу

УДК 539.41:622.245.3

МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ ВНУТРІШНІХ СИЛОВИХ ЧИННИКІВ У ОБСАДНІЙ КОЛОНІ ГЛИБОКОЇ, ПРОСТОРОВО ОРІЄНТОВАНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

І. І. Палійчук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 44277,
e-mail: public@nung.edu.ua

Нерозрізна обсадна колона повторює форму просторово викривленої свердловини та знаходиться у такому напруженому стані, як довгий пружний стержень, який отримав великі нелінійні деформації. Для його визначення застосована теорія нелінійно деформованих гнучких стержнів і одержано розв'язки системи однорідних диференціальних рівнянь, які дозволили розрахувати усі внутрішні силові чинники (сили і моменти) у перерізах колони. Це дало змогу провести аналіз напруженого стану колони обсадних труб у глибокій свердловині для умов складного навантаження, а саме просторового згину і кручення з одночасною дією повздожньої і поперечних сил.

Ключові слова: обсадна колона; викривлення свердловини; гнучкий стержень; напружений стан; нелінійні деформації; внутрішні сили і моменти; обсадні труби.

Неразрезная обсадная колонна повторяет форму пространственно искривлённой скважины и находится в таком напряжённом состоянии, как длинный упругий стержень, который получил большие нелинейные деформации. Для его определения применена теория нелинейно деформированных гибких стержней и получены решения системы однородных дифференциальных уравнений, которые позволяют рассчитать все внутренние силовые факторы (силы и моменты) в сечениях колонны. Это дало возможность провести анализ напряжённого состояния колонны обсадных труб в глубокой скважине для условий сложного нагружения, а именно пространственного изгиба и кручения с одновременным действием продольной и поперечных сил.

Ключевые слова: обсадная колонна; искривленная скважина; гибкий стержень; напряжённое состояние; нелинейные деформации; внутренние силы и моменты; обсадные трубы.

The continuous casing column follows the shape of the spatially curved borehole and is in a stress state, as a long elastic rod, which received large nonlinear deformation. The theory of nonlinear deformable flexible rods has been applied to determine it. Also we have obtained by solving a system of homogeneous differential equations that allow to calculate all internal force factors (forces and moments) in the column section. This made it possible to analyze the stress state of the casing string in a deep well under complex loading – spatial bending and twisting under the influence of the longitudinal and shear forces.

Keywords: casing string; curved well; flexible rod; stress state; nonlinear deformation; internal forces and moments; casing pipes.

Вступ

Для надійного тривалого видобування енергоносіїв нафтові і газові свердловини кріплять сталевими обсадними трубами з метою захисту їх стінок від руйнування, ізоляції шарів різних гірських порід з різними пластовими тисками від перетікання надрових флюїдів, для створення герметичного і довговічного каналу,

який з'єднує устя свердловини з продуктивною привибійною зоною на великих глибинах.

Аналіз сучасних технологій кріплення свердловин

Сучасні технології похило скерованого та горизонтального буріння дають змогу досягати продуктивних пластів на глибині 4-7 км при

довжині колони труб 7-10 км і більше. Сама свердловина має складну, просторово викривлену вісь, а діаметр основної експлуатаційної колони складає, зазвичай, лише 140-168 мм при товщині стінок труб 10-12 мм.

Колону труб центрують відносно стінок свердловини пристроями, як правило, ліхтарного типу. Їх розміщують на трубах залежно від зенітного кута нахилу осі до вертикалі. За стандартом API 10D та методикою фірми "Weatherford" (США) при куті до 10° встановлюють 1 центратор на трубу; при куті від 10° до 20° – 2 центратори; при куті понад 20° – 3 центратори; труби можуть мати довжину у середньому від 9 до 13 м. Центрування забезпечує співвісність колони труб і свердловини та утворення цементного кільця однакової товщини і міцності при цементуванні затрубного простору.

Технологія центрування дозволяє прийняти (у першому наближенні розв'язання задачі), що колона обсадних труб повторює форму свердловини. Тому форму колони труб як просторову криву можна описати за результатами інклінометричних досліджень свердловини. При цьому вимірюванням з відповідною точністю отримують значення зенітного кута ϑ нахилу та азимута A_z осі або кута $\psi = D_{Az} - A_z$ азимутального відхилення осі свердловини від дирекційного напрямку буріння D_{Az} . Кут ϑ і ψ є відповідно кутами нутації і прецесії у системі кутів Ейлера-Крилова. Виміри проводять з пристроєм 10 м на кожне вимірювання вздовж осі колони.

Таким чином, чисельним методом можна визначити координати осі колони у прямокутній системі $Oxyz$, де початок координат O розміщений на осі устя свердловини на рівні денної поверхні, вісь Oz спрямована вертикально вниз, вісь Ox – у дирекційному напрямку, вісь Oy – перпендикулярно до площини Oxz так, що осі утворюють праву систему координат. При цьому природи координат точок осі колони визначають за кутами Ейлера-Крилова:

$$\begin{aligned} dx &= ds \cdot \sin \vartheta \cdot \cos \psi, & dy &= ds \cdot \sin \vartheta \cdot \sin \psi, \\ dz &= ds \cdot \cos \vartheta, \end{aligned} \quad (1)$$

де ds – приріст довжини осі колони.

Послідовно додаючи природи, визначають координати точок осі колони: z – глибину по вертикалі; x – відстань від устя по горизонталі у дирекційному напрямку; y – горизонтальне відхилення від дирекційного напрямку.

Постановка задачі і мета роботи

Колону обсадних труб слід розглядати як суцільний нерозрізний пружний стержень великої довжини (від устя до вибою) та подвійної кривизни, який отримав великі деформації внаслідок повторення форми свердловини. Зовнішні просторові деформації трубної колони є великими і нелінійними, тому їх не можна описати лінійними рівняннями опору матеріалів, які традиційно використовують для визначення прогинів нерозрізних балок. При цьому внутрішні пружні деформації у стінках труб зали-

шаються у межах пропорційності і закону Гука. Вихід за ці межі призведе до пластичного зминання труб та аварійного пошкодження колони.

У роботах [1-6] описані методики розв'язку задач визначення нелінійних деформацій довгого гнучкого стержня у випадках, коли його просторова форма утворена дією зовнішніх силових чинників і внутрішніх пружних сил та є невідомою. Розв'язання поставленої тут задачі теж ґрунтується на диференціальних рівняннях [2-6], які описують напружений стан довгого гнучкого стержня. Проте постановка задачі, яка відповідає технології кріплення нафтових і газових свердловин обсадними колонами, передбачає відомою просторову геометрію пружного стержня; і це зменшує кількість невідомих параметрів, які потрібно визначити.

Отже, **мета роботи** – визначити внутрішні силові чинники (сили і моменти), які визначають напружено-деформований стан, міцність і герметичність довгої, просторово орієнтованої колони труб, форма якої задана за результатами інклінометричних досліджень свердловини.

Вихідна система диференціальних рівнянь

Просторову вісь довгого пружного стержня подвійної кривизни описують наступні геометричні параметри (вісь проходить через центри ваги перпендикулярних до неї поперечних перерізів):

- натуральний тригранник осей (t, n, b) , де вісь t направлена по дотичній до просторової кривої у центрі ваги перерізу у напрямку зростання s ; вісь n – по головній нормалі кривої у напрямку центра кривизни; вісь b – по бінормалі так, що осі t, n, b утворюють праву ортогональну систему; його положення характеризує зовнішню геометрію осі колони труб як просторової кривої;

- головний радіус кривизни R (або перша кривизна $1/R$) і радіус скруту T (або друга кривизна $1/T$) криволінійної осі; вони задають натуральне рівняння просторової кривої: $R=R(s)$, $T=T(s)$, та визначаються за формулами [6]:

$$\begin{aligned} \frac{1}{R^2} &= (x'')^2 + (y'')^2 + (z'')^2, \\ \frac{1}{T} &= R^2 \cdot \begin{vmatrix} x' & y' & z' \\ x'' & y'' & z'' \\ x''' & y''' & z''' \end{vmatrix}, \end{aligned} \quad (2)$$

де ' (штрих) означає диференціювання по s , яке можна виконати за формулами (1).

- головний тригранник осей (u, v, t) , де u і v – головні центральні осі інерції перерізу; його положення характеризує внутрішні пружні деформації у стержні;

- якщо уявити рух головного тригранника вздовж криволінійної просторової осі колони з одиничною швидкістю ($ds=1 \cdot dt$), то він буде обертатися у просторі, а проєкції на осі (u, v, t) його кутової швидкості обертання будуть відповідно [2-6]:

$$p = \frac{\sin \chi}{R}, \quad q = \frac{\cos \chi}{R}, \quad r = \frac{1}{T} + \frac{d\chi}{ds}, \quad (3)$$

де χ – кут між осями n і u (або між b і v) у поперечному перерізі, який теж є функцією від s : $\chi = \chi(s)$ (як додатний відраховується проти годинникової стрілки).

Геометрично параметри p і q є проекціями кривизни елемента ds просторової кривої на головні площини відповідно (v, t) і (u, t) [3].

Диференціальні рівняння рівноваги пружного довгого стержня просторової кривизни вперше були запропоновані Г. Кірхгофом у 1859 році [1] та розвинені у подальших роботах, наприклад [2-6]:

– рівняння рівноваги внутрішніх і зовнішніх сил:

$$\begin{aligned} Q'_u - r Q_v + q Q_t &= -f_u, \\ Q'_v + r Q_u - p Q_t &= -f_v, \\ Q'_t - q Q_u + p Q_v &= -f_t, \end{aligned} \quad (4)$$

де Q_u, Q_v, Q_t – проекції внутрішньої пружної сили у перерізі відповідно на осі u, v, t головного триєдра (Q_u, Q_v – поперечні сили, Q_t – поздовжня сила);

f_u, f_v, f_t – проекції розподілених по довжині зовнішніх сил на осі u, v, t ;

– рівняння рівноваги внутрішніх і зовнішніх моментів:

$$\begin{aligned} M'_u - r M_v + q M_t &= Q_v - m_u, \\ M'_v + r M_u - p M_t &= -Q_u - m_v, \\ M'_t - q M_u + p M_v &= -m_t, \end{aligned} \quad (5)$$

де M_u, M_v, M_t – проекції внутрішнього пружного моменту у перерізі відповідно на осі u, v, t (M_u, M_v – згинальні моменти, M_t – крутний момент);

m_u, m_v, m_t – проекції розподілених по довжині зовнішніх моментів відповідно на осі u, v, t .

У роботах [2-6] показано зв'язок між внутрішніми моментами і жорсткостями стержня. У даній статті розглянуто випадок первісно прямолінійного, природно незакрученого стержня, якими є обсадні труби, згвинчені у колону:

$$\begin{aligned} M_u &= Ap = p EJ_u, & M_v &= Bq = q EJ_v, \\ M_t &= Cr = r GJ_t, \end{aligned} \quad (6)$$

де A, B – головні жорсткості при згині;

C – жорсткість при крученні;

E і G – модуль пружності і модуль зсуву матеріалу стержня;

J_u, J_v – головні моменти інерції площі поперечного перерізу;

J_t – зведений момент інерції при крученні.

Підставляючи співвідношення (6) у систему рівнянь (5), з них виключають моменти та приводять до вигляду [2-6]:

$$\begin{aligned} A p' - (B - C) q r &= Q_v - m_u, \\ B q' + (A - C) p r &= -Q_u - m_v, \\ C r' - (A - B) p q &= -m_t. \end{aligned} \quad (7)$$

Спуск обсадної колони у свердловину та її цементування не супроводжується дією зовніш-

ніх розподілених моментів, тому у нас вони відсутні: $m_u = m_v = m_t = 0$.

Обсадні труби мають круглий переріз, тому його осьові моменти інерції однакові, а жорсткість при крученні визначається полярним моментом інерції:

$$A = B = EJ, \quad C = G \cdot 2J = B/(1 + \mu), \quad (8)$$

де використано зв'язок між модулями пружності: $E = 2G(1 + \mu)$;

μ – коефіцієнт Пуассона для матеріалу стержня. Результат (9) узгоджується з висновком Є. Ніколаї [2].

Система (3), (4), (7) складається з 9 рівнянь, які містять 9 невідомих параметрів R, T, χ (або p, q, r), $Q_u, Q_v, Q_t, M_u, M_v, M_t$. Оскільки радіуси R і T першої і другої кривизни просторової осі нам відомі згідно з (2), то ми маємо 7 рівнянь для визначення 7 невідомих, що є достатнім для розв'язання системи.

Визначення внутрішніх поперечних сил

Уведемо такі коефіцієнти:

$$\begin{aligned} m_0 &= 1/(1 + \mu), & m_1 &= 1 - m_0 = \mu/(1 + \mu), \\ m_2 &= m_1 + 1 = (1 + 2\mu)/(1 + \mu), & (9) \\ C &= m_0 B, & B - C &= A - C = m_1 B. \end{aligned}$$

Застосуємо коефіцієнти (9) у рівняннях (7) і отримаємо систему:

$$\begin{aligned} Q_v &= B p' - m_1 B r q, \\ Q_u &= -B q' - m_1 B r p, \\ m_0 B r' &= 0. \end{aligned} \quad (10)$$

Із третього рівняння (10) робимо висновок, що при просторовому деформуванні круглого пружного стержня при відсутності зовнішніх розподілених моментів його параметр кручення r (3) залишається постійним вздовж ділянки:

$$r = T^{-1} + \chi' = const. \quad (11)$$

Отже, отримано вирази (10) внутрішніх поперечних сил у перерізі стержня, які залежать від згинальної жорсткості стержня та параметрів кривизни його просторової пружної осі.

Знайдемо похідні поперечних сил, враховуючи властивість r (11):

$$\begin{aligned} Q'_v &= B p'' - m_1 B r q', \\ Q'_u &= -B q'' - m_1 B r p'. \end{aligned} \quad (12)$$

Тепер вирази сил (10) та їх похідних (12) можна підставити у систему (4) і отримати систему неоднорідних диференціальних рівнянь першого порядку, праві частини яких містять складові розподілених зовнішніх сил.

Визначення внутрішньої поздовжньої сили

Спочатку розглянемо випадок, коли

$$f_u = f_v = f_t = 0. \quad (13)$$

Це приводить систему (4) до системи однорідних диференціальних рівнянь першого порядку. Цей випадок відсутності зовнішніх роз-

поділених сил проаналізував Є.Ніколаї [2]. При цьому на кожний з двох кінців стержня (чи ділянки стержня) діють лише довільно направлені у просторі сила і момент, які разом з пружними силами стержня перебувають у рівновазі.

Підставимо вирази (10) і (12) у третє рівняння (4) і отримаємо:

$$Q'_i/B + \frac{1}{2}(q^2 + p^2)' = 0. \quad (14)$$

Квадрат кривизни просторової осі:

$$\frac{1}{R^2} = \frac{\cos^2 \chi}{R^2} + \frac{\sin^2 \chi}{R^2} = q^2 + p^2. \quad (15)$$

З іншого боку, згідно із (6):

$$\frac{1}{R^2} = q^2 + p^2 = \frac{M_u^2}{B^2} + \frac{M_v^2}{A^2} = \frac{M_u^2 + M_v^2}{B^2} = \frac{M^2}{B^2}, \quad (16)$$

де $M = \sqrt{M_u^2 + M_v^2}$ – повний згинальний момент у перерізі стержня.

Інтегруємо (14) по s на проміжку від 0 до s і отримуємо вираз сили Q_i :

$$\frac{1}{B} \int_0^s Q'_i d\xi + \frac{1}{2} \int_0^s (1/R^2)' d\xi = \frac{Q_i}{B} - \frac{Q_{i0}}{B} + \frac{1}{2R^2} - \frac{1}{2R_0^2} = 0,$$

$$Q_i = Q_{i0} + \frac{1}{2} B (R_0^{-2} - R^{-2}) = c_0 - \frac{1}{2} B R^{-2}, \quad (17)$$

де індексом 0 позначені початкові параметри у перерізі $s=0$:

$$c_0 = Q_{i0} + \frac{1}{2} B R_0^{-2} = Q_{i0} + \frac{1}{2} M_0^2/B.$$

Таким чином, знайдено вираз (17) внутрішньої поздовжньої сили Q_i , яка залежить від кривизни і згинальної жорсткості стержня та від початкових параметрів Q_{i0} і M_0 при умові відсутності зовнішніх розподілених сил.

При розв'язанні задачі просторового викривлення колони обсадних труб у свердловині для визначення сталої інтегрування c_0 треба за початковий переріз першої ділянки взяти рівень колони, де починається набір зенітного кута (за даними інклінометрії). Тут початкові параметри відомі: повздовжня сила дорівнює виміряному зусиллю на гаку бурової установки мінус вага колони від устя до початкового рівня, а кривизна та згинальний момент ще дорівнюють 0.

Аналіз результату (17) для випадку відсутності розподілених сил показує:

– якщо кривизна збільшується (стержень більше загинається), то поздовжня сила зменшується (це не завжди ділянка набору зенітного кута);

– якщо кривизна зменшується (стержень більше розгинається, переходить у більш прямолінійний стан), то повздовжня сила збільшується;

– якщо кривизна не змінюється (її радіус постійний), то повздовжня сила теж не змінюється.

Визначення параметрів кручення стержня

Тепер підставимо вирази (10) і (12) у перше рівняння (4) і отримаємо:

$$q'' + m_2 r p' - m_1 r^2 q - q Q_i/B = 0. \quad (18)$$

Підставимо вирази (10) і (12) у друге рівняння (4) і отримаємо:

$$p'' - m_2 r q' - m_1 r^2 p - p Q_i/B = 0. \quad (19)$$

Виключимо Q_i з цих рівнянь, помноживши (18) на p , (19) на $-q$ і додавши їх:

$$q p'' - p q'' = \frac{1}{2} m_2 r (p^2 + q^2)'. \quad (20)$$

Перетворимо рівняння (20), застосувавши формули (3) і (15):

$$q p'' - p q'' = (q p' - p q')';$$

$$q p' = \frac{\cos \chi}{R} \left(\frac{\sin \chi}{R} \right)' = \chi' \frac{\cos^2 \chi}{R^2} - \frac{\cos \chi \cdot \sin \chi}{R^3} R',$$

$$p q' = \frac{\sin \chi}{R} \left(\frac{\cos \chi}{R} \right)' = -\chi' \frac{\sin^2 \chi}{R^2} - \frac{\sin \chi \cdot \cos \chi}{R^3} R',$$

$$q p' - p q' = \chi' R^{-2}, \quad q p'' - p q'' = (\chi' R^{-2})',$$

$$(\chi' R^{-2})' = \frac{1}{2} m_2 r (R^{-2})'. \quad (21)$$

Застосуємо формули (3) і властивість (11) та виразимо параметр r з рівняння (21) через першу і другу кривизни (2) таким чином:

$$(\chi' R^{-2})' - \frac{1}{2} m_2 r (R^{-2})' = ((\chi' - \frac{1}{2} m_2 r) R^{-2})' = 0,$$

$$\chi' - \frac{1}{2} m_2 r = \frac{1}{2} m_0 r - T^{-1},$$

де згідно з (9): $1 - \frac{1}{2} m_2 = \frac{1}{2} m_0$. Далі отримуємо:

$$((\frac{1}{2} m_0 r - T^{-1}) R^{-2})' = 0, \quad \frac{1}{2} m_0 (r R^{-2})' = (T^{-1} R^{-2})',$$

$$\frac{1}{2} m_0 r (R^{-2})' = (T^{-1} R^{-2})'. \quad (22)$$

Згідно з (8) і (9): $\frac{1}{2} m_0 = G/E$. Тоді

$$r = \frac{E}{G} \cdot \frac{(T^{-1} R^{-2})'}{(R^{-2})'}. \quad (23)$$

Щоб розрахувати параметр r (23), диференціюємо відомі кривизни (2):

$$(R^{-2})' = 2(x'' x''' + y'' y''' + z'' z'''); \quad (24)$$

$$(T^{-1} R^{-2})' = \begin{vmatrix} x' & y' & z' \\ x'' & y'' & z'' \\ x^{IV} & y^{IV} & z^{IV} \end{vmatrix}. \quad (25)$$

де x^{IV}, y^{IV}, z^{IV} – похідні 4-го порядку від координат.

$$\text{Згідно з (6) і (9): } m_0 r = M_i/B. \quad (26)$$

Тому крутний момент теж можна розрахувати за допомогою (24) і (25):

$$M_i = 2EJ \cdot \frac{(T^{-1} R^{-2})'}{(R^{-2})'}. \quad (27)$$

Отже, знайдено вирази параметра кручення r (23) і крутного моменту M_i (27), які можна визначити за відомими радіусами кривизни R і T при умові (13).

Із (27) робимо висновок, що внутрішній крутний момент M_i виникає відразу, як тільки довгий пружний стержень набуває просторової форми згину. У випадку згину стержня в одній площині крутний момент M_i відсутній (скрут $1/T=0$). Крім того, згідно з властивістю (11) і (6) крутний момент M_i залишається постійним на ділянці стержня, яка для довгої обсадної колони є ділянкою між центраторами.

Знайдемо інтенсивність закручування χ' . Згідно з (9) $m_2 = (1 + 2\mu)m_0$. Тоді з рівнянь (21) і (22) отримуємо:

$$(\chi' R^{-2})' = (1+2\mu)(T^{-1}R^{-2})'. \quad (28)$$

Інтегруємо рівняння (28) на проміжку від 0 до s і проведемо перетворення, позначаючи індексом 0 початкові параметри у перерізі $s=0$:

$$\frac{\chi'}{R^2} - \frac{\chi'_0}{R_0^2} = (1+2\mu) \left(\frac{T^{-1}}{R^2} - \frac{T_0^{-1}}{R_0^2} \right),$$

$$\chi' = \chi'_0 \frac{R^2}{R_0^2} - (1+2\mu) T_0^{-1} \frac{R^2}{R_0^2} + (1+2\mu) T^{-1}. \quad (29)$$

Інтегруючи рівняння (29) по s на проміжку від 0 до s , отримаємо:

$$\chi = \left(\chi'_0 - (1+2\mu) T_0^{-1} \right) \int_0^s \frac{R^2}{R_0^2} d\xi + (1+2\mu) \int_0^s \frac{d\xi}{T}. \quad (30)$$

Знайдемо диференціальний зв'язок між інтенсивністю кручення χ' і крутним моментом M_t , застосувавши формули (6) і (9) у рівнянні (21):

$$(\chi' R^{-2})' = \frac{1+2\mu}{E} \frac{M_t}{2J} \cdot (R^{-2})'. \quad (31)$$

Інтегруємо рівняння (31) на проміжку від 0 до s і проведемо перетворення, позначивши індексом 0 початкові параметри у перерізі $s=0$:

$$\frac{\chi'}{R^2} - \frac{\chi'_0}{R_0^2} = \frac{1+2\mu}{E} \frac{M_t}{2J} \left(\frac{1}{R^2} - \frac{1}{R_0^2} \right),$$

$$\chi' = \frac{1+2\mu}{E} \frac{M_t}{2J} + \left(\chi'_0 - \frac{1+2\mu}{E} \frac{M_t}{2J} \right) \frac{R^2}{R_0^2}. \quad (32)$$

Інтегруючи рівняння (32) по s на проміжку від 0 до s , отримаємо:

$$\chi = \frac{1+2\mu}{E} \frac{M_t}{2J} s + \left(\chi'_0 - \frac{1+2\mu}{E} \frac{M_t}{2J} \right) \int_0^s \frac{R^2}{R_0^2} d\xi. \quad (33)$$

Таким чином, отримано вирази кута закручування χ та диференціальний зв'язок між інтенсивністю кручення χ' і крутним моментом M_t , які виражаються через відомі радіуси кривизн R і T при умові (13).

Визначення параметрів кривизни стержня

Запишемо рівняння (18) і (19) у систему:

$$q'' + m_2 r p' - m_1 r^2 q - q Q_t / B = 0,$$

$$p'' - m_2 r q' - m_1 r^2 p - p Q_t / B = 0. \quad (34)$$

Здійсимо математичну компресію цих рівнянь, для чого друге помножимо на уявну одиницю i та додамо до першого:

$$(q + ip)'' - i m_2 r (q + ip)' - (m_1 r^2 + Q_t / B) (q + ip) = 0. \quad (35)$$

Введемо функцію $w = q + ip$, яка є комплекснозначною функцією дійсного аргумента s . Тепер рівняння (35) можна записати так:

$$w'' - i m_2 r w' - (m_1 r^2 + Q_t / B) w = 0. \quad (36)$$

Розв'язки диференціального рівняння (36) шукаємо у вигляді $e^{i\lambda s}$, тоді похідні розв'язків: $(e^{i\lambda s})' = i\lambda e^{i\lambda s}$, $(e^{i\lambda s})'' = -\lambda^2 e^{i\lambda s}$. Підставивши їх у (36), отримаємо характеристичне рівняння:

$$\lambda^2 - m_2 r \lambda + (m_1 r^2 + Q_t / B) = 0. \quad (37)$$

Корені цього квадратного рівняння:

$$\lambda_{1,2} = \frac{1}{2} m_2 r \pm \frac{1}{2} \sqrt{m_2^2 r^2 - 4(m_1 r^2 + Q_t / B)} = \frac{1}{2} m_2 r \pm \frac{1}{2} \sqrt{(m_0 r)^2 - 4 Q_t / B}, \quad (38)$$

де згідно з (9) проведені перетворення:

$$m_2^2 r^2 - 4 m_1 r^2 = m_0^2 r^2.$$

Розв'язки рівняння (36) залежать від знаку дискримінанта $D = (m_0 r)^2 - 4 Q_t / B$ або відповідно до (26):

$$D = (M_t / B)^2 - 4 Q_t / B = (M_t^2 - 4 B Q_t) / B^2. \quad (39)$$

Випадок 1: $D > 0$, який згідно з (39) відповідає такій умові:

$$M_t^2 > 4 B Q_t \quad \text{або} \quad M_t / B > 4 Q_t / M_t. \quad (40)$$

У цьому випадку рівняння (37) має два дійсні корені. Застосуємо наближену формулу квадратного кореня:

$$\sqrt{m_0^2 r^2 - 4 Q_t / B} = m_0 r - \frac{4 Q_t / B}{2 m_0 r} = m_0 r - r_*, \quad (41)$$

$$\text{де} \quad r_* = \frac{2 Q_t / B}{m_0 r} = \frac{2 Q_t}{M_t}.$$

Тоді, застосувавши (6) і (9), отримаємо такі корені (38):

$$\lambda_{11} = r - r_* = (1 + \mu) M_t / B - 2 Q_t / M_t,$$

$$\lambda_{12} = m_1 r + r_* = \mu M_t / B + 2 Q_t / M_t, \quad (42)$$

де за формулами (9) проведені перетворення:

$$\frac{1}{2} m_2 r + \frac{1}{2} m_0 r = r, \quad \frac{1}{2} m_2 r - \frac{1}{2} m_0 r = m_1 r.$$

Отже, у випадку 1 розв'язок диференціального рівняння (36) має вигляд [7]:

$$w = q + ip = (c_1 + ic_2) e^{i\lambda_{11}s} + (c_3 + ic_4) e^{i\lambda_{12}s} = (c_1 + ic_2) (\cos(\lambda_{11}s) + i \sin(\lambda_{11}s)) + (c_3 + ic_4) (\cos(\lambda_{12}s) + i \sin(\lambda_{12}s)),$$

де c_1, c_2, c_3, c_4 – сталі інтегрування, дійсні числа. Розділивши тут дійсну і уявну частини, отримаємо такі розв'язки системи диференціальних рівнянь (34):

$$q = c_1 \cos(\lambda_{11}s) - c_2 \sin(\lambda_{11}s) + c_3 \cos(\lambda_{12}s) - c_4 \sin(\lambda_{12}s),$$

$$p = c_1 \sin(\lambda_{11}s) + c_2 \cos(\lambda_{11}s) + c_3 \sin(\lambda_{12}s) + c_4 \cos(\lambda_{12}s). \quad (43)$$

Для визначення коефіцієнтів c_i за початковими параметрами у перерізі $s=0$ (з індексом 0) отримаємо лише два рівняння:

$$q_0 = c_1 + c_3; \quad p_0 = c_2 + c_4.$$

Ще два рівняння одержимо за значеннями $q(l)$ і $p(l)$ у кінцевому перетині стержня при $s=l$, де l – довжина ділянки стержня по осі. Отримані крайові умови можна виразити через згинальні моменти за формулами (6).

Аналіз результатів

Проведемо аналіз розв'язків (42) і (43) за умовою (40).

Крутний момент M_t вважаємо додатнім (його знак вказує лише напрям закручування

осі стержня – за чи проти годинникової стрілки). Тому можливі випадки:

– випадок 1а: якщо на ділянках стержня сила стискаюча: $Q_t < 0$ (від’ємна), то умова (40) виконується завжди. Це відбувається при розвантаженні колони труб на вибій, і в цьому випадку її напружений стан описується формулами (43);

– випадок 1б: поздовжня сила розтягуюча: $Q_t > 0$ (додатна), але умова (40) виконується там, де $Q_t/B < (\frac{1}{2}m_0r)^2 = \frac{1}{4}(M_t/B)^2$.

Підставимо коефіцієнт поперечних деформацій $\mu=0,3$ матеріалу обсадних труб (сталь) у корені (42):

$$\lambda_{11} = 1,3M_t/B - 2Q_t/M_t = 1,3(M_t/B - 1,55Q_t/M_t),$$

$$\lambda_{12} = 0,3M_t/B + 2Q_t/M_t = 0,3(M_t/B + 6,9Q_t/M_t).$$

Для випадків 1а і 1б перший корінь завжди додатний в силу умови (40): $\lambda_{11} > 0$.

Для випадку 1а ($Q_t < 0$) другий корінь буде $\lambda_{12} = 0,3(M_t/B - 6,9Q_t/M_t)$, при цьому:

– якщо $M_t/B > 6,9Q_t/M_t$, то другий корінь теж додатний: $\lambda_{12} > 0$;

– якщо $4Q_t/M_t < M_t/B < 6,9Q_t/M_t$, то другий корінь від’ємний: $\lambda_{12} < 0$; тому доданки розв’язку (42), які містять $\sin(\lambda_{12}s)$, змінюють знак на протилежний.

Для випадку 1б ($0 < 4Q_t/M_t < M_t/B$) другий корінь буде додатним: $\lambda_{12} > 0$.

Розв’язки системи диференціальних рівнянь (34), які отримані при умові (13), визначають внутрішні згинальні моменти у просторово викривленому пружному стержні згідно з (6).

Згідно із (15) знайдемо квадрат кривизни просторової пружної осі, який за (16) пропорційний повному внутрішньому згинальному моменту у стержні:

$$R^{-2} = q^2 + p^2 = 2(c_1c_3 + c_2c_4) \cos(\lambda_4s) + c_1^2 + c_2^2 + c_3^2 + c_4^2 + 2(c_1c_4 - c_2c_3) \sin(\lambda_4s), \quad (44)$$

де $\lambda_4 = \lambda_{11} - \lambda_{12} = m_0r - 2r_* = M_t/B - 2Q_t/M_t$.

Як бачимо, розв’язки (42-44) залежать від величин крутного моменту M_t і поздовжньої сили Q_t , які діють у перерізах стержня, та їх співвідношення. Відповідно до (27) при невеликому просторовому викривленні стержня крутий момент M_t теж буде невеликим. Тому на ділянках з невеликою силою розтягу $Q_t < 0,25M_t^2/B$, а головне, на стиснених ділянках стержня ($Q_t < 0$) згинальні моменти, а отже, і просторова форма стержня, згідно з (43-44) описуються лінійною комбінацією гармонічних функцій $\sin(\lambda_4s)$ і $\cos(\lambda_4s)$, так само, як і при втраті стійкості стисненою колоною труб.

Випадок 2: $D=0$, який згідно з (39) відповідає умові:

$$M_t^2 = 4BQ_t \quad \text{або} \quad M_t/B = 4Q_t/M_t.$$

Тоді квадратне рівняння (37) має один корінь кратності 2:

$$\lambda_2 = \frac{1}{2}m_2r = \frac{1+2\mu}{E} \cdot \frac{M_t}{2J}, \quad (45)$$

а розв’язок диференціального рівняння (36) має вигляд [7]:

$$w = q + ip = (c_1 + ic_2)e^{i\lambda_2s} + (c_3 + ic_4)s e^{i\lambda_2s} = (c_1 + ic_2)(\cos(\lambda_2s) + i\sin(\lambda_2s)) + s(c_3 + ic_4)(\cos(\lambda_2s) + i\sin(\lambda_2s)).$$

Розділивши тут дійсну і уявну частини, отримаємо розв’язки системи диференціальних рівнянь (34) для випадку $D=0$:

$$\begin{aligned} q &= c_1 \cos(\lambda_2s) - c_2 \sin(\lambda_2s) + c_3 s \cos(\lambda_2s) - c_4 s \sin(\lambda_2s), \\ p &= c_1 \sin(\lambda_2s) + c_2 \cos(\lambda_2s) + c_3 s \sin(\lambda_2s) + c_4 s \cos(\lambda_2s). \end{aligned} \quad (46)$$

За початковими параметрами у перерізі $s=0$ (з індексом 0) отримаємо два рівняння для визначення c_1 і c_2 :

$$c_1 = q_0; \quad c_2 = p_0.$$

Для визначення c_3 і c_4 потрібні ще два рівняння за значеннями $q(l)$ і $p(l)$ у кінцевому перетині стержня при $s=l$. Одержані крайові умови можна виразити через згинальні моменти за формулами (6).

Випадок 3: $D < 0$, який згідно з (39) відповідає такій умові:

$$M_t^2 < 4BQ_t \quad \text{або} \quad M_t/B < 4Q_t/M_t. \quad (47)$$

Оскільки крутий момент M_t додатний, то цей випадок можливий лише на тих ділянках стержня, де поздовжня сила розтягуюча: $Q_t > 0$. Тоді квадратне рівняння (37) має два комплексні корені:

$$\begin{aligned} \lambda_{31} &= \frac{1}{2}m_2r + i\frac{1}{2}(m_0r - r_*) = \lambda_2 + i\frac{1}{2}\lambda_4, \\ \lambda_{32} &= \frac{1}{2}m_2r - i\frac{1}{2}(m_0r - r_*) = \lambda_2 - i\frac{1}{2}\lambda_4, \end{aligned} \quad (48)$$

де застосовано формули (41):

$$\sqrt{-m_0^2r^2 + 4Q_t/B} = i\sqrt{m_0^2r^2 - 4Q_t/B} = i(m_0r - r_*).$$

У цьому випадку розв’язок диференціального рівняння (36) має вигляд [7]:

$$\begin{aligned} w &= q + ip = (c_1 + ic_2)e^{i\lambda_{31}s} + (c_3 + ic_4)e^{i\lambda_{32}s} = \\ &= (c_1 + ic_2) \cdot \exp(i\lambda_2s - \frac{1}{2}\lambda_4s) + \\ &+ (c_3 + ic_4) \cdot \exp(i\lambda_2s + \frac{1}{2}\lambda_4s) = \\ &= (c_1 + ic_2)(\cos(\lambda_2s) + i\sin(\lambda_2s)) \cdot e^{-\frac{1}{2}\lambda_4s} + \\ &+ (c_3 + ic_4)(\cos(\lambda_2s) + i\sin(\lambda_2s)) \cdot e^{\frac{1}{2}\lambda_4s}. \end{aligned}$$

Розділивши тут дійсну і уявну частини, отримаємо розв’язки системи диференціальних рівнянь (34) для випадку $D < 0$:

$$\begin{aligned} q &= e^{-\frac{1}{2}\lambda_4s}(c_1 \cos(\lambda_2s) - c_2 \sin(\lambda_2s)) + \\ &+ e^{\frac{1}{2}\lambda_4s}(c_3 \cos(\lambda_2s) - c_4 \sin(\lambda_2s)), \\ p &= e^{-\frac{1}{2}\lambda_4s}(c_1 \sin(\lambda_2s) + c_2 \cos(\lambda_2s)) + \\ &+ e^{\frac{1}{2}\lambda_4s}(c_3 \sin(\lambda_2s) + c_4 \cos(\lambda_2s)). \end{aligned} \quad (49)$$

Сталі інтегрування c_i отримаємо аналогічно до випадку 1.

Аналіз розв’язків (48-49) за умовою (46) показує, що для випадку 3 коефіцієнт λ_2 (45) завжди додатний: $\lambda_2 > 0$. Для коефіцієнта λ_4 (44) можливо наступне:

- випадок 3а:
якщо $0 < M_t/B < 2Q_t/M_t$, то коефіцієнт λ_4 додатний: $\lambda_4 > 0$;
- випадок 3б:
якщо $2Q_t/M_t < M_t/B < 4Q_t/M_t$, то він від'ємний: $\lambda_4 < 0$, тому знак показника степеня експонент у розв'язку (49) стає протилежним.

Розв'язки (49), які згідно з (6) і (16) визначають також і внутрішні згинальні моменти у просторово викривленій довгій колоні труб, залежать від значень крутного моменту M_t і поздовжньої сили Q_t , що діють у перерізах колони, та їх співвідношення.

Отже, отримано параметри p і q кривизни стержня як функції координати s по його довжині, за якими можна розрахувати внутрішні силові чинники у будь-якому перерізі колони обсадних труб:

- згинальні моменти M_u і M_v за формулами (6);
- поперечні сили Q_u і Q_v за формулами (12).

Знаючи внутрішні сили і моменти, за відомими формулами можна визначити напружений стан колони обсадних труб, а за знайденими напруженнями у стінках труб – спроектувати їх товщину для забезпечення міцності в умовах складного навантаження, а саме просторового згину і кручення з одночасною дією поздовжньої і поперечних сил.

Висновки

Колона обсадних труб у глибокій просторово викривленій свердловині отримує великі деформації внаслідок повторення нею форми свердловини. Її напружений стан не можна визначати за традиційними лінійними рівняннями опору матеріалів, тому що її великі просторові деформації є нелінійними. Для цього необхідно застосувати теорію нелінійних деформацій гнучких стержнів.

За даними інклінометричних досліджень свердловини відома просторова форма колони труб, що спрощує розв'язання задачі. На основі цього отримано розв'язки системи однорідних диференціальних рівнянь нелінійної теорії пружних стержнів. Вони дозволяють розрахувати усі внутрішні силові чинників (сили і моменти) у перерізах колони, а саме: внутрішні поздовжню і поперечні сили, параметри кривизни, які визначають згинальні моменти, і параметри кручення, які вказують на наявність внутрішнього крутного моменту у тілі труби.

Отримані результати дають змогу визначити напруження у стінках обсадних труб та їх муфтових з'єднань та спроектувати їх конструкцію, що дозволяє забезпечити міцність і герметичність обсадної колони в умовах складного напруженого стану у глибокій, просторово орієнтованій свердловині.

Література

- 1 Kirchhoff G. Ueber das Gleichgewicht und die Bewegung eines unendlich dunen elastischen Stabes / G. Kirchhoff // Journal für die Mathematik. – Bd. 56. – 1859. – S. 285-313.
- 2 Николаи Е. Л. К задаче об упругой линии двойкой кривизны / Е. Л. Николаи. // Труды по механике – М.: Гостехиздат, 1955. – С. 45-277.
- 3 Попов Е. П. Нелинейные задачи статики тонких стержней / Е. П. Попов. – Л.-М.: Гостехиздат, 1955. – 172 с.
- 4 Ніколенко І. В. Диференціальні рівняння рівноваги вільних і невільних тонких стержнів / І. В. Ніколенко // Вісник Київського університету. – № 1. – 1958. – Серія астрономії, математики та механіки. Вип. 1. – С. 47-56.
- 5 Илюхин А. А. Пространственные задачи нелинейной теории упругих стержней / А. А. Илюхин. – К.: Наукова думка, 1979. – 216 с.
- 6 Гуляев В. И. Упругое деформирование, устойчивость и колебания гибких криволинейных стержней / В. И. Гуляев, В. В. Гайдайчук, В. Л. Кошкин. – К.: Наукова думка, 1992. – 342 с.
- 7 Самойленко А. М. Диференціальні рівняння в задачах: Навч. посібник / А. М. Самойленко, С. А. Кривошея, М. О. Перестюк – К.: Либідь, 2003. – 504 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
19.05.17

Рекомендована до друку
професором **Мойсишиним В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Цьомком В.В.**
(ГПУ «Львівгазвидобування», м. Львів)

МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕННЯ ПОВЕРХНЕВОЇ ПОШКОДЖУВАНOSTI ЕЛЕМЕНТІВ ГНУЧКИХ ТРУБ КОЛТЮБІНГОВИХ УСТАНОВОК

¹А.М. Сиротюк, ²О.Ю. Витязь, ¹Р.А. Барна, ²В.В. Турлич

¹Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України; 79060, м. Львів, вул. Наукова, 5, тел. (0322) 631400; e-mail: s y r o t y u k @ i p t m . l v i v . u a

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727182, e-mail: v y t y a z @ n u n g . e d u . u a

Грунтуючись на експериментально-розрахункових підходах механіки руйнування і міцності матеріалів, а також матеріалознавства, запропоновано та апробовано методика дослідження поверхневої пошкоджуваності сталей гнучких труб, що реалізується шляхом зародження та подальшого розвитку поверхневих тріщиноподібних дефектів за дії циклічних навантажень. Методика враховує специфіку навантажень, що виникають під час експлуатації колтюбінгової установки, а також вплив робочих агресивних середовищ: технологічних – всередині труби та пластових вод – назовні труби.

Розроблено геометрію зразків для випробувань на міцність та довговічність елементів гнучких труб з врахуванням дії експлуатаційних чинників, а також модифіковано та апробовано необхідне дослідне устаткування для проведення таких досліджень. Запропонована методика дозволяє встановлювати основні стадії процесу руйнування гнучких труб, тобто період зародження початкової пошкоджуваності матеріалу, період утворення поверхневих тріщиноподібних дефектів, а також їх подальший розвиток до руйнування труби.

Одержано результати попередніх випробувань елементів гнучких труб із зовнішнім діаметром 38,10 мм і товщиною стінки 2,95 мм, які виготовлено зі сталі марки А606 з межею міцності 793 МПа та межею плинності 672 МПа. Зокрема, для внутрішньої поверхні таких труб побудовано експериментальні залежності „довжина поверхневого тріщиноподібного дефекту – кількість циклів навантаження” за різних значень амплітуди циклічного навантаження.

Ключові слова: колтюбінгові технології; гнучкі труби; конструкційні низьколеговані сталі; циклічні навантаження; агресивні робочі середовища; поверхневе тріщиноутворення.

Базируясь на экспериментально-расчетных подходах механики разрушения и прочности материалов и материаловедения, предложена и апробирована методика исследования поверхностной повреждаемости сталей гибких труб, которая реализуется путем зарождения и дальнейшего развития, поверхностных трещиноподобных дефектов при действии циклических нагрузок. Методика учитывает специфику нагрузок, возникающих при эксплуатации колтюбинговой установки, а также влияние рабочих агрессивных сред: технологических – внутри трубы и пластовых вод – снаружи трубы.

Разработана геометрия образцов для испытаний на прочность и долговечность гибких труб с учетом действия эксплуатационных факторов, а также модифицировано и апробировано необходимое испытательное оборудование для проведения таких исследований. Предложенная методика позволяет устанавливать основные стадии процесса разрушения гибких труб, т.е. период зарождения начальной повреждаемости, период образования поверхностных трещиноподобных дефектов, а также их дальнейшее развитие до разрушения трубы.

Получены результаты предварительных испытаний элементов гибких труб с внешним диаметром 38,10 мм и толщиной стенки 2,95 мм, которые изготовлены из стали марки А606 с пределом прочности 793 МПа и пределом текучести 672 МПа. В частности, для внутренней поверхности таких труб построены экспериментальные зависимости „длина поверхностного трещиноподобного дефекта – число циклов нагружения” для разных значений амплитуды циклического нагружения.

Ключевые слова: колтюбинговые технологии, гибкие трубы, конструкционные низколегированные стали, циклические нагрузки, агрессивные рабочие среды, поверхностное трещинообразование.

Based on the experimental-calculation approaches of fracture mechanics, strength of materials and also the materials science, the method for surface damaging study of flexible pipe steels that is realized by the way of nucleation and further development of surface crack-like defects under cyclic loading has been proposed and approbated. The method takes into account the specific characteristics of loading that is arisen under operation of coiled tubing equipment and also the influence of aggressive working environments: technological – inside pipe and reservoir water – outside pipe. The geometry of specimens for strength and durability testing of flexible pipe elements, taking into account the operating factors has been developed and required testing equipments have been modified and verified. The proposed method gives the possibility to define the main stages of pipe fracture process, i.e. the period of early damaging of material, the period of surface crack-like defects initiation and also their further propagation up to pipe failure. The results of preliminary tests of the elements of flexible pipes with outer diameter of 38,10 mm and wall thickness of 2,95 mm manufactured with steel grade А606 (ultimate strength is 748 МПа and yield stress is 628 МПа) have been received. In particular, the dependencies „length of surface crack-like defect – number of loading cycles” under different values of cyclic loading amplitude have been built for internal surface of these pipes.

Keywords: coiled tubing technologies, flexible pipes, structural low-alloyed steels, cyclic loadings, aggressive operating environments, surface cracking.

Вступ. Однією із основних сучасних тенденцій світової газової та нафтової індустрії є підвищення ефективності видобутку вуглеводневої сировини. На сьогодні відомі різні способи та технології збільшення ефективності газонафтовидобування, це – вплив на пластові поклади, застосування нових технологій буріння свердловин, застосування сучасного устаткування для капітального ремонту та відновлення свердловин, тощо.

Однак, особливе місце серед вищенаведених способів займають так звані „колтюбінгові” (Coiled Tubing) технології, які ґрунтуються на застосуванні гнучких труб (ГТ). Ці технології відзначаються високою економічною ефективністю, перебувають у стані неперервного розвитку та вдосконалення і для координації цих зусиль існує відповідна міжнародна асоціація (International Coiled Tubing Association).

Колтюбінгові технології застосовують для широкого спектру операцій: буріння горизонтальних і похило-спрямованих свердловин; очищення стовбура свердловини; промивання відкладень парафіну; витіснення бурового розчину; видалення рідини зі свердловини; фрезерування відкладень корозивних солей; кислотної обробки призабійної зони пласта; розширення стовбура свердловини; цементування під тиском; закачування інгібіторів і розчинників; дослідження чи глушіння свердловин; очищення насосно-компресорних труб і трубопроводів; прокладання викидних ліній; закачування пластових вод та підтримання пластового тиску, тощо.

У технологічному устаткуванні ГТ працюють у пружно-пластичній області деформування, але в результаті тривалої експлуатації відбувається локальне руйнування труб, що призводить до виникнення аварійних ситуацій. Виникнення поломок зумовлене багатьма експлуатаційними чинниками. Однак, як свідчить інженерна практика, в основному це циклічні згинальні навантаження за сумісної дії агресивних робочих середовищ (технологічних – всередині труби та пластових вод – назовні труби). Таким чином, розроблення методів підвищення надійності та довговічності ГТ для газонафтовидобування за колтюбінговими технологіями є актуальною науковою та науково-технічною задачею.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій.

Щоб запропонувати ефективну методику дослідження пошкоджуваності елементів ГТ колтюбінгових установок потрібно запропонувати підходи, що враховують деградацію їх властивостей за дії експлуатаційних чинників (циклічне навантаження, агресивне середовище, температура, тощо). У літературі наведено низку рекомендацій, щодо вдосконалення технології виготовлення ГТ, методів їх випробування, оцінювання технічного стану та обґрунтування безпечного терміну експлуатації ГТ колтюбінгових установок. Деякі з них наведено нижче.

Автор [1] зазначає, що однією з базових характеристик, що визначають термін безава-

рійної роботи ГТ в умовах циклічних знакозмінних навантажень, є пластичність матеріалу, і, зокрема, відносне видовження за розтяг. Вимога споживачів підвищити міцнісні характеристики сталей для виготовлення ГТ суперечить вимогам збільшення терміну експлуатації ГТ, оскільки загальновідомо [2], що зі збільшенням міцності помітно знижується пластичність сталей.

Тут виявлено, що підвищених міцнісних характеристик ГТ, зокрема, високої міцності за статичних і циклічних навантажень, можна домогтися, застосовуючи для їх виготовлення високоміцні низьколеговані сталі після термічної обробки, що включає гартування і відпуск. Вміст хрому і молібдену сприяє гартуванню таких сталей. Водночас ГТ виготовлені з таких сталей важко ремонтувати в експлуатаційних умовах, оскільки виконані під час ремонтних робіт зварні з'єднання зумовлюють локальний відпуск, і, відповідно, зниження межі плинності. Також помічено тенденцію до зменшення кількості поперечних зварних з'єднань у ГТ з метою підвищення термінів експлуатації ГТ у колтюбінгових установках.

У праці [3] проаналізовано та систематизовано ряд чинників, що впливають на термін експлуатації ГТ, наприклад: діаметр і товщина стінки ГТ, технологічний тиск під час колтюбінгових операцій, механічні пошкодження зовнішньої поверхні труби, корозія, тощо. Промивання свердловини супроводжується періодичною зупинкою спуску труби, її підйомом на незначну відстань і повторним спуском. При цьому змінюються внутрішній тиск у трубі, температура навколишнього середовища, тощо, що не завжди фіксують прилади і оператори, а, отже, ці моменти не враховують при аналізуванні причин руйнування труб. Небажано використовувати плашки транспортера з насічкою, оскільки такі механічні пошкодження є концентраторами напружень на зовнішній поверхні труб. Терміни та умови зберігання ГТ також впливають на термін експлуатації.

У [4] проаналізовано і узагальнено сучасні наукові та інженерні підходи механіки руйнування і міцності матеріалів до оцінювання працездатності та залишкової довговічності дефектних елементів конструкцій тривалої експлуатації за умов появи гострокінцевих концентраторів напружень.

Автор роботи [5] запропонував безконтактні неруйнівні випробування для оцінювання втомної міцності ГТ, зокрема показано, як прогнозувати залишкову міцність за геометричними розмірами виявлених поверхневих дефектів.

У праці [6] зазначено, що довговічність ГТ залежить як від механічних властивостей труб, так і від умов їх експлуатації, зокрема: параметрів циклічного навантаження при колтюбінгових операціях, внутрішнього тиску в трубах, активності корозійних процесів з врахуванням експлуатаційних напружень, зменшення товщини стінки за рахунок тертя труби до стінки свердловини при спуско-підйомних операціях, механічних пошкоджень поверхні труби (рис-

ки, задири, тощо), наявності зварних з'єднань, неметалевих включень у сталі.

У [7] запропоновано використовувати тривимірні лазерні зображення для контролю стану поверхні ГТ, зокрема, для отримання інформації щодо глибини, ширини, довжини і площі дефектів. Технології, що базуються на розсіюванні магнітного потоку, не показують геометрію пошкоджень, а за допомогою лазерів можна визначити геометричні параметри пошкоджень і оцінити їх допустимі розміри або критичні розміри дефектів, за яких відбувається катастрофічне руйнування.

У праці [8] зазначено, що основною причиною виходу з ладу ГТ є утворення на зовнішній поверхні труб тріщин, які перетворюються в наскрізні. Це, на думку авторів, відбувається через окрихчення металу в процесі експлуатації внаслідок зростання його межі міцності і зменшення пластичності. Оскільки межа плинності і твердість металу пов'язані між собою, запропоновано оцінювати термін служби труб, вимірюючи їх твердість після 10–20 спускопідіймальних операцій. У цій же роботі зазначено, що у процесі експлуатації ГТ навантажені згинальним моментом, повздовжньою силою і крутним моментом, що може спричинити втрату стійкості колони труб і набути спіралевидної або хвилеподібної форми.

У [9] розглянуто основні відомості про корозію, корозійно-механічне руйнування, тріщиностійкість і водневу крихкість конструкційних сталей. Подано методи розрахунку конструкційної міцності труб з корозійними дефектами.

Окрім цього, у літературі наведено відомості і про натурні випробування ГТ. Так, наприклад, в університеті Талса, штат Оклахома, США (Tyumen State O&G University, USA) створено Консорціум з дослідження фізико-механічних властивостей ГТ [10]. Працівник цього університету Стивен Тіптон (Steven Tipton) розробив алгоритми для визначення терміну експлуатації ГТ, а в університеті сконструйовано та апробовано дослідну машину для випробувань ГТ. Багато компаній, в тому числі компанія Шлюмберже (Schlumberger), використовують алгоритм Тіптона для визначення терміну експлуатації ГТ.

У праці [11] описано розроблену випробувальну установку для оцінювання втомної довговічності труб діаметрами до 3,5 дюймів за тиску 10000 psi і осьової навантаженні до 120000 футів.

У [12] зазначено, що втомні випробування ГТ – дорогавартісна і тривала процедура, тому запропоновано методику випробувань за пришвидшеною процедурою. Тут досягнуто швидкість одноразового згину до 10 циклів на хвилину при радіусі згину 1200 мм, і в двічі більша швидкість при згині з радіусом 2400 мм.

Проаналізувавши низку існуючих підходів, нами розроблено та апробовано нову лабораторну методику дослідження поверхневої пошкоджуваності елементів ГТ, що реалізується шляхом зародження та подальшого розвитку пове-

рхневих тріщиноподібних дефектів за циклічних навантажень. На сьогодні в спеціалізованій науковій та науково-технічній літературі вичувенню цієї проблеми приділено недостатньо уваги. У наведених вище працях практично відсутній належний розгляд впливу чинників агресивних робочих середовищ. Результати наведених досліджень дають інтегральну картину процесу втомного руйнування матеріалу і не дозволяють встановити його стадійність, тобто зародження початкової пошкоджуваності матеріалу, утворення поверхневих тріщиноподібних дефектів та їх розвиток до руйнування труби. Таким чином, критерії міцності та довговічності ГТ, що побудовано за такими даними є недостатніми і не можуть вважатися надійними для прогнозування безпечної роботи колтубінгових установок та запобігання виникненню аварійних ситуацій за їх довготривалої експлуатації.

Запропонований нами методичний підхід усуває цей принциповий недолік, оскільки дає можливість встановити основні „лімітуючі” стадії процесу поверхневого руйнування, які визначають довговічність ГТ в експлуатаційних умовах.

Формулювання цілей статті

Метою цієї роботи розроблення та апробація методики дослідження поверхневої пошкоджуваності елементів ГТ, що реалізується шляхом зародження та подальшого розвитку поверхневих тріщиноподібних дефектів за циклічних навантажень.

Досягнення поставленої мети вимагало вирішення таких *задач*:

проаналізувати існуючі методичні підходи дослідження поверхневої пошкоджуваності елементів ГТ колтубінгових установок;

запропонувати методику дослідження початкових стадій руйнування матеріалів на циклічно деформованій поверхні елементів ГТ;

шляхом проведення попередніх досліджень пошкоджуваності елементів ГТ здійснити апробацію запропонованих методик дослідження та зразків.

Об'єкт дослідження: процес руйнування елементів ГТ, що реалізується шляхом зародження та подальшого розвитку поверхневих тріщиноподібних дефектів за циклічних навантажень.

Методи дослідження: експериментально-розрахункові підходи механіки руйнування і міцності матеріалів, а також матеріалознавства.

Виклад основного матеріалу

Методика та устаткування для випробувань матеріалів гнучких труб за сумісної дії циклічних навантажень та робочих середовищ.

Використовуючи експериментальну базу Фізико-механічного інституту імені Г.В. Карпенка НАН України [13, 14], створено спеціальну дослідну установку для визначення фізико-механічних та електрохімічних характеристик процесів зародження та розвитку поверхневих дефектів, а також корозійно-втомних тріщин на циклічно-деформованих металевих

Таблиця 1 – Хімічний склад сталі А606 тип 4 (мас. %) [15]

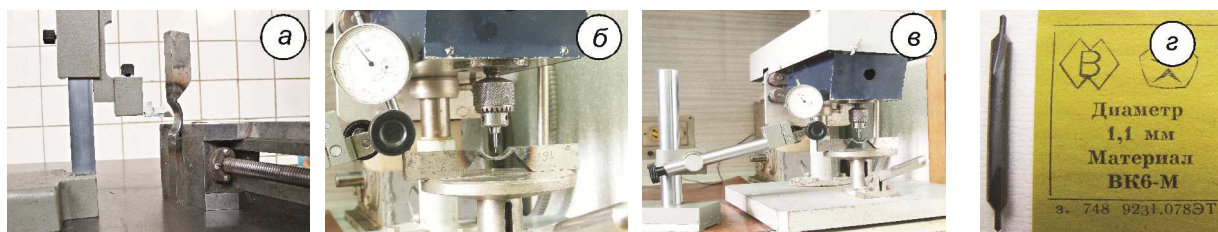
Тип сталі	Хімічний склад сталі, % вагових								
	C	Mn	P	S	Si	Cr	Ni	Cu	Mo
Модифікована ASTM A606 Тип 4	0,08–0,15	0,60–0,90	0,030 max	0,005 max	0,30–0,50	0,45–0,70	0,25 max	0,40 max	0,21 max

Таблиця 2 – Механічні властивості сталі А606 тип 4 [15]

σ_B , МПа	σ_T , МПа	δ , %	ψ , %
793	672	8,5	45,7



Рисунок 1 – Загальний вигляд зразка для дослідження зародження та розвитку поверхневих тріщиноподібних дефектів за циклічних навантажень



а – визначення місця розміщення концентратора;
б, в – висвердлювання ямки глибиною 0,1 мм; г – свердло

Рисунок 2 – Методика нанесення концентратора напружень на поверхні дослідного зразка:

поверхнях за дії корозійно-активних середовищ. Дане обладнання та запропонована нижче методика досліджень дасть можливість провести комплекс експериментальних фізико-механічних досліджень особливостей початкової пошкоджуваності та поверхневого тріщиноутворення у сталях для виготовлення ГТ. Особливу увагу на подальших етапах роботи буде приділено встановленню впливу хімічного складу робочих середовищ (технологічних – всередині труби та пластових вод – назовні труби) та їх температури. Базуючись на результатах досліджень, можна встановити взаємозв'язок між амплітудою прикладених циклічних навантажень, параметрами агресивного робочого середовища (рН, температура) і процесами тріщиноутворення у матеріалах ГТ.

Матеріали та послідовність випробувань. Випробовували зразки зі сталі А606 тип 4, що застосовують для виготовлення ГТ колтюбінгових установок. Це високоміцна низьколегована сталь, яка забезпечує хорошу зварюваність, корозійну стійкість, втомну міцність та високі механічні властивості. Її хімічний склад наведено в табл. 1, а механічні властивості – у табл. 2.

Всі базові фізико-механічні дослідження процесів зародження та розвитку поверхневих тріщиноподібних дефектів виконано на балкових зразках, у середній частині яких приварено сегменти (рис. 1) вирізані з ГТ. Такий вибір конфігурації зразка зумовлено врахуванням технології виготовлення елемента труби.

Окрім того, для локалізації процесу зародження тріщини, за спеціальною розробленою методикою (рис. 2) наносився концентратор напружень, який моделював корозійне пошкодження типу пітингу. Для цього на гладкій полірованій поверхні зразка висвердлювалась ямка глибиною 0,1 мм.

Програму експериментальних досліджень реалізовано з використанням спеціальної дослідної установки [13], яка дає змогу проводити випробування у повітрі, а також в умовах корозійної втоми та базується на випробуваннях балкових зразків за циклічного навантаження в умовах чистого згину (рис. 3).

Всі випробування виконано за кімнатної температури та постійних умовах циклічного навантаження: форма циклу – синусоїдальна; частота навантаження $f = 1$ Гц; коефіцієнт асиметрії циклу $R = 0$, амплітуда навантажень $\Delta\sigma = \sigma_T = 672$ МПа.



Рисунок 3 – Загальний вигляд установки для випробування балкових зразків за циклічного навантаження в умовах чистого згину

Базові параметри процесів поверхневої корозійно-механічної пошкоджуваності та тріщиноутворення у сталях гнучких труб. Методологічною основою роботи є одночасне врахування фізико-механічних та фізико-хімічних процесів (рис. 4), що спричиняють корозійно-механічну пошкоджуваність та поверхневе тріщиноутворення в конструкційних сталях. Такий підхід є ефективним та фізично обґрунтованим при визначенні стандартних характеристик корозійної тріщиностійкості конструкційних металів та сплавів [13].

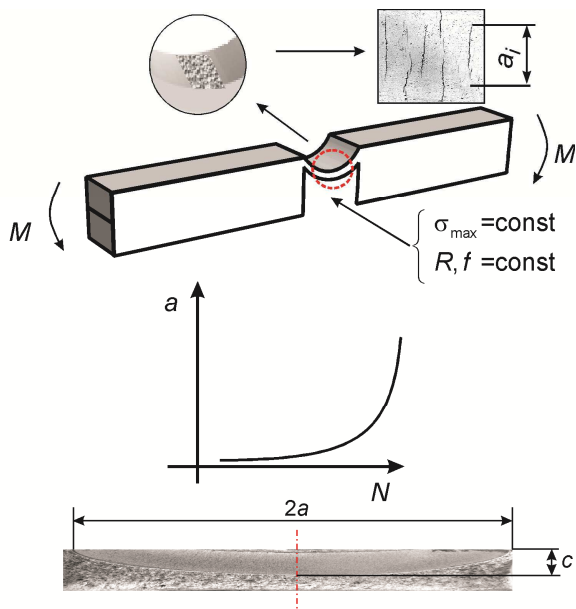


Рисунок 4 – Схематичне представлення параметрів, що контролювались у процесі дослідження

Тому у процесі кожного випробування контролюють та реєструють такі параметри [14]: максимальне напруження циклу навантаження

σ_{max} ; коефіцієнт асиметрії R та частота навантаження f ; число циклів навантаження N ; довжина поверхневих тріщин a ; зображення досліджуваної поверхні (рис. 4).

Надалі це дасть змогу достатньо повно охарактеризувати досліджувану систему „матеріал – середовище” як з фізико-механічної, так і з фізико-хімічної сторони, і побудувати на цій основі адекватну модельну схему та встановити критерій поверхневого тріщиноутворення за циклічного деформування досліджуваних матеріалів ГТ в експлуатаційних умовах.

Фізико-механічні методи дослідження початкових стадій руйнування матеріалів на циклічно деформованій поверхні сталей ГТ. Зразки випробовували до повного руйнування (рис. 5) з подальшим аналізом поверхонь зламів. Стадія початкового пошкодження поверхні та зародження тріщиноподібних дефектів, а також стадія розвитку поверхневих тріщиноподібних дефектів вивчалась за допомогою методу пластичних реплік [16, 17]. Реплікаційним матеріалом служила целолюзоацетатна плівка (марка G255 виробництва фірми AGAR SCIENTIFIC, Велика Британія) товщиною 35 мкм. Дана плівка є легкорозчинною в ацетоні. Методика виконання цього дослідження полягає в наступному. Досліджувану поверхню перед експериментом ретельно зачищають та шліфують до стану ювенільності. Після цього змочують її ацетоном високого очищення і на ще вологу поверхню накладають реплікаційну плівку певного розміру, внаслідок чого плівка приклеюється до поверхні. Через 5...7 хв. плівка відстає від поверхні, зберігаючи на собі детальний відбиток досліджуваної поверхні. Одержані в процесі дослідження відбитки аналізували за допомогою спеціальної системи [13], що складається з мікроскопа, фотоапарата та персонального комп'ютера з відповідним програмним забезпеченням. Дана система дає можливість фіксувати зображення досліджуваної поверхні в електронному варіанті (рис. 6), а також вимірювати лінійні розміри, площу та розташування існуючих на поверхні пошкоджень та тріщиноподібних дефектів. Точність вимірювання лінійних розмірів складає ± 10 мкм. Це дало змогу детально, якісно і кількісно дослідити кінетику зародження та розвитку поверхневих тріщиноподібних дефектів, за заданих умов випробування.

Крім цього, зареєстровані в комп'ютері зображення поверхні руйнування, що відповідають різним стадіям досліджуваних процесів, можуть бути використані як зразки при ідентифікації умов руйнування реальних елементів ГТ в експлуатаційних умовах.

Інші методи дослідження. Необхідні для реалізації завдань роботи металографічні та фрактографічні дослідження виконано у Центрі колективного користування науковими приладами (ЦККНП) „Центр електронної мікроскопії та рентгенівського мікροаналізу” НАН України (див. www.ipm.lviv.ua), що функціонує на базі Фізико-механічного інституту НАН України і обладаний сучасним науковим обладнанням



Рисунок 5 – Загальний вигляд зразка зі сталі А606 тип 4 після випробувань

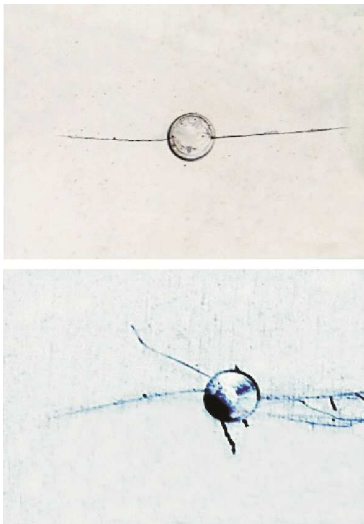


Рисунок 6 – Характерні приклади мікропошкоджуваності та зародження тріщин на циклічно деформованій металевій поверхні ГТ

виробництва фірм Carl Zeiss (Німеччина) та Oxford Instruments (Велика Британія).

Дослідження пошкоджуваності сталей гнучких труб. Кінетику розвитку поверхневих втомних тріщин у сталі аналізували на основі залежності „довжина тріщини a – кількість циклів навантаження N ”, яку було побудовано за результатами випробувань у повітрі. Одержано результати попередніх випробувань елементів гнучких труб із зовнішнім діаметром 38,10 мм і товщиною стінки 2,95 мм, які виготовлено зі сталі марки А606 тип 4 з межею міцності 793 МПа та межею плинності 672 МПа. Тріщина зародилась після ≈ 460 тис. циклів навантаження з нанесеного концентратора напружень (рис. 7), який моделює корозійне пошкодження типу пітинга. Вийшовши з концентратора на поверхню зразка, тріщина поширювалась по обидва його боки, практично рівномірно.

Зразок зруйнувався після 595 тис. циклів навантаження, коли тріщина поширилась на всю ширину випробовуваного зразка та вийшла на його бокову поверхню, і почала розвиватись вглиб матеріалу.

Результати проведених експериментальних досліджень свідчать, що для всіх випадків випробувань сталі А606 тип 4 утворені на циклічно деформованій поверхні макротріщини мають форму близьку до півеліптичної зі співвідношенням півосей $c/a \approx 0,10 \dots 0,15$ (рис. 8). У подальшому такі тріщини розвиваються в глибину матеріалу.

При розробці інженерних підходів до оцінювання втомного поверхневого тріщиноутворення сталей ГТ необхідні певні спрощення та схематизація процесів, що розглядаються.

За допомогою фрактографічних досліджень виявлено типову картину руйнування низьколегованої сталі у повітрі. Тріщини зароджувалися від нанесеного концентратора напружень (рис. 9) і поширювалися в глибину перерізу зразка. При цьому на зламі формувалися фестони (рис. 9а), поперек яких розташовувалися втомні борозенки (рис. 9б). Характерною ознакою втомного рельєфу є вторинне розтріскування вздовж втомних боріздок, які

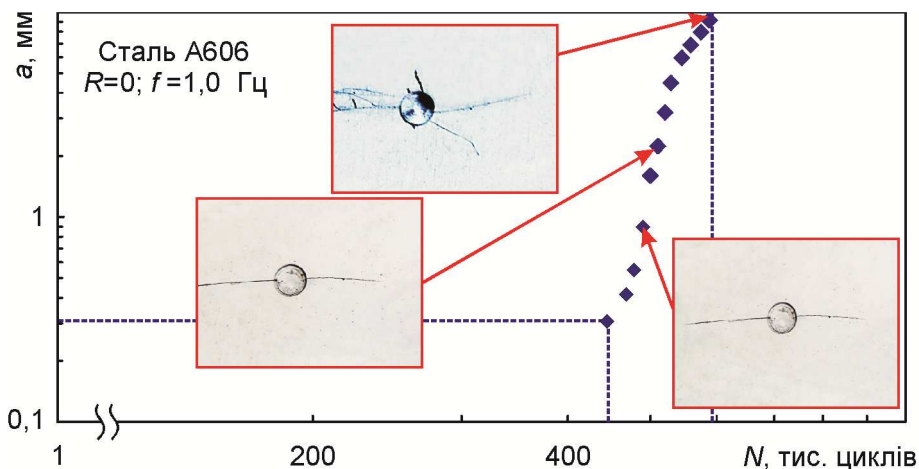


Рисунок 7 – Довжина поверхневої втомної тріщини як функція кількості циклів навантаження N за випробувань у повітрі

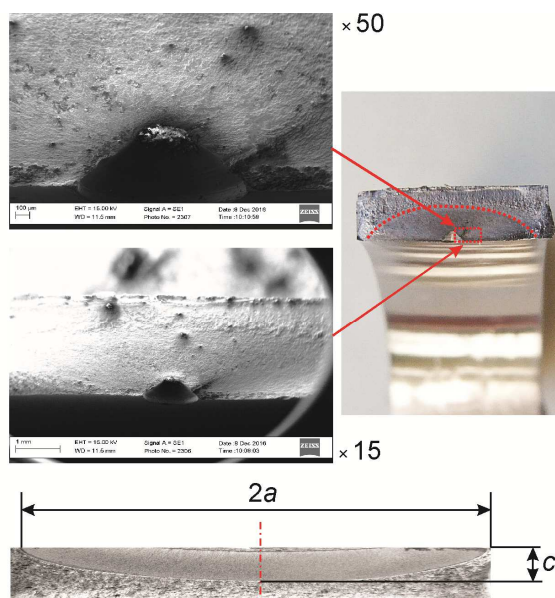
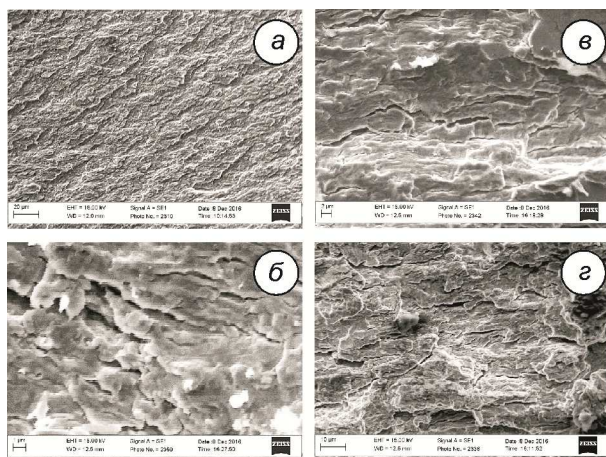


Рисунок 8 – Зародження тріщини від нанесеного концентратора напружень



$a - \times 500$; $б - \times 5000$; $в - \times 2000$; $г - \times 1000$

Рисунок 9 – Поверхні втомного руйнування сталі А606 тип 4 у повітрі

контрастно відтіняють їх (рис. 9в). Крок цих борозенок зростає у міру просування тріщини від концентратора на зразку до остаточного його руйнування. Гребені відриву між суміжними фестонами на злами в основному мали сліди наклепу через невідповідність впадин і виступів під час контактування берегів тріщини в циклі навантаження (рис. 9г). Спонтанне руйнування зразка відбувалося за типовим в'язким руйнуванням шляхом зародження порожнин, їх подальшого росту та злиття з утворенням на поверхні ямкового рельєфу.

Висновки

Запропоновано та апробовано методику дослідження поверхневої пошкодженості сталей гнучких труб, що реалізуються шляхом зародження та подальшого розвитку поверхневих тріщиноподібних дефектів за циклічних навантажень.

Розроблено геометрію зразків для випробувань на міцність та довговічність елементів гнучких труб в умовах статичного та циклічного згину за дії агресивних робочих середовищ, а також модифіковано та апробовано дослідне устаткування для проведення таких досліджень. Запропонована методика дає змогу досліджувати особливості початкових стадій пошкоджуваності та поверхневого тріщиноутворення, як на внутрішніх, так і на зовнішніх поверхнях елементів гнучких труб в умовах, що моделюють реальні експлуатаційні.

Одержано результати попередніх випробувань елементів гнучких труб із зовнішнім діаметром 38,10 мм і товщиною стінки 2,95 мм, які виготовлені зі сталі марки А606 з межею міцності 793 МПа та межею плинності 672 МПа. Зокрема, для внутрішньої поверхні таких труб побудовано експериментальну залежність „довжина поверхневого тріщиноподібного дефекту – кількість циклів навантаження”.

Література

- 1 Pursell J. Coiled tubing – a manufacturer's challenges / J. Pursell // Coiled Tubing Times. – 2004. – № 3 (009). – Р. 14–16.
- 2 Механика разрушения и прочность материалов [Текст]: справ. пособ. / Под общ. ред. В.В. Панасюка. [Т. 4]: Усталость и циклическая трещиностойкость конструкционных материалов / О.Н. Романив, С.Я. Ярема, Г.Н. Никифорчин и др. – К: Наукова думка, 1990. – 680 с.
- 3 Молчанов А.Г. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб / А.Г. Молчанов, С.М. Вайншток, В.И. Некрасов, В.И. Чернобровкин. – М.: Изд-во Академия горных наук, 1999. – 224 с.
- 4 Механіка руйнування та міцність матеріалів: довідн. посіб. / За заг. ред. В.В. Панасюка. [Т. 13]: Працездатність матеріалів і елементів конструкцій з гострокінцевими концентраторами напружень / І.М. Дмитрах, Л. Тот, О.Л. Білий, А.М. Сиротюк: [за ред. В.В. Панасюка]. – Львів: Сполом, 2012. – 316 с.
- 5 Stanley R.K. Some new developments applicable to coiled tubulars / R.K. Stanley // Coiled Tubing Times. – 2005. – № 3 (013). – Р. 50.
- 6 Козловский А.М. Пути повышения ресурса гибких длинномерных труб при их эксплуатации / А.М. Козловский, Г.П. Куканков, С.И. Пыхов, В.А. Шуринов, А.В. Брылкин // Время колтюбинга. – 2003. – № 3 (005). – С. 13–15.
- 7 Кристиан А. Использование трехмерных лазерных изображений для ревизии состояния гибких труб / А. Кристиан, С.М. Типтон, А.Р. Эмнетт // Время колтюбинга. – 2008. – № 2 (024). – С. 53.
- 8 Молчанов А.Г. Методика контроля состояния колонны гибких труб колтюбинговых установок в промышленных условиях / А.Г. Молчанов, В.Г. Певнев // Матер. 10-ой Междунар. конф. по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам. – М., 2009. – С. 45–46.

9 Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання [Текст]: наук.-техн. посіб.: у 3-х томах / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин; за ред. В.В. Панасюка. – Т. 1: Основи оцінювання деградації трубопроводів. – Івано-Франківськ: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2011. – 457 с.

10 Габдулхакова О. Чему учат в університеті Талса? / О. Габдулхакова // *Время колтюбинга*. – 2009. – № 4 (029). – С. 82–85.

11 Типтон С. Две уникальные системы для проведения испытаний / С. Типтон // *Время колтюбинга*. – 2005. – № 2 (012). – С. 6.

12 Типтон С. Испытательная машина для ускоренного тестирования гибкой трубы / С. Типтон // *Матер. 10-ой Междунар. конф. по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам*. – М., 2009. – С. 41.

13 Дмитрах І.М. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень / І.М. Дмитрах, В.В. Панасюк. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка, 1999. – 342 с.

14 Механіка руйнування та міцність матеріалів [Текст]: довідн. посіб.; за заг. ред. В.В. Панасюка. [Т. 7]: Надійність та довговічність елементів конструкцій теплоенергетичного устаткування / І.М. Дмитрах, А.Б. Вайнман, М.Г. Стащук, Л. Тот; за ред. І.М. Дмитраха. – К.: ВД „Академперіодика”, 2005. – 378 с.

15 Coiled Tubing Technical Data. GT-100. Global Tubing, 2009.

16 Akid R. The effect of solution pH on the initiation and growth of short fatigue cracks / R. Akid, K. J. Miller // *Fracture behaviour and design of materials and structures: 8 th European Conf. on Fracture (ECF-8)*, 1–5 Oct., 1990: Turin (Italy): proceedings. – UK: EMAS Publishing, 1990. – P. 1403–1411.

17 Dmytrakh I.M. Determination and prediction of corrosion fatigue cracks nucleation from surface of the semicircular notches / I.M. Dmytrakh, V.V. Panasyuk // *Fracture from Defects: 12 th European Conf. on Fracture (ECF-12)*, 14–18 Sept., 1998: Sheffield (UK): proceedings. – Sheffield (UK): EMAS Publishing, 1998. – P. 1187–1192.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
31.05.17*

*Рекомендована до друку
професором Чудик І.І.*

*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Дмитрахом І.М.*

*(Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка
НАН України, м. Львів)*

РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИЧНОГО ПІДХОДУ ДО ДОСЛІДЖЕННЯ КОРОЗІЙНОГО РОЗТРІСКУВАННЯ ВІД НАПРУЖЕННЯ З УРАХУВАННЯМ КОМПЛЕКСНОГО ВПЛИВУ ЧИННИКІВ

Л.І. Ниркова, С.Л. Мельничук, С.О. Осадчук, А.О. Рибаків, Н.О. Дараганова

*Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України;
03150, м. Київ-150, вул. Казимира Малевича, 11, e-mail: lnirkova@gmail.com*

Розроблено методичний підхід до дослідження схильності трубної сталі до корозійного розтріскування від напруження в лабораторних умовах, який полягає в моделюванні комплексного впливу зовнішніх (випробувальний розчин та наведений потенціал) та внутрішніх (циклічні навантаження, наявність локального осередку корозії) чинників. Проведено порівняльні дослідження схильності трубної сталі до стрес-корозійного розтріскування в умовах комплексного впливу зовнішніх та внутрішніх чинників та встановлено, що при інших однакових умовах найбільш інтенсивно прискорюють стрес-корозійне розтріскування наявність локального осередку корозії та катодний потенціал.

Ключові слова: труба сталь, корозійне розтріскування від напруження, деформація з повільною швидкістю.

Разработан методический подход к исследованию склонности трубной стали к коррозионному растрескиванию под напряжением в лабораторных условиях, состоящий в моделировании комплексного влияния внешних (испытательный раствор и приложенный потенциал) и внутренних факторов (циклические нагрузки и наличие локального очага коррозии). Проведены сравнительные исследования склонности трубной стали к стресс-коррозионному растрескиванию в зависимости от комбинации внешних и внутренних факторов и установлено, что наиболее интенсивно влияют на стресс-коррозионное растрескивание наличие локального очага коррозии и катодный потенциал.

Ключевые слова: трубная сталь, коррозионное растрескивание под напряжением, деформация с медленной скоростью.

The methodological approach to the research of the pipe steel susceptibility to corrosion cracking under stress has been developed in the laboratory environment. This approach consists in the model analysis of complex effect of external (experimental solution and applied potential) and internal factors (periodic load and presence of local corrosion spot). Comparative studies of the pipe steel susceptibility to corrosion cracking under stress, depending on the combination of external and internal factors have been conducted. It has been established that the presence of local corrosion spot and the cathodic potential have the main impact on the corrosion cracking under stress.

Key words: pipe steel, corrosion cracking under stress, slow rate deformation.

Вступ

Аварії, що відбуваються на магістральних нафто-і газопроводах, істотно впливають на екологію навколишнього середовища. Тому вивчення механізмів явищ, які призводять до аварій, має важливе наукове і практичне значення. Аналізуючи досвід експлуатації магістральних трубопроводів, можна виділити три найбільш значущі причини їх руйнування: корозійний знос, в тому, корозійне розтріскування від напруження (КРН). Всі інші явища менш вагомі, але можуть прискорювати руйнування за тим чи іншим механізмом. У світі з проблемою КРН вперше зіткнулися у 60-ті роки, в нашій країні – у 80-ті роки минулого сторіччя. Здавалося, що за цей час, враховуючи важливість та масштабність явища, вже мали вирішити цю проблему, але дотепер її актуальність тільки зростає, а кінцеве рішення відсувається на невизначений час. Механізм перебігу стрес-корозійних процесів відрізняється від інших видів корозії і руйнування, оскільки на них впливає сукупність багатьох чинників. Це обумовлює необхідність більш детального дослідження явища корозійного розтріскування від

напруження, що дозволить розроблювати ефективні заходи для його контролю та запобігання.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

На цей час проблема КРН для ряду газотранспортних підприємств ПАТ «НАК «Нафтогаз України» стала однією з найгостріших у зв'язку аваріями. КРН – це руйнування трубопроводів при одночасному тривалому впливі специфічного зовнішнього середовища та напруження, що розтягне [1]. КРН розвивається із зовнішньої, катодно-захищеної поверхні труби, під покривом, що відшарувалося, при впливі ґрунтового електроліту, який містить солі вугільної кислоти (карбонати і бікарбонати), зовнішніх і внутрішніх механічних напружень, які виникають при експлуатації газопроводів. Таке середовище пасивує поверхню труби і уповільнює загальну корозію сталі. У місцях пошкодження пасивуючої плівки виникають ділянки локальної корозії [1]. У цей час основною ознакою КРН вважають наявність на зовнішній поверхні труб колоній поздовжніх тріщин. Особливий інтерес для розуміння процесу КРН

представляють ненаскрізні тріщини, оскільки вони характеризують стан металу в процесі руйнування. Ще одним джерелом візуальної інформації про ознаки КРН є характер зламу. Остаточному руйнуванню труби при КРН обов'язково передують стадія стабільного росту тріщини, тому на зламі видно, щонайменше, дві зони: стабільного росту тріщини й катастрофічного руйнування (долому). Є дані про те, що властивості металу на ділянках утворення та поширення стрес-корозійних тріщин не відрізняються від його властивостей на інших ділянках та відповідає вимогам технічних умов на труби і тріщини не мають жорсткої прив'язки до поверхневих концентраторів напружень [2]. Крім того, тріщини зароджуються на ділянках металевої поверхні, що не містять дефектів, та розташовані на відстані від монтажного зварного шву. Більшість аварій через КРН відбувається на відстані до 30 км від компресорної станції за ходом газу. Метал труби в цій зоні, крім контакту з ґрунтовим електролітом на ділянках з пошкодженим захисним покритвом, піддається додатковому впливу підвищеної температури – до (25-35) °С, що прискорює електрохімічні процеси. Вібрації, за певних умов, також можуть сприяти зародженню стрес-корозійних тріщин.

За сучасними уявленнями існує два основних механізми КРН – механізм локального анодного розчинення [3] і водневого руйнування [4], які взаємопов'язані, але якісно різні, тому обґрунтовуючи провідну роль одного з механізмів, слід мати на увазі можливість перебігу КРН іншим [5]. Для трубної сталі типу Х70 за катодної поляризації при рН, близьких до нейтрального, існує критичний діапазон потенціалів, (наприклад, від -730 мВ до -920 мВ (відносно стандартного каломельного електроду)), в якому реакція анодного розчинення може перебігати за катодної поляризації: якщо поляризаційний потенціал знаходиться в цій області, КРН перебігає за сумісного впливу обох механізмів [5].

Чинниками КРН, яким приділяють увагу сучасні вітчизняні та закордонні дослідники, є: рН середовища [6-7], стан захисного покриття [8-9], рівень потенціалу катодного захисту [10-11], особливості мікроструктури [12-13], металургійний чинник [14], нерівноважні термодинамічні процеси під дією терморушійних сил [15-16] тощо.

Спираючись на вищенаведене, сформульовано мету роботи, яка полягала у розробленні методичного підходу до дослідження процесу КРН з урахуванням впливу найвагоміших зовнішніх та внутрішніх чинників в лабораторних умовах.

Матеріали і методи досліджень

Дослідження проводили на зразках трубної сталі типу Х70, виготовлених з труби діаметром 1420 мм з товщиною стінки 15,7 мм такого хімічного складу (у ваг. %): 0,095 С, 1,39 Мп, 0,255 Si, 0,005 S, 0,017 Р, 0,032 Al, 0,04 Ni,

0,03 Мо, 0,004 Ti, 0,05 V, 0,027 Nb, 0,04 Ст. Механічні характеристики сталі: тимчасовий опір розриву $\sigma_b = 588$ МПа, границя текучості $\sigma_T = 441$ МПа.

В роботі використовували розчини на основі модельного ґрунтового електроліту (МГЕ):
- розчин № 1 – МГЕ складу, г/л: 0,037 КСІ + 0,559 NaHCO₃ + 0,008 CaCl₂ + 0,089г/л MgSO₄, рН 8,0 [17];

- розчин № 2 – МГЕ +0,5 г/л CN₂H₄O, рН 8,6;

- розчин № 3 – МГЕ +10,8 г/л KSCN, рН 9,0;

- розчин № 4 – МГЕ + буферний розчин у співвідношенні 9:1, рН 8,2. Буферний розчин готували на дистильованій воді згідно з [18] змішуванням в потрібному співвідношенні гідрофосфатів натрію і калію – ¹/₁₅М Na₂HPO₄·2H₂O та ¹/₁₅М KH₂PO₄.

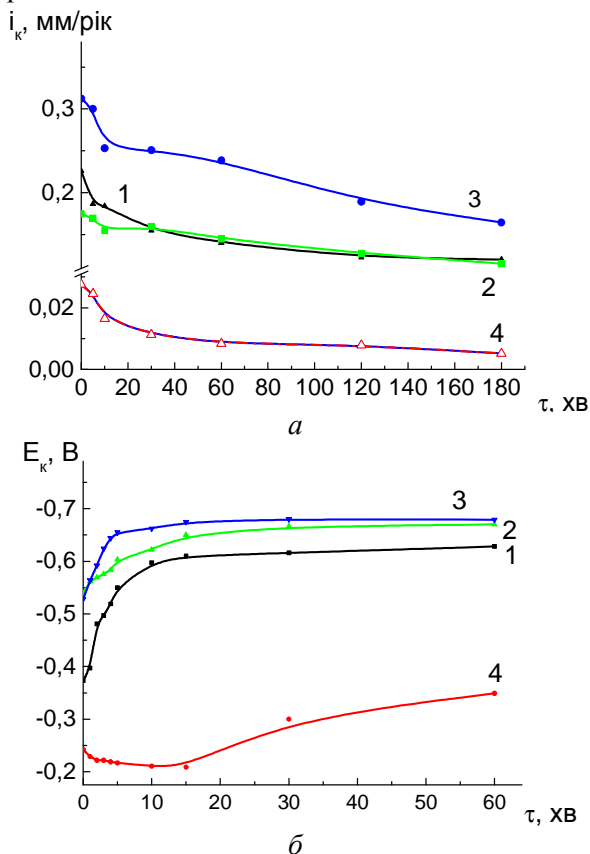
Швидкість корозії сталі в досліджуваних розчинах визначали методом поляризаційного опору на двоелектродних давачах за допомогою корозиметра універсального УИСК-101. Потенціали корозії трубної сталі вимірювали в вищенаведених розчинах відносно хлорсрібно-го електроду порівняння за допомогою потенціостату ПИ-50 впродовж 1 год. Анодні та катодні поляризаційні криві знімали в потенціодинамічному режимі за триелектродною схемою зі швидкістю розгортки потенціалу 5×10⁻⁴ В/с. Робочим електродом слугував зразок трубної сталі, допоміжним – платиновий. Дослідження проводили методом деформації з повільною швидкістю 10⁻⁶ м/с плоских зразків у корозійному середовищі за наведеного потенціалу на розривній машині АИМА-5-1. Напружено-деформований стан контролювали за показниками: подовження, час до руйнування, площа перерізу зразка в місці руйнування, відносне звужування, ступінь стійкості зразка до КРН – К (безрозмірна величина), що дорівнює відношенню відносного звужування у повітрі та у розчині. Оцінювання схильності до КРН проводили за зовнішнім виглядом зразків після руйнування: вважали, що труба сталь схильна до КРН, якщо характер руйнування – крихкий або крихкий з в'язким доломом, і коефіцієнт ступені схильності до КРН більше 1,6.

Результати досліджень та їх обговорення

Як відомо, для газопроводів України характерним є стрес-корозійне розтріскування при рН, близьких до нейтральних. Нейтральні середовища проявляють низьку агресивність. Є припущення, що вони містять речовини, які, при контакті з поверхнею сталі приводять до утворення локальних осередків корозії. Тому було приділено увагу дослідженню впливу різних компонентів середовища на корозійні, електрохімічні та корозійно-механічні властивості трубної сталі.

Швидкість корозії трубної сталі в МГЕ становила близько 0,12 мм/рік. Додавання до нього тіомочевини, SCN₂H₄O, яка, як відомо, має інгібіторні властивості, в перші 20 хв спри-

яло незначному зниженню швидкості корозії трубної сталі, але з часом значення швидкості корозії в обох середовищах майже співпали (рис. 1, а криві 1 і 2). Додавання в МГЕ роданід-іонів, призвело до підвищенню швидкості корозії протягом всього часу досліджень та стабілізуванню її біля значення 0,16 мм/рік, рис. 1, а, крива 3.



1 – МГЕ, 2 – МГЕ + 0,5CN₂H₄O, 3 – МГЕ + 10,8 г/л KSCN, 4 – МГЕ + буферний розчин у співвідношенні 9:1

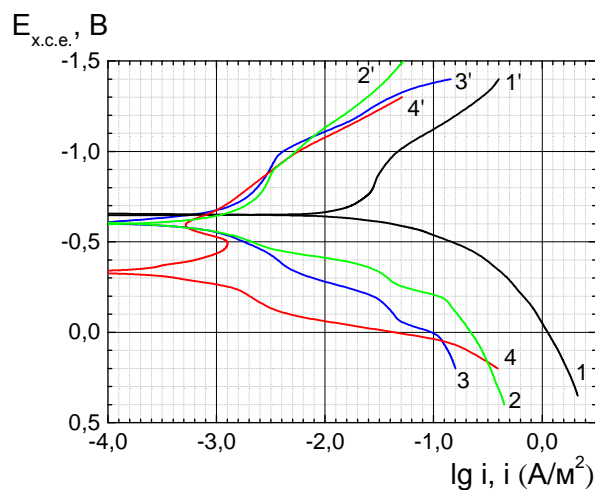
Рисунок 1 – Швидкість корозії (а) і потенціал корозії (б) трубної сталі типу X70 в розчинах

Відповідно до моделі локального анодного розчинення [3], локальні корозійні процеси, які згодом приводять до розвитку стрес-корозійних дефектів, починаються у тонкій плівці вологи, що утворилася під захисним покривом під час його відшарування від поверхні труби. Відповідно до літературних даних та власного досвіду, в цьому місці струм катодного захисту не досягав поверхні металу, тому рН в ньому не змінювалося. Стабілізування рН забезпечували додаванням фосфатного буферного розчину до МГЕ. Дослідним шляхом було встановлено, що при змішуванні МГЕ з буферним розчином рН після випробувань не змінювалось. Швидкість корозії при цьому знизилася майже на порядок порівняно з МГЕ, рис. 1, а, крива 4.

Потенціал корозії в МГЕ становив близько -0,628 В. При додаванні тіомочевини та роданід-іонів спостерігали зміщення потенціалу корозії в негативний бік порівняно з МГЕ, що вказувало на деяке активування корозійних

процесів на поверхні, рис. 1, б, криві 2 та 3. В розчині МГЕ, в якому стабілізували значення рН за допомогою буферного розчину, спостерігали зміщення потенціалу корозії в область більш позитивних значень, рис. 1, б, крива 4.

Аналізуючи поляризаційні криві трубної сталі в досліджуваних розчинах (рис. 2), слід відзначити, що додавання іонів HPO₄²⁻, H₂PO₄⁻, SCN⁻ та NH₂⁻ сприяло зменшенню граничного струму відновлення кисню майже на 2 порядки, табл. 1. У розчинах №№ 1-3 виділення водню починалося за потенціалу близько -0,95 В (х.с.е.), у розчині № 4 – за потенціалу близько -0,85 В.



1 – МГЕ, 2 – МГЕ + 0,5CN₂H₄O, 3 – МГЕ + 10,8 г/л KSCN, 4 – МГЕ + буферний розчин у співвідношенні 9:1

Рисунок 2 – Анодні (1-4) та катодні (1'-4') поляризаційні криві трубної сталі типу X70 в розчинах

На анодній кривій область активного анодного розчинення у всіх розчинах була дуже короткою від 110 мВ до 120 мВ. Як видно з табл. 1, тільки у розчині № 4 тафелевський нахил дорівнював 0,059 В, що підтверджувало, що анодний процес перебігав з дифузійним контролем. У МГЕ тафелевський нахил збільшувався до 0,079 В, а для розчинів №№ 2 та 3 – до 0,127 В та 0,129 В, відповідно, що вказувало на гальмування анодного процесу, можливо, обумовлене утрудненням відведення продуктів корозії від сталеві поверхні.

Корозійно-механічні властивості трубної сталі досліджували у вищезазначених розчинах за потенціалу корозії та потенціалу катодного захисту, який обирали таким, щоб він знаходився в діапазоні значень поляризаційного захисного потенціалу згідно з ДСТУ 4219, а саме -1,0 В. Отримані результати наведено в табл. 2 та на рис. 3.

Для зразків трубної сталі за потенціалу корозії у всіх середовищах характер руйнування був в'язким та схильність до КРН становила менше 1,6, як наведено на рис. 3, з. За потенціалу -1,0 В схильність до КРН проявилася у

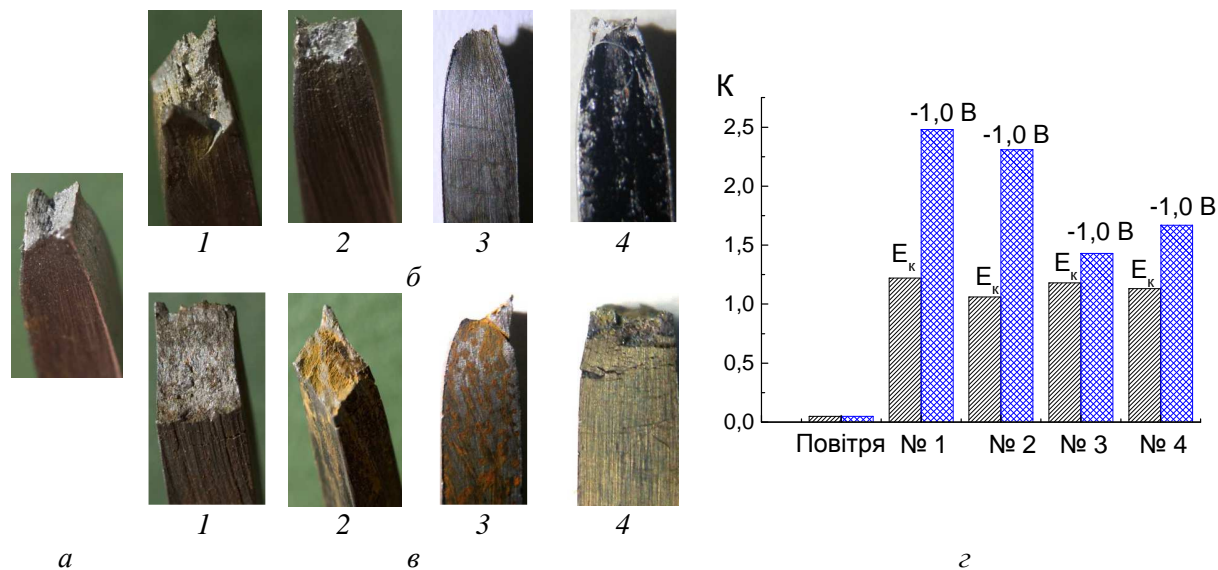
Таблиця 1 – Електрохімічні характеристики досліджуваних середовищ

Розчин	i_k , мм/рік	E_k , В	Поляризаційні характеристики		
			b_a , В	$i_{d_{O_2}}$, А/м ²	E_{H_2} , В
№1	0,112	-0,628	0,079	0,025	-0,95
№2	0,116	-0,670	0,127	0,0025	-0,95
№3	0,164	-0,679	0,129	0,0026	-0,95
№4	0,005	-0,349	0,059	0,0018	-0,85

Примітка. Застосовані позначення: i_k – миттєва швидкість корозії, E_k – потенціал корозії, b_a – тафелівський нахил анодної поляризаційної кривої, $i_{d_{O_2}}$ – граничний струм відновлення кисню, E_{H_2} – потенціал початку виділення водню

Таблиця 2 – Корозійно-механічні властивості зразків трубної сталі типу Х70 за різних умов

Умови випробувань	τ , год	ΔL , м	S , мм ²	Ψ , %	K	Характер руйнування
Повітря	19	0,00621	3,01	67	-	В'язкий
Розчин №1, E_k	21	0,00632	4,08	55	1,22	В'язкий
Розчин №1, -1,0 В	16,5	0,00457	6,59	27	2,48	Крихкий з в'язким доломом
Розчин №2, E_k	20,5	0,00620	3,35	63	1,06	В'язкий
Розчин №2, -1,0 В	16	0,00449	6,35	29	2,31	Крихкий з в'язким доломом
Розчин №3, E_k	16	0,00466	3,73	59	1,13	В'язкий
Розчин №3, -1,0 В	17	0,00473	4,80	47	1,43	В'язкий
Розчин №4, E_k	20	0,00600	3,87	57	1,18	В'язкий
Розчин №4, -1,0 В	14	0,00412	5,37	40	1,67	Крихкий з в'язким доломом

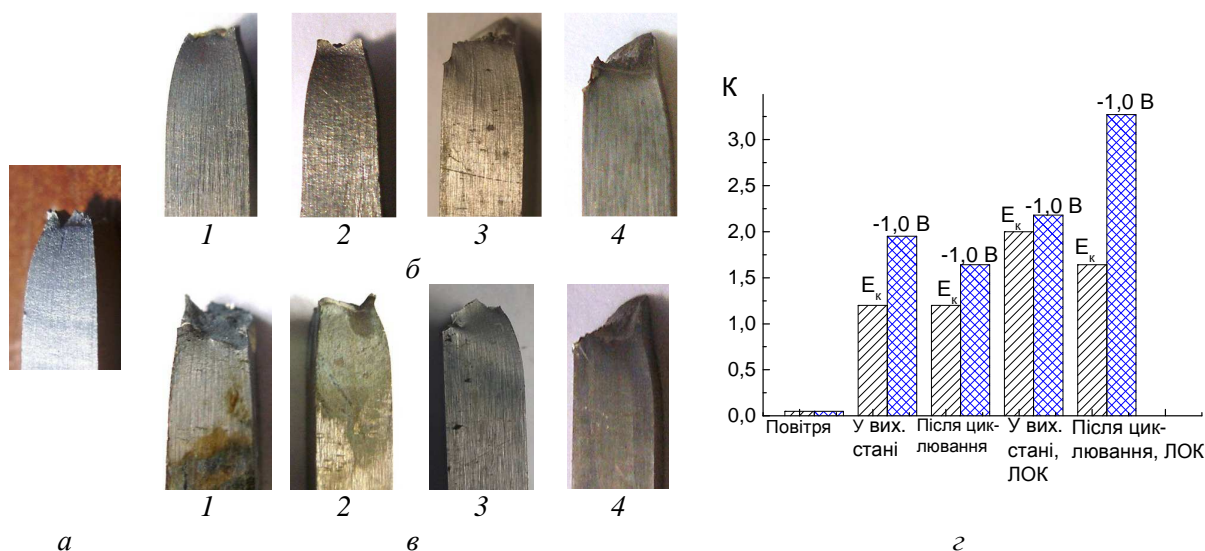


1 – МГЕ; 2 – МГЕ + 0,5CN₂H₄O, 3 – МГЕ + 10,8 г/л KSCN, 4 – МГЕ + буферний розчин у співвідношенні 9:1 та її схильність до КРН за цих умов (z)
Рисунок 3 – Фото зламу зразків трубної сталі типу Х70 після корозійних випробувань у повітрі (а) та корозійно-механічних випробувань за потенціалу корозії (б) та потенціалу -1,0 В (в) у досліджуваних розчинах

розчинах №1, №2 та №4, де спостерігалось крихке руйнування з в'язким доломом. При руйнуванні зразка у розчині №4 за потенціалу -1,0 В навколо місця зламу утворилися вторинні тріщини, рис. 3, а, що характерно для стрес-корозійних тріщин. Крім того, завдяки буферним властивостям в процесі досліджень обране середовище не змінює рН та не викликає коро-

зії зразка, тому подальші дослідження проводили саме в цьому розчині.

Продовжуючи моделювання умов, що сприяють стрес-корозійному розтріскуванню, проведено аналіз внутрішніх чинників. При експлуатації впродовж тривалого часу газопровід зазнає циклічної дії напружень, що розтягують, тому для відтворення впливу внутрішніх



1 – зразок у вихідному стані, 2 – після циклювання, 3 – у вихідному стані з ЛОК, 4 – після циклювання з ЛОК та ступінь схильності до КРН (z) за цих умов
Рисунок 4 – Фото зламу зразків трубної сталі типу X70 після випробувань у повітрі (а) і корозійно-механічних випробувань за потенціалу корозії (б) та потенціалу -1,0 В (в) у розчині МГЕ + буферний розчин у співвідношенні 9:1

Таблиця 3 – Корозійно-механічні властивості зразків трубної сталі типу X70 у повітрі та у розчині за комбінованого впливу стрес-корозійних чинників

Умови випробувань	τ , год	ΔL , м	S , мм ²	Ψ , %	K	Характер руйнування
Повітря	21	0,00573	2,52	72	-	В'язкий
E=E_k						
У вихідному стані	19	0,00548	3,58	60	1,2	В'язкий
Після циклювання	19	0,00548	3,38	62	1,2	В'язкий
У вихідному стані, ЛОК	9	0,00233	5,70	36	1,95	Крихкий з в'язким доломом
Після циклювання, ЛОК	9	0,00355	5,03	44	1,64	Крихкий з в'язким доломом
E= -1,0 В						
У вихідному стані	18,5	0,0041	5,66	37	1,95	Крихкий з в'язким доломом
Після циклювання	13	0,00375	5,02	44	1,64	Крихкий з в'язким доломом
У вихідному стані, ЛОК	4,5	0,00103	6,02	33	2,18	Крихкий з в'язким доломом
Після циклювання, ЛОК	3	0,00052	7,00	22	3,27	Крихкий з в'язким доломом

чинників зразки піддавали попередньому циклюванню в діапазоні граничних напружень від $0,4\sigma_T$ до $0,8\sigma_T$ з частотою 10 Гц протягом 10^5 циклів. Імовірно, що ініціювання первинних корозійних тріщин відбувається від локальних осередків корозії (далі – ЛОК), тому для відтворення механізму локального анодного розчинення в лабораторних умовах на зразку моделювали такий осередок корозії. ЛОК наносили на одну з поверхонь зразка механічним способом, він мав V-подібну форму і глибину від 0,25 мм до 0,3 мм. Дослідження проводили за різних потенціалів. Досліджували такі зразки: у вихідному стані, після попереднього циклювання, у вихідному стані з модельним ЛОК, після попереднього циклювання з ЛОК. На основі аналізу зовнішніх та внутрішніх стрес-корозійних чинників, вибрано найвагоміші, при моделюванні яких проводили подальші дослідження схильності до КРН.

Нижче наведено результати корозійно-механічних випробувань зразків трубної сталі типу X70 у повітрі та у розчині №4 за різних потенціалів. З аналізу отриманих даних видно, що за потенціалу корозії у розчині №4 руйнування зразків у вихідному стані та після циклювання відбувалося в'язко (рис. 4, б, фото 1 і 2), аналогічно руйнуванню у повітрі (рис. 4, а): подовження зразків становило близько 0,00548 м, площа поперечного перерізу, відповідно – 3,59 та 3,38 мм² при вихідному перерізі зразків 9 мм², відносно звужування – 60 % та 62 %, відповідно. При цьому ступінь схильності до КРН дорівнювала близько 1,2 для обох зразків (табл. 3). Навколо місця руйнування видно потоншення, яке властиве для в'язкого руйнування (рис. 4, б, фото 1 і 2).

Наявність ЛОК сприяла зміні характеру руйнування – воно стало крихким з в'язким доломом, в'язкого потоншення в області руйну-

вання не спостерігалось (рис. 4, б, фото 3 та 4). При цьому подовження зразків зменшилося до 0,00233 м та 0,00355 м, відповідно, а відносне звужування – 36 % та 44 %.

Катодна поляризація за потенціалу -1,0 В суттєво вплинула на характер руйнування зразків у вихідному стані та після циклювання (рис. 4, б, фото 2 та 3). Подовження зразків зменшилося близько на 25 % і 32 %, відповідно, відносне звужування зменшилося до 37 % та 44 %, табл. 3. При цьому ступінь схильності до КРН збільшилася суттєво та дорівнювала 1,95 для зразка у вихідному стані та 1,64 для зразка після циклювання (табл. 3). На фотографіях видно крихкий злам, який супроводжувався утворенням вторинних тріщин, які є ознакою стрес-корозійного руйнування (рис. 4, в, фото 1 та 2).

Моделювання ЛОК сприяло тому, що частка крихкої складової у руйнуванні збільшилася, як видно з рис. 4, в (фото 3 та 4). При цьому подовження зразків зменшилося в 4...7 разів порівняно із зразками без ЛОК, відповідно до 0,00103 м та 0,00052 м, а відносне звужування – до 33% та 22%.

Встановлено, що при інших однакових умовах найбільш інтенсивно прискорюють процес КРН наявність ЛОК та наведення потенціалу катодного захисту.

Висновки

Розроблено методичний підхід до дослідження схильності трубної сталі до корозійного розтріскування від напруження в лабораторних умовах, який полягає в моделюванні комплексного впливу зовнішніх (випробувальний розчин та наведений потенціал) та внутрішніх (циклічні навантаження, наявність локального осередку корозії) чинників.

Обґрунтовано вибір корозійно-активного середовища для досліджень схильності трубної сталі до корозійного розтріскування від напруження, яким є модельний ґрунтовий електроліт з натрієво-калієвим фосфатним буферним розчином. Водневий показник рН цього середовища, дорівнює 8,2 та практично не змінюється протягом всього часу досліджень за потенціалів, які знаходяться в межах нормованих значень захисних потенціалів.

Проведено порівняльні дослідження схильності трубної сталі до стрес-корозійного розтріскування в лабораторних умовах залежно від комбінації зовнішніх та внутрішніх чинників. Встановлено, що при інших однакових умовах найбільш інтенсивно прискорюють процес КРН наявність ЛОК та наведення потенціалу катодного захисту.

Література

1 Антонов В.Г. Коррозионное растрескивание под напряжением труб магистральных газопроводов: атлас / В.Г. Антонов, А.Б. Арабей, В.Н. Воронин, И.А. Долгов, М.М. Кантор, З. Кношински, Ю.П. Сурков; отв. ред.

А.Б. Арабей, З. Кношински. – М.: Наука, 2006. – 105 с.

2 Савеня А.А. Пути снижения стресс-коррозионной повреждаемости действующих газопроводов / А.А. Савеня, С.Н. Савеня // Интернет-вестник ВолгГАСУ. Политематическая сер. – 2007. – Вып. 2 (3). – www.vestnik.vgasu.ru

3 Чвірук В.П. Електрохімічний моніторинг техногенних середовищ / В.П. Чвірук, С.Г. Поляков, Ю.С. Герасименко. – Київ: Академперіодика, 2007. – 332 с.

4 Крижанівський Є.І. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання. – Науково-технічний посібник / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин; під. ред. В.В. Панасюка. У 3-х т. – Т.1. Основи оцінювання деградації трубопроводів. – Івано-Франківськ: вид. Івано-Франківського нац. техн. ун-ту нафти і газа. – 2011. – 457 с.

5 Mechanistic aspect of near-neutral pH stress corrosion cracking of pipelines under cathodic polarization / Z.Y. Liu, X.G. Li, Y.F. Cheng // Corrosion Science. – 2012. – V. 55, Issue. 2. – 2012. – P. 54-60.

6 Stress corrosion cracking behavior of X70 pipe steel in an acidic soil environment / Z.Y. Liu, X.G. Li, C.W. Du, G.L. Zhai and Y.F. Cheng // Corrosion Science. – V. 50, Issue 8. – 2008. – P. 2251-2257.

7 Parkins R.N., Blanchard Jr., B.S. Delanty B.S. Transgranular stress corrosion cracking of high-pressure pipelines in contact with solutions of near neutral pH // Corrosion. – 1994. – V. 50, No. 5. – P. 394-408.

8 A.Q. Fu, X. Tang and Y.F. Cheng. Characterization of corrosion of X70 pipeline steel in thin electrolyte layer under disbanded coating by scanning Kelvin probe // Corrosion Science. – V. 51, Issue 1. – 2009. – P. 186-190.

9 Глазов Н.П. Влияние состояния изоляции трубопроводов на скорость их коррозионного разрушения / Глазов Н.П., Глазов Н.Н., Башаев М.А. // Трубопроводный транспорт (теория и практика). – 2009. – № 1. – С.47-49.

10 Хижняков В.И. Предупреждение выделения водорода при выборе потенциала катодной защиты подземных стальных трубопроводов / В.И. Хижняков // Коррозия: материалы, защита. – 2009. – № 9. – С. 7-10.

11 Мазель А.Г. Водород – фактор коррозийного растрескивания трубопроводов / А.Г. Мазель // Строительство трубопроводов. – 1992. – № 9. – С.23-26.

12 Role of microstructures on stress corrosion cracking of pipeline steels in carbonate-bicarbonate solution / H. Asahi, T. Kushida, M. Kimura, H. Fukai, S. Okano // Corrosion. – 1999. – V. 55, № 7. – P. 644-652.

13 Microstructure dependence of stress corrosion cracking initiation in X-65 pipeline steel exposed to a near-neutral pH soil environment / R. Chu, W. Chen, S.-H. Wang, F. King, T.R. Jack, R.R. Fessler // Corrosion. – 2004. – V. 60, № 3. – P.275-283.

14 Kentish P. Stress corrosion cracking of gas pipelines – Effect of surface roughness,

orientations and flattening // Corrosion Science. – 2007. – V. 49, Issue 6. – P. 2521-2533.

15 Гаррис Н. Активизация коррозионных процессов на магистральных газопроводах большого диаметра при импульсном изменении температуры / Н. Гаррис, Г. Аскарлов // Нефтегазовое дело. Электронный научный журнал. – 2006. – Вып. 1. – <http://www.ogbus.ru>

16 Гаррис Н.А. Изменение теплофизических характеристик грунта вокруг газопровода большого диаметра как причина активизации коррозионных процессов / Н.А. Гаррис, И.Г. Исмагилов, А.Н. Бахтегареева // Нефтегазовое дело. Электронный научный журнал. – 2010. – Вып. 1. – <http://www.ogbus.ru>

17 Yunovich M., Xia Z., Szklarska-Smialowska Z. Factors influencing stress corrosion cracking of carbon steel in diluted bicarbonate environments // Corrosion. – 1998. – Vol. 54, № 2. – P.155-161.

18. Лурье Ю.Ю. Справочник по аналитической химии / Ю.Ю. Лурье. – М.: Химия. – 1979. – 480 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

17.05.17

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Андрійком О.О.
(НТУУ «КПІ», м. Київ)*

ВПЛИВ ГАЗОГІДРАТІВ НА РОБОТОЗДАТНІСТЬ ВИКИДНИХ ЛІНІЙ СВЕРДЛОВИН

А.В. Грицанчук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 44277,
e-mail: kindix@i.ua

Розвиток нафтогазової промисловості призводить до необхідності розв'язку проблеми охорони навколишнього середовища, оскільки ґрунт, вода, повітря, які виступають безпосередніми факторами технологічного процесу, зазнають несприятливої трансформації, і тільки зниження або усунення негативних наслідків гарантує екологічну та економічну безпеку.

Закупорювання газовими гідратами промислових газопроводів в осінньо-зимовий період завжди супроводжується сприятливими термодинамічними умовами середовища, високим тиском та низькою температурою транспортування.

В роботі науково обґрунтовано вибір діапазону рівнів навантажень для втомних випробовувань з урахуванням концентрації напружень, та показано, що внаслідок гідратної корозії довговічність матеріалу труб може істотно зменшуватися.

Ключові слова: концентратор, напруження, розподіл температури, внутрішньотрубна корозія.

Развитие нефтегазовой промышленности приводит к необходимости решения проблемы охраны окружающей среды, поскольку почва, вода, воздух, выступающих непосредственными факторами технологического процесса, испытывают неблагоприятную трансформацию, и только снижение или устранение негативных последствий гарантирует экологическую и экономическую безопасность.

Закупорка газовыми гидратами промышленных газопроводов в осенне-зимний период всегда сопровождается благоприятными термодинамическими условиями среды, высоким давлением и низкой температурой транспортировки.

В работе обоснован выбор диапазона уровней нагрузок для усталостных испытаний с учетом концентрации напряжений, и показано, что в результате гидратной коррозии долговечность материала труб может существенно уменьшаться.

Ключевые слова: концентратор, напряжения, распределение температуры, внутритрубная коррозия.

The development of the oil and gas industry leads to the need to consider the problem of environmental protection, since soil, water, air, acting as direct factors in the technological process, experience unfavorable transformations. Only reducing or eliminating negative consequences ensures environmental and economic security.

The blockage of industrial gas pipelines by gas hydrates in the autumn-winter period is always accompanied by favorable thermodynamic conditions of the environment, high pressure and low temperature of transportation.

The work has scientifically proved the choice of a range of load levels for fatigue tests with allowance for stress concentration. It is shown that hydrate corrosion can significantly reduce the service time of pipe material.

Key words: concentrator, stresses, temperature distribution, in-tube corrosion.

Вступ. Одночасно з розвитком нафтогазової промисловості необхідно розв'язувати проблеми охорони навколишнього середовища, оскільки ґрунт, вода, повітря, які виступають безпосередніми факторами технологічного процесу, зазнають несприятливої трансформації, і тільки зниження або усунення негативних наслідків гарантує екологічну та економічну безпеку. Отже, тільки шляхом екологізації виробничих процесів можна забезпечити техногенно-екологічну безпеку доквілля в межах зон впливу гірничопромислових компонентів.

Значення природного газу для економіки України важко переоцінити. Частка газу в структурі споживання первинних енергоносіїв (45 %) приблизно вдвічі перевищує середньоєвропейські та середньосвітові показники. Газова промисловість України сьогодні – провідна галузь паливно-енергетичного комплексу, а газотранспортна система – її стержень, яка вирішує два найголовніші завдання: забезпечення

природним газом промислових і побутових споживачів та населення, нарощування видобутку залишкових запасів (з основних за запасами родовищ видобуток перевищує 85%), ці родовища ще мають значні запаси і забезпечують основний видобуток газу в Україні та відкриття нових родовищ (покладів) природного газу.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень. Проблемою перекачування продукції є ряд негативних чинників, одним з яких є перекриття перерізу трубопроводу газогідратними утвореннями, що спричиняє до фінансових затрат та зменшення видобутку газу [1, 2].

Закупорювання газовими гідратами промислових газопроводів в осінньо-зимовий період завжди супроводжується сприятливими термодинамічними умовами середовища, високим тиском та низькою температурою транспортування. Газові гідрати відносяться до нестехіо-

метричних клатратних сполук, в яких один компонент («господар» – рідина) утворює структуру, що містить у своїх порожнинах інший компонент («гість»-газ) [3]. Здатність утворювати гідрати мають багато газів, леткі органічні рідини, а також їх подвійні і багатокомпонентні суміші.

Газові гідрати утворюються при високому тиску і низькій температурі в результаті фізичного поєднання молекул води і деяких малих молекул рідких вуглеводнів, таких як метан, етан, пропан та мають льодоподібну форму з кристалічною решіткою, характерною для твердих речовин.

Корозія внутрішньої стінки газопроводу пришвидшується через присутність значних парціальних тисків CO_2 та/чи H_2S [1]. Це відбувається тоді, коли стінка труби зазнає впливу води та забруднювачів в газі, таких як кисень (O_2), водень сульфід (H_2S), карбон (IV) оксид (CO_2) чи хлорид-іон (Cl^-). З точки зору вагового проценту чи масової частки, O_2 розчиняється більше у відношенні до звичайної сталі порівняно з CO_2 чи H_2S . Хоча ймовірність присутності значних концентрацій O_2 всередині газопостачального трубопроводу є досить низькою, навіть маленький парціальний тиск O_2 може ставати причиною високої швидкості розвитку корозії в сталевих трубах.

Корозія, зазвичай, класифікується трьома основними категоріями. До першої групи відносять ті, які легко ідентифікуються при візуальній перевірці (рівномірна корозія, локалізована корозія та електрохімічна корозія). До другої групи належать ті види корозії, для ідентифікації яких потрібне подальше вивчення (ерозійна корозія, кавітаційна корозія, міжкристалітна корозія та безсплавна корозія). До третьої групи належать корозійне розтріскування та корозія, що виникає під дією високої температури.

Однією з найменш досліджених є корозія під дією газових гідратів.

Утворення гідратів починається з маленьких частинок, які скупчуються та утворюють більші шматки [3], які з часом твердіють в лініях транспортування, що спричинить часткове або повне закупорювання внутрішньої частини газопроводу, і якщо швидко його не видалити, то це приведе до зростання тиску всередині труби і до можливої аварії.

Гідрати можуть ініціювати певні види внутрішньої корозії газопроводів. Дана корозія відноситься до точкової корозії, яка часто спостерігається як в нейтральному, так і в кислому середовищах. Цю корозію дуже складно виявити, передбачити чи попередити на стадії конструювання трубопроводу. В процесі її проходження продукти корозії покривають порожнини, таким чином, дуже легко не помітити маленьку вузьку точку. Однак ця маленька точка може зруйнувати структуру цілого трубопроводу.

Дана проблема є різнобічною через фізичні і хімічні процеси, які залежать від розміру утвореного гідрату, стадії та періоду його кон-

такту з трубопроводом, внаслідок якого відбувається руйнування захисних плівок на поверхні. Кислотні гази, такі як H_2S , CO_2 , які є компонентами при утворенні газогідратів, взаємодіючи з водою сприяють пришвидшенню внутрішньої корозії газопроводів.

Існує висока ймовірність, що наявні газові гідрати встигають спричинити розвиток корозії у трубопроводах ще до моменту їх вилучення.

В даний час приймаються різноманітні заходи для профілактики утворення пробок гідратами в системі трубопроводів. Вони включають в себе підтримку температури і тиску, які виключають умови утворення гідратів та введення антифризів (метанол, етанол, моноетиленгліколь (МЕГ)). МЕГ вводиться у газ в якості антифризу, і він проходить з газом по трубопроводній системі, щоб змінити його теплову енергію за рахунок теплопередачі, таким чином запобігаючи його замерзанню.

Але в той же час дані інгібітори (метанол, етанол, моноетиленгліколь (МЕГ), диетиленгліколь (ДЕГ), триетиленгліколь (ТЕГ)) є екологічно небезпечними та з великою ймовірністю можуть завдати шкоди навколишньому середовищу [4].

Однак, всі типи інгібіторів можуть значною мірою зменшити температуру гідратуутворення, але повністю запобігти утворенню вони не здатні. Гідрати все одно утворюються, оскільки температура в газопроводі продовжує падати. Це неминуче в холодних регіонах та морських трубопроводах, де температура морської води коливається в межах від -1°C до $+6^\circ\text{C}$.

В цілому питанню утворення газогідратів у промислових трубопроводах, що є великою проблемою експлуатації промислових газопроводів, потрібно приділити значну увагу, щоб виключити аварійні ситуації. Зараз розпочато роботу по фізичному та математичному моделюванню процесів гідратуутворення у трубопроводах.

Вивчення проблеми газових гідратів пояснюється такими причинами: а) намаганням зменшити експлуатаційні витрати на попередження гідратуутворення у свердловинах і газопромислових системах за рахунок переходу на нові енергоресурсоощадні та екологічно чисті технології; б) освоєнням родовищ вуглеводнів, розташованих у складних природних умовах (глибоководний шельф, полярні регіони), де проблема техногенного гідратуутворення різко загострюється; в) активізацією пошуків альтернативних джерел вуглеводневої сировини, особливо в країнах, бідних ресурсами енергоносіїв (газові гідрати відносяться до так званих нетрадиційних джерел вуглеводнів); г) необхідністю оцінки ролі газових гідратів у приповерхневих шарах геосфери у зв'язку з їх можливим впливом на глобальні кліматичні зміни.

Природні газові гідрати можуть утворювати накопичення (аж до формування газогідратних покладів у надрах суходолу і під дном моря), які мають у перспективі промислове значення, а також перебувати в розсіяному стані.

Ідентифіковано новий тип розсіяних газових гідратів у зоні вічномерзлих порід – реліктові газові гідрати, які збереглися завдяки ефекту самоконсервації – ефекту повільного розкладання (аж до повної зупинки) гідратів метану та інших газів за температур нижче -2°C при зниженні тиску газу-гідратоутворювача нижче від тиску 3-фазової рівноваги системи газ - лід - гідрат і покривання поверхневою плівкою (кожухом) льоду, яка запобігає або різко сповільнює подальше його розкладання. У результаті цього взірця газового гідрату тривало зберігається в метастабільному (від грец. *μετα*... – префікс, що означає проміжне становище, зміну, перетворення; обмежено стійкий) стані. У ряді випадків природні газові гідрати розглядаються як серйозна ускладнювальна обставина, що призводить до технологічних труднощів при бурінні і експлуатації свердловин на нафту і газ, при спорудженні плавучих платформ тощо. Ряд природних катаклізмів і так званих загадкових явищ знаходить „газогідратне пояснення” (наприклад, Бермудський трикутник, підводні зсуви та обвали тощо) [3].

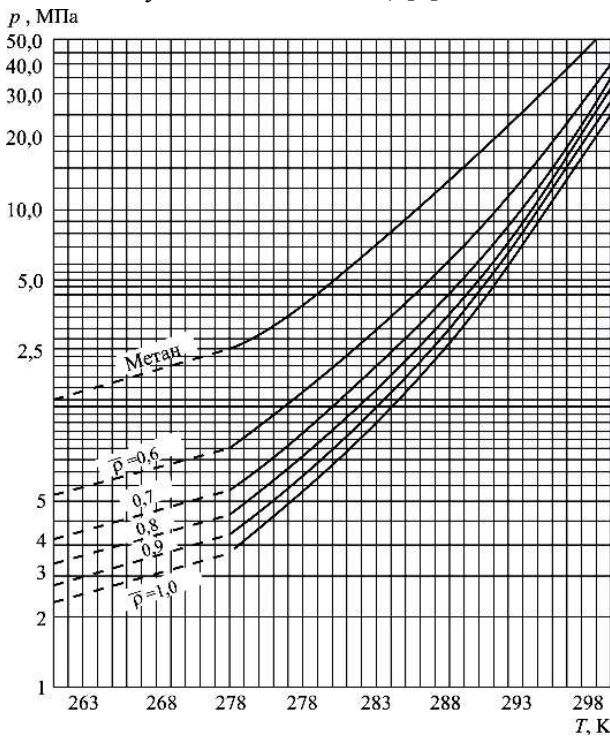


Рисунок 1 – Рівноважні криві утворення гідратів природних газів у залежності від температури T і тиску P для метану та природного газу з різною відносною густиною $\bar{\rho}$

Гідратоутворення підсилюється під впливом турбулентності (швидкість та змішування), центрів утворення зародків та незв'язаної води. Зазвичай газ транспортується на високій швидкості, що спричиняє перемішування по всій довжині трубопроводу через режим потоку. В кінці шляху газ проходить через звуження на дроселях, де відбувається перепад температури під дією ефекту Джоуля-Томпсона (розширення газу при його охолодженні), як наслідок, відбувається гідратоутворення. Найявніші зварних точок (патрубоків, трійників і т.д.), бруду, лусок, щілин та піщинок також може слугувати центрами утворення зародків, а незв'язана вода виступає в ролі посилюючого агента, оскільки область контакту газу та води є гарною точкою утворення зародків гідратів. В літературі знаходимо достатньо різноманітні підходи до моделювання внутрішньотрубної корозії, які, однак, не враховують роль газогідратів.

Вологий природний газ із заданим компонентним складом транспортується в горизонтальному каналі, на внутрішніх стінках якого утворюються газові гідрати. Вода, що міститься в газовому потоці, може знаходитися в двох агрегатних станах: у вигляді пари і у вигляді крапельок рідини. Фазові переходи вологи відбуваються в рівноважному режимі. Основні лінійні характеристики труби: L - довжина розглянутого трубопроводу, a_0 і a_1 - внутрішній і зовнішній радіус, a_2 - радіус трубопроводу при наявності теплоізоляції. Гідрати утворюють на внутрішніх стінках труби радіально-симетричний шар відкладень товщиною δ (рис. 2); $a = a_0 - \delta$.

Втрати газу на утворення гідратів нехтуємо, тому його витрата по довжині труби залишається постійною; швидкість течії газу набагато менше швидкості звуку; рух газу в трубі розглядається в гідравлічній постановці; значення тиску і температури потоку приймаються середніми по перетину труби; температура для кожного перетину каналу однакова для обох фаз (газу та рідини); газ вважається ідеальним. Вісь Z направимо за течією газу, її початок збігається з вхідним перерізом трубопроводу.

Наведені вище допущення дозволяють для опису руху газу використовувати стаціонарні рівняння неізотермічного плинину газу в каналі у квазіодномірних наближенні [5]:

$$m_g \frac{dw_g}{dz} = -S \frac{dp}{dz} - f, \quad (1)$$

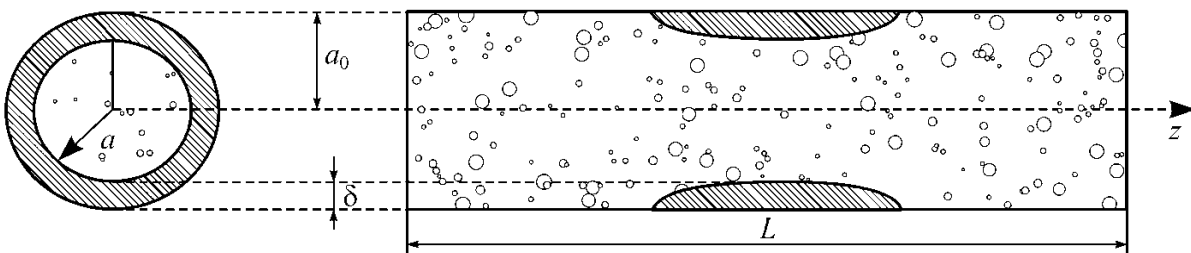


Рисунок 2 – Схема трубопроводу з газогідратними утвореннями на внутрішніх стінках

$$m_g c_g \frac{dT_g}{dz} = \frac{m_g}{\rho_g} \frac{dp}{dz} + m_g l_w \frac{dk_l}{dz} - Q_{g\sigma}, \quad (2)$$

де $f = 2\pi\alpha\tau$,

$$\tau = 0,125\lambda\rho_g w_g^2,$$

$$\lambda = \{1,8 \lg(\text{Re}) - 1,5\}^{-0,5},$$

$$\text{Re} = 2\alpha\rho_g w_g / \mu_g,$$

$$Q_{g\sigma} = 2\pi\alpha q_{g\sigma},$$

$m_g, w_g, \rho_g, c_g, \mu_g$ масова витрата, швидкість, густина, питома теплоємність та коефіцієнт динамічної в'язкості відповідно,

p – тиск газу,

f і λ – сила та коефіцієнт гідравлічного опору,

S – площа поперечного перерізу каналу,

T_g – температура газу,

l_w – прихована теплота пароутворення води,

$Q_{g\sigma}$ – інтенсивність відведення тепла, віднесена до одиниці довжини трубопроводу.

У рівнянні збереження імпульсів (1) враховано гідравлічний опір стінок трубопроводу, в рівнянні збереження енергії (2) – теплові ефекти конденсації пари і відведення тепла до внутрішньої стінки каналу.

Вода, що міститься в потоці, буде витрачатися на освіту газогідратів, тому закон збереження маси для води можемо записати в такому вигляді:

$$m_g \frac{dk_g}{dz} = -J_w, J_w = 2\pi\alpha j_w, \quad (3)$$

де J_w – інтенсивність витрати води на гідратоутворення.

Прийmemo, що волога, яка міститься в газовому потоці з масовою концентрацією k_w може знаходитися в двох агрегатних станах – у вигляді рідких крапельок з концентрацією k_l та у вигляді пари в газовій фазі з масовою концентрацією k_v . Масовий вміст води k_w пов'язаний з k_l та k_v таким співвідношенням:

$$k_w = k_l + (1 - k_l)k_v. \quad (4)$$

Рівняння (1) – (4) замикаються умовою сталості масової витрати газу:

$$m_g = m_{g0} = \text{const}, \quad (5)$$

де $m_g = \rho_g w_g S$, $S = \pi a^2$,

рівняння для розподілу рівноважної концентрації водяної пари вздовж трубопроводу

$$k_v = \frac{p_v^* R_g}{p R_v} \exp\left(-\frac{T_v^*}{T_g}\right), \quad (6)$$

умова термодинамічної рівноваги для гідрату [5, 6]

$$T_s(p) = T_h^* \ln(p/p_{s0}) + T_{s0}, \quad (7)$$

рівняння стану газу $p_g = \rho_g R_g T_g$.

Тут $T_s(p)$ – рівноважна температура гідратоутворення, p_v^* , T_v^* та T_h^* – емпіричні параметри, R_g та R_v – приведені газові сталі для природного газу та водяної пари.

Крім того, для однозначного вирішення зазначеної системи рівнянь необхідно записати співвідношення, що визначає поточне положення границі «газовий потік-газогідрат»

$$\partial\delta / \partial t = j_h / \rho_h, \quad (8)$$

де j_h – інтенсивність гідратоутворення,

ρ_h – густина гідрату,

t – час.

Прийmemo, що відкладення газових гідратів починається в перетині каналу $z = z_s$, де на стінках конденсується вода і виконується умова $T_s < T_s(p)$ (T_s – температура внутрішньої поверхні каналу). При цьому відкладення може відбуватися в двох режимах, а саме: теплового балансу і дефіциту води.

Перший режим реалізується в тих ділянках труби, на яких вода в газовому потоці міститься в достатній кількості. У цьому випадку інтенсивність утворення газогідратів лімітується відведенням тепла від внутрішньої поверхні труби і визначається з умови теплового балансу на межі розділу газ-гідрат

$$l_h j_h = q_{g\sigma} - q_{g\sigma} \quad (9)$$

з урахуванням співвідношення, що визначає інтенсивність тепловіддачі від потоку до внутрішньої стінки каналу:

$$q_{g\sigma} = \alpha_{g\sigma} (T_g - T_\sigma),$$

$$\alpha_{g\sigma} = \lambda_g \text{Nu}(2a)^{-1}, \quad (10)$$

$$\text{Nu} = 0,021 \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,43},$$

$$\text{Pr} = \mu_g c_g / \lambda_g,$$

l_h – питома теплота гідратоутворення, динамічна в'язкість μ_β теплоємність c_g і коефіцієнт теплопровідності газу λ , визначені при середній температурі потоку.

Інтенсивність теплопередачі між стінкою трубопроводу та ґрунтом прийmemo у вигляді [5, 7]:

$$q_{\sigma G} = \alpha_{\sigma G} (T_\sigma - T_G), \quad (11)$$

$$\alpha_{\sigma G} = \frac{1}{a} \left\{ \frac{1}{\lambda_h} \ln \frac{a_0}{a} + \sum_{i=1}^2 \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{a_i}{a_{i-1}} + \right.$$

$$\left. + \frac{2}{\lambda_G} \ln \left[\frac{h}{a_2} + \sqrt{\left(\frac{h}{a_2}\right)^2 - 1} \right] \right\}^{-1}.$$

Через утворення твердих відкладень відбувається збіднення потоку вологою, і внаслідок цього, починаючи з деякого перерізу трубопроводу, його покривання гідратною кіркою відбувається в другому режимі. Для розрахунку інтенсивності J_h , беручи до уваги стехіометричну умову $J_w = (1 - k_{gh}) J_h$, запишемо наступні вирази:

$$J_w = \rho_g v^{(D)} \text{Sh} k_w,$$

$$\text{Sh} = 0,021 \text{Re}^{0,8} (\text{Pr}^{(D)})^{0,43},$$

$$\text{Pr}^{(D)} = \nu / \nu^{(D)},$$

Тут k_{gh} – масовий вміст газу в гідраті, ν^d – коефіцієнт дифузії молекул води до поверхні розділу «газ-гідрат», ν – коефіцієнт кінематичної в'язкості газу, Sh – число Шервуда, $Pr^{(D)}$ – дифузійне число Прандтля.

Матеріали та методи. В загальному структурі розподілу родовищ поділена на три нафтогазові регіони: східний, західний та південний (рис 3.)

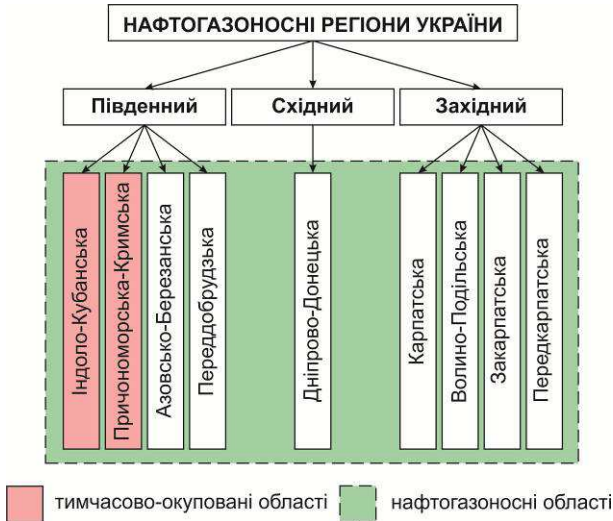


Рисунок 3 – Структура нафтогазових регіонів

Загалом нами проаналізовано дані про понад 300 родовищ, які були надані експлуатуючими організаціями. Розглянемо кожен регіон більш детально.

В західному регіоні відкрито 93 родовищ. З них шість відносяться до великих, вісім – до середніх і 77 – до дрібних. Найбільше родовищ у Більче-Волицькому (46) та Бориславсько-Покутському (39) нафтогазоносному районах. У Закарпатській газоносній області відомо чотири газових родовища, в Карпатській – два нафтових і Волино-Подільській – два газових родовища. Структурну схему Західного нафтогазоносного регіону наведено на рис. 4.

У Волино-Подільській НГО відкрито лише два газових родовища по одному в кожному регіоні. Є підстави вважати, що при подальшому вивченні кількість їх збільшиться за рахунок розширення стратиграфічного діапазону. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^\circ\text{C}$ на даній території 105 діб, промерзання ґрунту 0,7 – 1 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 2,7 $^\circ\text{C}$. У Більче-Волицькому НГР з 46 родовищ: 39 газові, 5 газоконденсатні і тільки два нафтові. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^\circ\text{C}$ на даній території 105 доби, промерзання ґрунту 0,7 – 1 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 2,8 $^\circ\text{C}$. Бориславсько-Покутський НГР є переважно нафтоносним: з 39 відкритих тут родовищ 27 нафтові, 4 нафтогазові та 5 нафтогазоконденсатні і лише два - газоконденсатні. Тривалість періоду з середньодобовою температурою

$< 0^\circ\text{C}$ на даній території 103 доби, промерзання ґрунту 0,7 – 1 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 2,6 $^\circ\text{C}$.

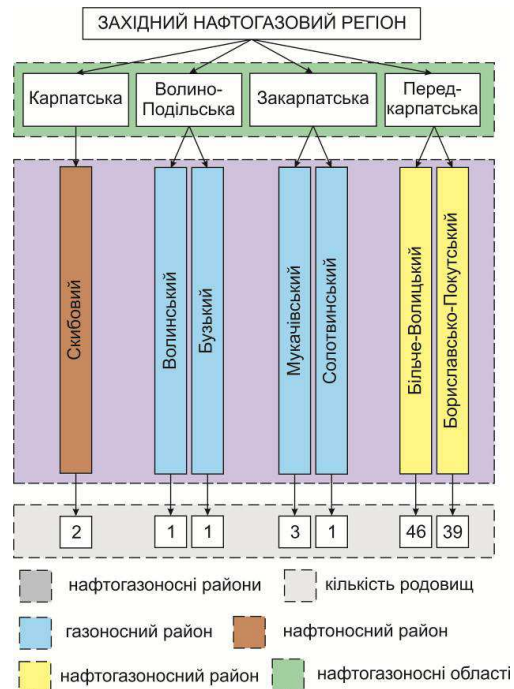


Рисунок 4 – Схема Західного нафтогазоносного регіону

У Скибовому районі Карпатської НГО відомі лише два невеликі нафтові родовища. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^\circ\text{C}$ на даній території 106 доби, промерзання ґрунту 0,6 – 0,9 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 1,1 $^\circ\text{C}$. З чотирьох газових родовищ, пов'язаних з Закарпатською ГО, три припадає на Мукачівський і одне - на Солотвинський ГР. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^\circ\text{C}$ на даній території 70 діб, промерзання ґрунту 0,4 – 0,8 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 0,9 $^\circ\text{C}$.

Всього по західному нафтогазовому регіону: 31 нафтові, 4 нафтогазові, 6 нафтогазоконденсатні, 44 газові та 6 газоконденсатні родовища.

Стосовно Східного нафтогазового регіону, найбільше родовищ у Талалаївсько-Рибальському – 46, Глинсько-Солохівському – 50 та Руденківсько-Пролетарському – 31 нафтогазоносному районах. У Антонівсько-Білоцерківському нафтогазоносному районі відомо два родовища, північного борту – 20. В газоносних районах: Рябухинсько-Північно-Голубівський – 15, Машівсько-Шебелинський – 18, Співаківський – 2, Кальміус-Бахмутський – 1, Красноріцький – 7 родовищ. На Монастирищенсько-Софіївському нафтоносному районі – 14 родовищ. Структурну схему Східного нафтогазоносного регіону наведено на рис. 5.

У Талалаївсько-Рибальському НГР є переважно нафтоносним: з 46 відкритих тут родовищ 11 нафтових, 19 нафтогазоконденсатних і лише два – газові. Трива-

лість періоду з середньодобовою температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 128 діб, промерзання ґрунту 0,9–1,5 м. У Глинсько-Солохівському НГР: з 50 відкритих родовищ 3 нафтових, 2 нафтогазових, 13 нафтогазоконденсатних 32 газоконденсатних і лише одне – газове. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 125 діб, промерзання ґрунту 0,7 – 1,3 м.

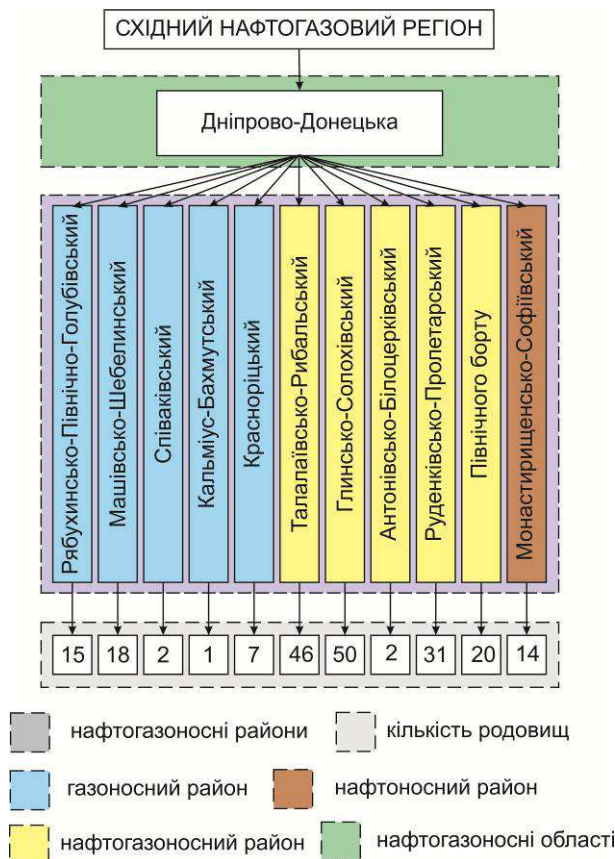


Рисунок 5 – Схема Східного нафтогазоносного регіону

У Руденківсько-Пролетарському НГР: з 31 відкритих родовищ 2 нафтогазових, 9 нафтогазоконденсатних 19 газоконденсатних і лише одне – газове. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 120 діб, промерзання ґрунту 0,8–1,1 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 3,9 $^{\circ}\text{C}$. У Антонівсько-Білоцерківському НГР: з 2 відкритих родовищ 1 нафтогазове, 1 нафтове. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 124 діб, промерзання ґрунту 0,7–1,3 м.

У НГР північного борту: з 20 відкритих родовищ 4 нафтогазоконденсатних, 11 газоконденсатних, 3 газових. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 125 діб, промерзання ґрунту 0,8–1,4 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 5,1 $^{\circ}\text{C}$. У Рябухинсько-Північно-Голубівському ГР – 15 газоконденсатних родовищ. Тривалість періоду з середньодобовою

температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 126 діб, промерзання ґрунту 0,8–1,4 м.

У Машівсько-Шебелинському ГР – 16 газоконденсатних 1 – нафтогазоконденсатне, 1 – газове родовище. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 125 діб, промерзання ґрунту 0,8–1,4 м.

У Співаківському ГР – 2 газоконденсатних, 1 – газове родовище. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 125 діб, промерзання ґрунту 0,8–1,4 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 5 $^{\circ}\text{C}$. У Кальміусь-Бахмутському ГР–1 – газове родовище. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 122 діб, промерзання ґрунту 0,7–1,3 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 4,5 $^{\circ}\text{C}$. У Красноріцькому ГР–5 газоконденсатних, 2 – газових родовища. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 117 діб, промерзання ґрунту 0,8–1,4 м. У Монастирищенсько-Софіївському нафтоносному районі – 14 нафтових родовищ. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 126 діб, промерзання ґрунту 0,7–1,2 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 4,6 $^{\circ}\text{C}$.

У Південному регіоні відкрито 42 родовища, з них 10 нафтових, 12 газоконденсатних і 20 газових. 10 родовищ розміщено в акваторіях Чорного та Азовського морів. Найбільша кількість родовищ – 20 (13 на суші і 7 на акваторії) приурочена до Чорноморсько-Північно-Кримського району, дещо менше – 14 (13 на суші і 1 на акваторії) – до Індоло-Кубанської області. У Переддобруджі відомо 2 нафтових родовища, у Центральноазовському районі – 2 газових і у межах Таврійського – 1 газове.

У Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній області – 2 нафтових, 12 – газових, 10 – газоконденсатних родовищ. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 55 діб, промерзання ґрунту 0,3–0,6 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 0,8 $^{\circ}\text{C}$. В Індоло-Кубанській нафтогазоносній області – 6 нафтових, 5 – газових, 2 – газоконденсатних, 1 - нафтогазове родовище. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 16 діб. Середня температура повітря в холодний період року плюс 0,5 $^{\circ}\text{C}$. У Переддобрудзькій нафтогазоносній області – 2 нафтових родовища. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 78 діб, промерзання ґрунту 0,4–0,5 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 1,4 $^{\circ}\text{C}$. В Азово-Березанській газозонній області – 2 газових родовища. Тривалість періоду з середньодобовою температурою $< 0^{\circ}\text{C}$ на даній території 94 діб, промерзання ґрунту 0,6–0,9 м. Середня температура повітря в холодний період року мінус 2,8 $^{\circ}\text{C}$. Структурну схему Південного нафтогазоносного регіону наведено на рис. 6.

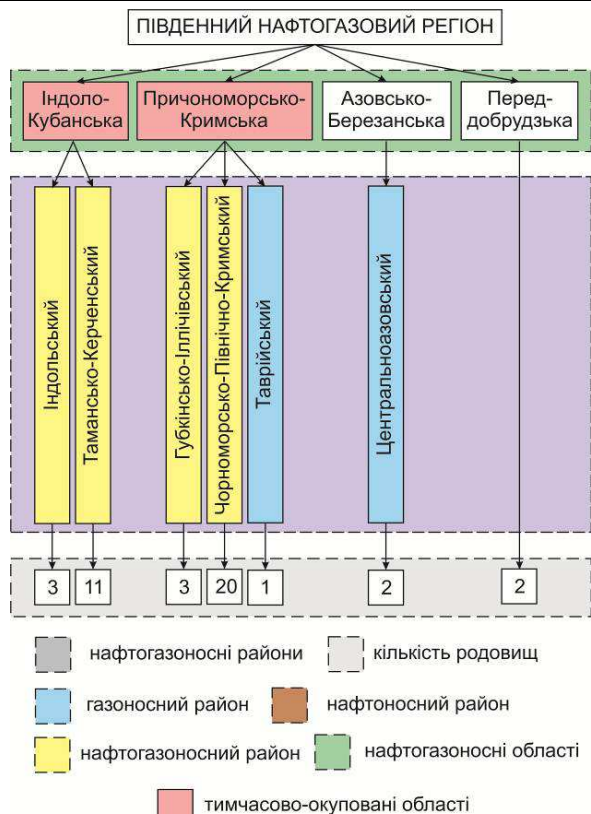


Рисунок 6 – Схема Південного нафтогазоносного регіону

Таблиця 1 – Характеристики викидних ліній нафтогазоносних регіонів України

Регіон	Область	Район	Кількість холодних днів, діб	Середня температура холодного періоду, °С	Сумарна довжина труб / газові родовища, км
Східний	Дніпрово-Донецька	Рябухинсько-Північно-Голубівський	126	-5,2	134,6 / 0
		Машівсько-Шебелинський	125	-5,1	952,5 / 42,0
		Глинсько-Солохівський	125	-4,8	564,9 / 11,8
		Талалаївсько-Рибальський	128	-4,4	336,6 / 21,6
		Руденківсько-Пролетарський	120	-3,9	524,6 / 14,7
		Красноріцький	117	-4,2	242,3 / 27,8
		Північного борту	125	-5,1	743,6 / 113,8
		Співаківський	125	-5	7,7 / 3,8
		Кальміус-Бахмутський	122	-4,5	5,2 / 5,2
		Антонівсько-Білоцерківський	124	-4,8	2,6 / 0
Західний	Передкарпатська	Більче-Волицький	105	-2,8	284,7 / 236,2
		Бориславсько-Покутський	103	-2,6	77,7 / 13,5
	Закарпатська	Солотвинський	70	-0,9	1,4 / 1,4
		Мукачівський			5,3 / 5,3
	Волино-Подільська	Бузький	105	-2,7	3,5 / 3,5
		Волинський			1,7 / 1,7

Проаналізувавши зведені дані по родовищах для нафтогазових регіонів (виключаючи південний регіон оскільки більшість родовищ знаходяться на тимчасово окупованій території України) (табл. 1) можна зробити висновок, що визначальною для оцінки небезпеки виникнення гідратних корків буде сумарна довжина трубопроводу та глибина промерзання, оскільки тривалість холодної пори року за областями відрізняється незначно.

На основі проведеного аналізу, для більш детального вивчення було вибрано Східний нафтогазовий регіон, оскільки тут зосереджено найбільше газових свердловин, викидні лінії яких є в зоні потенційної небезпеки утворення газових гідратів.

Газотранспортна система викидних ліній свердловин Східного нафтогазопромислового регіону складає 3,5 тис. км [8]. З отриманих даних випливає про найвищі ризики розвитку процесів гідратуутворення на родовищах Машівсько-Шебелинського, північного борту та Глинсько-Солохівського нафтогазоносних районів, що включає в себе приблизно 200 км викидних ліній газових свердловин.

Нами проведено аналіз температурного розподілу по регіону в цілому, та встановлено, що найтеплішою областю в східному регіоні виступає Луганська обл., а найхолоднішою – Сумська. З урахуванням кількості родовищ по всіх областях було підраховано усереднену

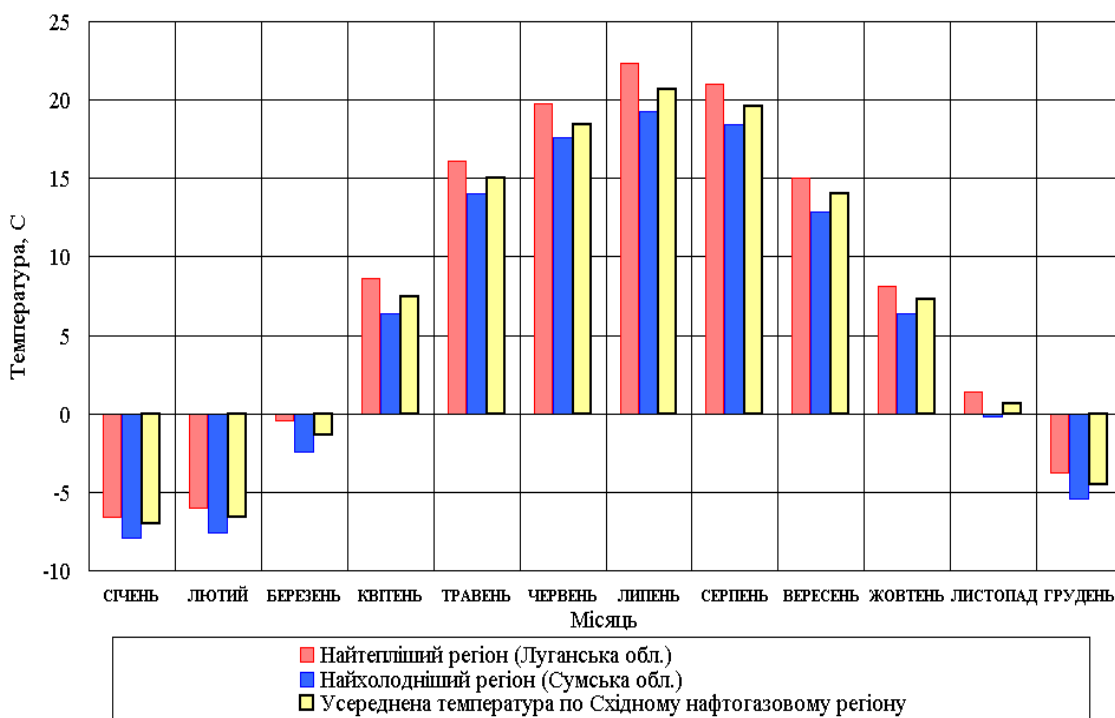


Рисунок 7 – Розподіл температури повітря по Східному нафтогазовому регіону [9]

температуру повітря в році (рис. 7) для нафтогазових регіонів з найвищими ризиками утворення гідратних корків.

Для прогнозування температури повітря використовуємо відому аналітичну залежність визначення розподілу температури ґрунту з її глибиною [10].

Загальний вигляд формули температури в залежності від глибини та дня року:

$$T(z,t) = T_s + A_0 \cdot e^{-\frac{z}{d}} \cdot \sin\left[\frac{2 \cdot \pi \cdot (t - t_0)}{365} - \frac{z}{d} - \frac{\pi}{2}\right], \quad (12)$$

де t – день року, доба;

z – глибина ґрунту, м;

T_s – середньорічна температура повітря, °C;

A_0 – річна амплітуда коливань температури, °C;

t_0 – початковий час до виникнення мінімальної температури в році, доба;

d – глибина демпфірування, м;

$$d = \sqrt{\frac{2 \cdot D_h}{w}}, \quad (13)$$

де D_h – коефіцієнт теплопровідності ґрунту, м²/с

$$w = \frac{2 \cdot \pi}{365}. \quad (14)$$

Змінні рівняння (1) визначають вплив клімату заданого регіону (T_s , A_0) і теплові властивості типового ґрунтового покриття (D_h).

При $z = 0$ (поверхня ґрунту), рівняння розподілу температури (12) набуде вигляду:

$$T(t) = T_s + A_0 \cdot \sin\left[\frac{2 \cdot \pi \cdot (t - t_0)}{365} - \frac{\pi}{2}\right]. \quad (15)$$

Для конкретного Східного нафтогазового регіону: середня температуропровідність ґрунту $D_h = 0,256 \text{ m}^2 / \text{s}$ [11], середньорічна температура на поверхні ґрунту $T_s = 7^\circ \text{C}$, річна амплітуда коливань температури $A_0 = 13,5^\circ \text{C}$.

З порівняльного аналізу даних фактичного та теоретичного розподілу температури навколишнього середовища випливає, що обраний варіант математичного опису є достатньо коректним, оскільки обидві лінії пролягають з невеликим відхиленням одна від одної. Отже, рівняння для розподілу температури будемо використовувати для подальших розрахунків.

В основному промерзання ґрунтів даного регіону коливається в 0,7–1,5 м від поверхні ґрунту. За нормативними правилами глибина прокладання викидних ліній 0,8–1 м, в окремих випадках дозволяється 0,6 м, якщо над трубопроводом немає проїзду транспорту. Таким чином основну увагу слід звернути на пониження температур на таких глибинах.

Побудуємо річний розподіл температури ґрунту за формулою (12) для Східного нафтогазового регіону України (рис. 9).

З рисунку 9 випливає, що в зимовий (холодний) період (для регіону в цілому складає біля 120 діб) температура ґрунту по глибині зростає в порівнянні з температурою навколишнього середовища, що є не істотним для глибин залягання викидних ліній газових свердловин, а в періоди з плюсовою температурою навколишнього середовища, температура ґрунту незначно знижується.

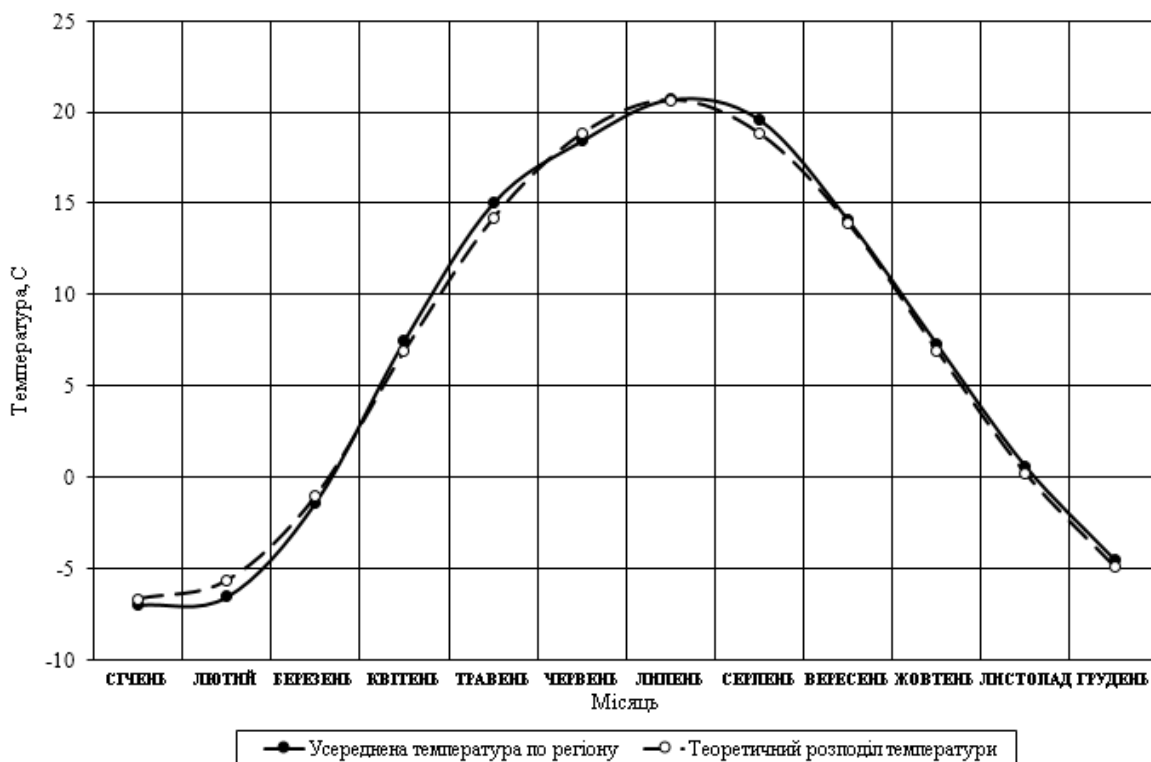


Рисунок 8 – Розподіл температури повітря по Східному нафтогазовому регіону

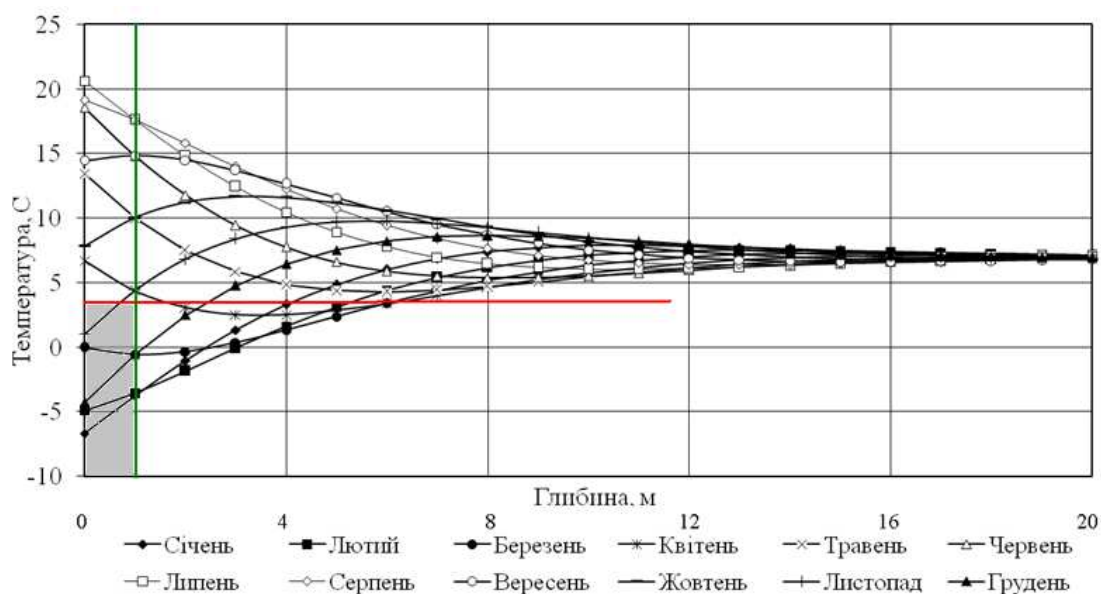


Рисунок 9 – Річний розподіл температури залежно від глибини

Таким чином, на глибинах, де пролягають викидні лінії газових свердловин в зимовий (холодний) період зростає імовірність гідратування, що в свою чергу призводить до інтенсифікації внутрішньотрубною виразкової корозії, що тягне за собою негативні наслідки та до збільшення локальних напружень в трубі внаслідок концентрації у місцях глибоких дефектів.

На основі проведених розрахунків вибрано діапазон напружень для проведення втомних випробувань. Для конструкцій нафтогазової промисловості циклічне навантаження здійснюється за напружень, що нижчі за границю

плинності матеріалу. В цьому випадку, наявність концентрації напружень приводить до сильного збільшення локальних напружень циклу, рівень яких і визначає втомну довговічність трубопроводу [12].

Теоретичні і експериментальні дослідження свідчать, що в зоні різкої зміни форми пружного тіла (концентратора), тобто за наявності механічних пошкоджень (каверни, тріщини, виточки, корозійні ураження), виникають підвищені напруження. Наявність концентраторів напруження суттєво впливає на процес втомного руйнування [13].



Рисунок 10 – Загальний вигляд внутрішньої стінки труби

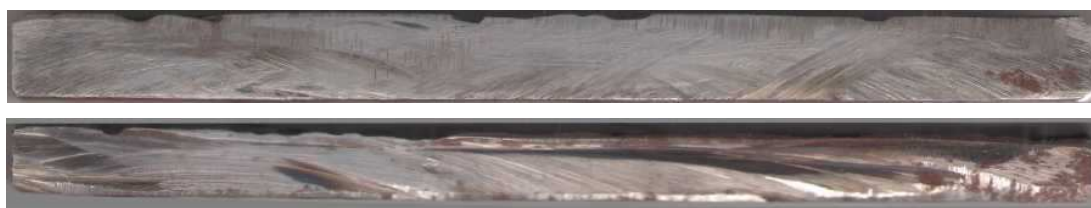


Рисунок 11 – Профілеграма внутрішньої стінки викидної лінії

Кількісною характеристикою концентрації напруження є теоретичний коефіцієнт концентрації напружень α_σ [14].

$$\alpha_\sigma = \frac{\sigma_{\max}}{\sigma_{\text{ном}}}, \quad (16)$$

де σ_{\max} – найбільші місцеві напруження;
 $\sigma_{\text{ном}}$ – номінальні напруження.

Для оцінки впливу концентрації на міцність матеріалу вводиться ефективний коефіцієнт концентрації K_σ , який дорівнює відношенню руйнівного навантаження зразка без концентратора до руйнівного навантаження зразка з таким же перерізом з концентратором напружень.

$$K_\sigma = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{-1k}}, \quad (17)$$

де σ_{-1} – границя витривалості зразків без концентрації напружень,

σ_{-1k} – границя витривалості зразків з концентрацією напружень, які підраховані як номінальні напруження для гладкого зразка з таким же поперечним перерізом.

На рисунках 10, 11 зображено корозійні ушкодження внутрішньої поверхні трубопроводу.

Для приблизного підрахунку ефективного коефіцієнта концентрації K_σ , скористаємося [15] отримаємо:

$$K_\sigma = 1 + q_\sigma (\alpha_\sigma - 1), \quad (18)$$

де q_σ – коефіцієнт чутливості до концентрації напружень, для Ст20 $q_\sigma = 0,75$.

Для розрахунку теоретичного коефіцієнта концентрації скористаємося залежностями, які залежать від довжини (c), ширини (d), глибини (b) [13].

Для окремої каверни (лункоподібної раковини) рекомендується застосувати формулу:

$$\alpha_\sigma = \frac{1 + 3,75 \cdot \frac{b}{d} \cdot \left(1,12 - 0,9 \cdot \frac{b}{c}\right)}{1 - \frac{b}{h \cdot \left(1 - 1,5 \cdot \left(\frac{b}{c}\right)\right)}}. \quad (19)$$

Для механічних пошкоджень типу вм'ятини та для умов $0,1 \leq \frac{d}{D} \leq 0,3$ та $0 \leq \frac{b}{\delta} \leq 2$, D – зовнішній діаметр трубопроводу, м; δ – середня товщина стінки, м.

$$\alpha_\sigma = 1 + 2 \cdot \frac{b}{h} + 0,475 \cdot \left(\frac{b}{d}\right)^2 - \frac{b}{D} \cdot \left(5 - \frac{b}{h} - 0,75 \cdot \left(\frac{b}{h}\right)^2\right). \quad (20)$$

Спрощена залежність для розрахунку теоретичного коефіцієнта концентрації.

$$\alpha_\sigma = 1 + 2 \cdot \frac{a}{b}, \quad (21)$$

Таблиця 2 – Результати розрахунку ефективного коефіцієнта концентрації

Геометричні розміри дефекту			Теоретичний коефіцієнт концентрації			Ефективний коефіцієнт концентрації		
c, мм	d, мм	b, мм	за формулою 19	за формулою 20	за формулою 21	за формулою 19	за формулою 20	за формулою 21
3,837	3,439	1,348	2,55	1,598	2,793	2,162	1,523	2,344
3,407	1,786	1,191	3,545	1,71	2,048	2,909	1,607	1,786
18,19	9,525	0,711	1,324	1,421	2,047	1,243	1,391	1,785
14,354	10,517	1,158	1,486	1,499	2,465	1,364	1,449	2,099
13,758	4,366	1,455	2,496	1,595	1,635	2,122	1,521	1,476
4,696	1,389	1,25	4,595	1,893	1,592	3,696	1,745	1,444
6,747	6,218	1,235	1,829	1,525	2,843	1,622	1,468	2,382

Таблиця 3 – Номінальні локальні напруження в стінці трубопроводу

Нафтогазовий регіон	Робочий тиск, максимальний середній, МПа	Номінальне напруження в стінці трубопроводу максимальне середнє, МПа	Номінальне напруження з концентратором максимальне середнє, МПа
Машівсько-Шебелинського	9,8 4,8	141,2 132,1	175,5–521,8 164,1–488,0
Глинсько-Солохівського	12,8 8,1	147,9 137,8	183,8–546,5 171,3–509,3
Північного борту	7,0 5,4	135,7 133,0	168,7–501,7 165,3–491,6

де a, b – відповідно напівосі еліптичного дефекту.

Отримані дані зводимо у таблицю 2.

З даних таблиці 2 випливає, що ефективний коефіцієнт концентрації для різних видів каверн суттєво залежить від їх форми. Таким чином, сумарне напруження у внутрішній стінці пошкодженого трубопроводу буде більше в 1,243–3,696 рази для дефекту з великими по-здовжніми розмірами і малою глибиною та дефекту з великою глибиною ураження відпо-відно, що дає змогу впевнено говорити про і-стотний негативний вплив локальних корозійних уражень (табл. 3).

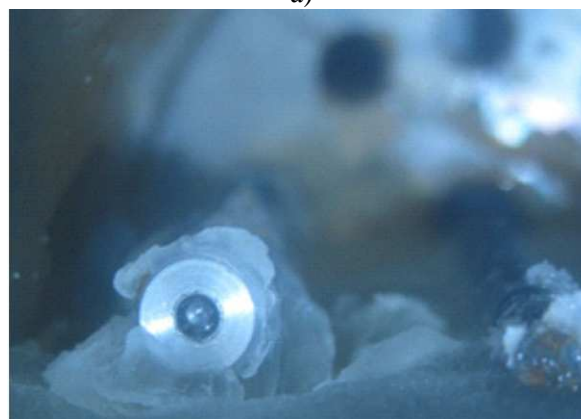
Отже, з отриманих результатів розрахунку коефіцієнтів концентрації напружень випливає, що реальні напруження в трубі з дефектами в декілька разів перевищують номінально-розрахункові, що вказує на необхідність збіль-шення діапазону рівнів навантажень для меха-нічних та корозійно-механічних випробу-вань.

Сконструйовано та експериментально пе-ревірено роботу дослідного реактора за темпе-ратури $+2.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ та тиску 45 atm протягом 170 годин (рис. 12. а), синтезовано газові гідрати метану (рис. 12. б) та оптимізовано термобари-чні умови їх одержання з врахуванням експла-таційних тисків та температури. У ньому зразки матеріалу трубопроводу витримуються за різ-ними схемами для точнішого моделювання експлуатаційних умов.

Схеми витримування зразків є такими.



а)



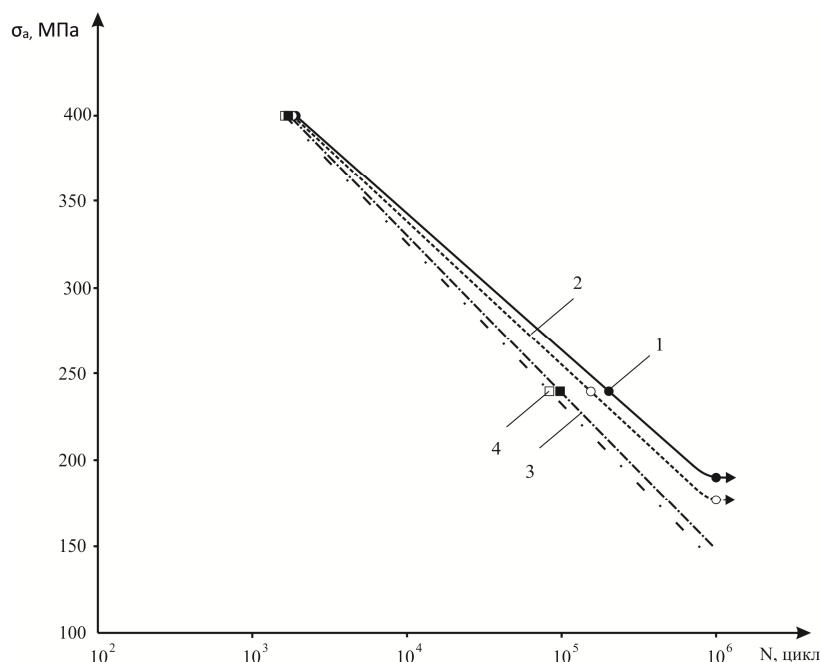
б)

Рисунки 12 – Установка для синтезу газогідратів (а), синтезований гідрат метану (б)



за схемою 1 – верхній зразок, за схемою 2 – нижній зразок.

Рисунок 13 – Характер корозійних уражень після витримування в гідраті протягом 7 діб



1 – контрольний зразок (дослідження на повітрі), 2 – зразок після витримування в газовому гідраті (дослідження на повітрі), 3 – контрольний зразок (дослідження в корозивному середовищі), 4 – зразок після витримування в газовому гідраті (дослідження в корозивному середовищі)

Рисунок 14 – Ділянки кривих втоми та корозійної втоми трубопровідної сталі 20

Зразок нерухомо закріплюється над поверхнею підтоварної води, після чого створюється робочий тиск та температура, достатня для утворення гідратів.

Аналогічно схемі 1 тільки після утворення гідрату на поверхні зрізка додатково вмикається генератор механічних коливань реактора, такий спосіб випробувань дає змогу краще оцінити вплив гідрату за наявності великої кількості підтоварної води в умовах істотної турбулентності газоводяного потоку.

Проведено дослідження впливу газогідратів на матеріал трубопроводу за двома схемами витримування. Показано, що при витримуванні за схемою 2 корозія зразка носить рівномірний характер, в той час, як при схемі 1 чітко видно локалізацію корозійних уражень в точках кристалізації і дисоціації гідрату (рис. 13). Корозійні ураження в цьому випадку набагато слабші,

однак наявність значної локалізації свідчить, що такий вид газогідратної корозії є значно небезпечніший.

На практиці внаслідок турбулентності при транспортуванні вологого газу промисловими газопроводами будемо мати поєднання двох описаних механізмів газогідратної корозії.

На даний час проведено втомні випробування на зразках виконані з сталі 20, яка була експлуатована протягом 20 років. За результатами втомних та корозійно-втомних випробувань зразків трубної сталі 20, прослідковується зменшення довговічності при випробуванні на повітрі до 25%, у корозивному середовищі до 15%, що свідчить про необхідність урахування даного ефекту при оптимізації режимів експлуатації та оцінці залишкового ресурсу промислових газопроводів (рис. 14).

Таким чином, отримані результати підтверджують негативний вплив гідратуутворення на працездатність матеріалу шлейфів. В подальшому потрібно розширити сортамент досліджуваної сталей та вивчити вплив тривалого напруження на гідратну корозію трубних сталей.

Висновки

Проаналізовано структуру Східного нафтогазоносного регіону та побудовано теоретичний і фактичний розподіл температури навколишнього середовища та розподіл температури ґрунту зі зміною глибини.

Розроблено методика моделювання роботи трубопроводу в умовах утворення газових гідратів.

Встановлено, що газогідрати викликають значну локалізацію корозійних процесів у місцях зародження їх кристалів.

На основі режимів роботи шлейфів Східного нафтогазоносного регіону вибрано діапазон рівнів навантажень для втомних випробувань з урахуванням концентрації напружень.

Показано, що внаслідок гідратної корозії довговічність матеріалу труб може зменшуватися до 20%.

Література

1 Obanijesu E.O., Pareek V., Gubner R, Tade M.O. Corrosion Education as a Tool for the Survival of Natural Gas Industry // *NAFTA Journal*. – 2010, Year 61, No 12, pp. 541-554.

2 Obanijesu E.O., Akindeju M.K., Pareek V., Tade M.O. Modeling the Natural Gas Pipe Line Internal Corrosion Rates as a Result of Hydrate Formation // Elsevier 21st European Symposium on Computer-Aided Process Engineering, Part B. – 2011. – pp. 1160-1164.

3 Makogon Y.F. Hydrates of Hydrocarbons. - Tulsa, Oklahoma: Pennwell publishing company, 1997. – 477 p.

4 Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промышленной обработки газа и нефти. – М., 1990, 214 с.

5 McKee. et al. Carbon Deposition and the Role of Reducing Agents in Hot-Corrosion Processes // *Chemistry and Material Science*. – 2007, 4(8): 1877-1885.

6 Brki D., Tanaskovi T.I. Systematic Approach to Natural Gas Usage for Domestic Heating in Urban Areas // *Energy*. – 2008, Vol. 33, Is. 12, pp. 1738-1753

7 Joelsson A., Gustavsson L. District Heating and Energy Efficiency in Detached Houses of Differing Size and Construction // *Applied Energy*. – 2009, Vol. 86, Is. 2, pp. 126-134.

8 Побережний Л.Я. Оцінка потенційних ризиків гідратуутворення на викидних лініях свердловин / Л. Я. Побережний, А. В. Грицанчук // *Науковий вісник НЛТУ України*. – 2017. – № 27. – С. 145–147.

9 Український гідрометеорологічний центр [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://meteo.gov.ua/>.

10 Soil Temperature Variations With Time and Depth [Електронний ресурс] : автор статті Nofziger D.L. – Доступ до ресурсу: <http://soilphysics.okstate.edu/software/SoilTemperature/document.pdf>.

11 Чудновский А.Ф. Теплофизические характеристики дисперсных материалов / А.Ф. Чудновский. – М.: Гос. изд. физ.-мат. л-ры, 1962. – 456 с.

12 Шукаєв С.М. Вплив концентрації напружень на втомну міцність сталі 20 / Шукаєв С.М., Гладский М.М., Шубін С.М. // *Вісник Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. – 2012. – С. 96–100.

13 Андрияк А. В. Методи визначення впливу пошкоджень на працездатність нафтопроводу / А. В. Андрияк. // *Фізико-технічні проблеми транспорту та зберігання енергоносіїв*. – 2008. – С. 23–25.

14 Петерсон Р. Е. Концентрация напряжений / Р. Е. Петерсон. – Москва: Мир, 1977. – 302 с.

15 ГОСТ 25.504-82 Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам, 1982. – 54 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 08.06.17

Рекомендована до друку професором Кондратом О.Р. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором Марущаком П.О. (ТНТУ імені Івана Пулюя, м. Тернопіль)

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ СИСТЕМИ «НАГНІТАЧ ПРИРОДНОГО ГАЗУ – АНТИПОМПАЖНИЙ КЛАПАН»

М. І. Горбійчук, М. І. Козутяк, Н. В. Ткачешак

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504521,
e-mail: gorb@nung.edu.ua, jameskent1993@gmail.com

Однією із найважливіших проблем при експлуатації газоперекачувальних агрегатів (ГПА) природного газу є забезпечення стійкої їх роботи. У тому випадку, коли з певних причин відбувається зменшення витрати природного газу через відцентровий нагнітач (ВЦН), відбувається збільшення тиску за ВЦН і подальше зменшення масової витрати, що тягне за собою зміну структури газового потоку, тобто виникає явище помпажу. Явище помпажу супроводжується коливанням тиску, швидкості та витрати природного газу вздовж тракту ВЦН; зменшенням частоти обертання ротора; зростанням температури перед і за ВЦН. Шляхом аналізу попередніх публікацій встановлено, що нагнітач не розглядався як кібернетична система у термінах «вхід-вихід». На основі рівнянь збереження кількості руху, збереження кількості речовини та рівняння балансу моментів нагнітача створена блок-схема взаємодії обчислювальних процедур при числовому моделюванні роботи відцентрового нагнітача, проведений синтез математичної моделі та перевірка її адекватності, шляхом визначення коефіцієнта кореляції, за допомогою програмного продукту Matlab. Отримана математична модель представляє ВЦН у вигляді динамічної системи, в якій встановлюються функціональні взаємозв'язки між вхідними і вихідними величинами, що дає змогу інтегрувати розроблену модель до моделі «газоперекачувальний агрегат – мережа». Остання обставина відкриває можливість для використання таких адекватних математичних моделей в синтезі автоматичних систем антипомпажного захисту, що забезпечить більш стійку роботу ГПА природного газу при їх експлуатації.

Ключові слова: стійкість, помпаж, процес, керування, тиск, витрата, температура, синтез, захист.

Одной из важнейших проблем при эксплуатации газоперекачивающих агрегатов (ГПА) природного газа является обеспечение устойчивой их работы. В том случае, когда по определенным причинам происходит уменьшение расхода природного газа через центробежный нагнетатель (ВЦН), происходит увеличение давления по ВЦН и дальнейшее уменьшение массового расхода, что влечет за собой изменение структуры газового потока, то есть возникает явление помпажа. Явление помпажа сопровождается колебанием давления, скорости и расхода природного газа вдоль тракта ВЦН; уменьшением частоты вращения ротора; ростом температуры перед и за ВЦН. Путем анализа предыдущих публикаций в данном направлении установлено, что нагнетатель, как газодинамическая система, не рассматривался в качестве кибернетической системы в терминах «вход-выход». В результате установлено, что технические характеристики антипомпажного клапана играют важную роль при математическом моделировании процессов компримирования природного газа. На основе уравнений сохранения количества движения, сохранения количества вещества и уравнения баланса моментов нагнетателя создана блок-схема взаимодействия вычислительных процедур при числовом моделировании работы центробежного нагнетателя, проведенный синтез математической модели и проверка ее адекватности, путем определения коэффициента корреляции, с помощью программного продукта Matlab. Полученная математическая модель представляет ВЦН в виде динамической системы, в которой устанавливаются функциональные взаимосвязи между входными и выходными величинами, что позволяет интегрировать разработанную модель к модели «газоперекачивающий агрегат – сеть». Последнее обстоятельство открывает возможности для использования таких адекватных математических моделей в синтезе автоматических систем антипомпажной защиты, обеспечит более устойчивую работу ГПА природного газа при его эксплуатации.

Ключевые слова: устойчивость, помпаж, процесс, управление, давление, расход, температура, синтез, защита.

One of the major problems in the operation of gas compressor units (GCU) is sustaining their work. In the case where, for some reason the flow rate of natural gas in a centrifugal supercharger (CS) is decreased, the increase of pressure in CS and further reduction of mass flow occur, which results in a change in the structure of the gas flow, namely the phenomenon of surge. The phenomenon is accompanied by fluctuations of pressure, speed and flow rate of natural gas along the path of CS; decrease in rotor speed; increase in temperature in front of and behind CS. By analyzing previous publications it was established that the supercharger is not seen as a cybernetic system in terms of "input – output". Based on the equations of conservation of momentum, conservation of material and equation of moment balance of supercharger the flowchart of interaction of computing procedures for numerical simulation of centrifugal supercharger was created, synthesis of mathematical models and testing of its adequacy were performed by establishing correlation coefficient with the software Matlab. The mathematical model presents CS as a dynamic system in which functional relationship between input and output values are established, which enables integration of the developed model into model "gas pumping unit – network". The latter offers opportunities for adequate use of mathematical models in the synthesis of automatic systems of anti surge protection; provides more stable operation of GCU during its operation.

Keywords: stability, surging, process control, pressure, flow, temperature, synthesis, protection.

Вступ

Однією із найважливіших проблем при експлуатації газоперекачувальних агрегатів (ГПА) природного газу є забезпечення стійкої їх роботи.

У тому випадку, коли з певних причин відбувається зменшення витрати природного газу через відцентровий нагнітач (ВЦН), відбувається збільшення тиску за ВЦН і подальше зменшення масової витрати, що тягне за собою зміну структури газового потоку. У результаті виникають такі явища як обертовий зрив або помпаж.

При виникненні обертового зриву порушується осьова симетрія потоку.

Явище помпажу супроводжується коливанням тиску, швидкості та витрати природного газу вздовж тракту ВЦН; зменшенням частоти обертання ротора; зростанням температури перед і за ВЦН [1].

Для запобігання явищ помпажу, які можуть привести до катастрофічних наслідків, використовують автоматичні системи антипомпажного захисту. Синтез таких систем передбачає створення адекватних математичних моделей у термінах «вхід – вихід», що на сьогоднішній день є актуальною задачею.

Аналіз попередніх досліджень

Оскільки явище помпажу негативно впливає на процес експлуатації нагнітачів природного газу, то цьому явищу присвячена значна кількість наукових публікацій.

Однією із перших публікацій, де вивчалось явище помпажу як автоколивний процес, була робота А. В. Боднера [2]. В. В. Козакевич [3], опираючись на результати роботи А. В. Боднера, встановив, що можливість появи помпажу і його характер зумовлені, в основному, формою характеристики нагнітача. На основі математичної моделі, отриманої автором, можна пояснити явища, які відбуваються при помпажі, оцінити вплив різних факторів на області стійкості і не стійкості, визначити амплітуду і період коливань.

Особливої уваги заслуговують роботи Мура і Грейцера [4, 5, 6], де розроблена модель, яка дає змогу якісно описати і проаналізувати роботу відцентрового нагнітача. Модель Мура-Грейцера подана у вигляді системи диференціальних рівнянь і описує процес компримування газу в тривимірному просторі з координатами – підвищення тиску в нагнітачі, витрата газу амплітуда колива обертового зриву. Така система рівнянь визначає умови самозбудження коливань і умови статичної стійкості відцентрового нагнітача.

Цілий ряд авторів [7, 8, 9] для якісної оцінки процесів в околі точки помпажу використовували лінеаризовані моделі, які лише наближено описують процеси, які супроводжують явище помпажу.

Характерною рисою таких робіт є вивчення явищ помпажу з точки зору виявлення

конструктивних особливостей, які здатні забезпечити стійку роботу нагнітачів.

Недоліком вказаних робіт є те, що нагнітач як газодинамічна система не розглядається як кібернетична система у термінах «вхід-вихід». Метою роботи є встановлення функціонального взаємозв'язку між вхідними і вихідними величинами нагнітача, який розглядається як динамічна система, що дасть змогу інтегрувати розроблену модель до моделі «газоперекачувальний агрегат – мережа».

Виклад основного матеріалу

В роботі [10] отримана система диференціальних рівнянь, яка описує зміни у часі витрати Q , приведеної до входу нагнітача, і тиску P_2 на його виході, а з врахуванням того, що величина φ є функцією швидкості обертання ротора нагнітача n та витрати Q на його вході, отримуємо у підсумку рівняння (1) і (2) у такому вигляді:

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{a}{P_1} \left(P_1 - \frac{P_2}{\varphi(Q, n)} \right) - \frac{Q}{V_b} (Q_1 + \beta(u) - Q), \quad (1)$$

$$\frac{dP_2}{dt} = \frac{\gamma}{V_h} P_2 \left(Q \cdot (\varphi(Q, n))^{-\frac{1}{n_v}} - \beta(u) - \theta(P_2) \right). \quad (2)$$

Дану систему необхідно доповнити рівнянням, яке описує зміну швидкості обертання ротора нагнітача. Для цього запишемо рівняння балансу моментів для нагнітача

$$I \frac{d\omega}{dt} = M_\delta - M_n, \quad (3)$$

де I – момент інерції нагнітача;
 M_δ – момент зі сторони приводу нагнітача;
 M_n – момент на роторі нагнітача.

Нехай N потужність, яку розвиває (сприймає) привід (нагнітач). Тоді $N = M\omega$. Звідси

$$M = \frac{N}{\omega}. \quad (4)$$

Якщо (4) підставити у (3), то отримаємо

$$I \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{\omega} (N_\delta - N_n), \quad (5)$$

де N_δ, N_n – відповідно потужності приводу і нагнітача.

Внутрішню потужність газотурбінного приводу пов'язана з потужністю нагнітача залежністю [11]

$$N_\delta = \frac{N_n}{\eta_n}, \quad (6)$$

де η_n – механічний к. к. д. нагнітача.

Підставляючи (6) у (5), отримаємо

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{N_n}{I\omega} \left(\frac{1}{\eta_n} - 1 \right). \quad (7)$$

Для визначення невідомих параметрів, які входять в рівняння (1), (2) та (7) потужності

N_n , яку споживає нагнітач (Вт), скористаємося методикою, що наведена у [11] з первиною модифікацією, яка дозволяє їх визначити. Процедура носить ітераційний характер. Отже, на першому кроці ітерації вважаємо, що процес стискування газу у нагнітачі носить адіабатичний характер і показник політропного процесу стиснення (при $\eta_{пол} = 1$) визначають з рівняння

$$\frac{1}{\sigma_v} = \frac{n_v - 1}{n_v} = \frac{\gamma - 1}{\gamma \cdot \eta_{пол}}. \quad (8)$$

Далі послідовно визначаємо:

- Температура газу на виході із нагнітача

$$T_2 = T_1 \cdot \phi^{\sigma_v}.$$

- Z – коефіцієнт стисливості газу на вході ($k=1$) і виході ($k=2$) визначають з модифікованого рівняння стану Бенедикта-Вебба-Рабіна (BWR) [18]

$$Z_k^3 - Z_k^2 - a_k Z_k - b_k = 0, \quad (9)$$

$$a_k = \left(\frac{0,1237}{\tau_k} - \frac{0,3468}{\tau_k^2} - \frac{0,1188}{\tau_k^4} \right) \pi_k,$$

$$b_k = \left(\frac{0,0291}{\tau_k^2} - \frac{0,0273}{\tau_k^3} + \frac{0,039}{\tau_k^5} \right) \pi_k^2.$$

- Питому роботу стиснення газу в нагнітачі (кДж/кг) визначаємо із залежності

$$l_{пол} = \sigma_v Z_1 \cdot RT_1 \left(\phi^{\frac{1}{\sigma_v}} - 1 \right).$$

- Питому ентальпію природного газу (кДж/кг) на вході ($k=1$) і виході ($k=2$) нагнітача визначають за такою формулою:

$$i_{кн} = i_0^{(k)} - RT_{кр} \delta i_k; \quad k=1,2, \quad (10)$$

де $T_{кр} = 99,8 + 162,8\Lambda$ – критична температура газу;

$$\Lambda = \frac{\rho_0}{1,293} - \text{відносна густина газу за повітрям};$$

ρ_0 – густина природного газу за нормальних умов ($T = 273^\circ K$, $P = 0,1013$ МПа).

- Обчислимо питому повну роботу $l_n = \Delta i_n = i_{2n} - i_{1n}$; i_{1n} , i_{2n} – питомі ентальпії (кДж/кг) на вході і виході нагнітача.

З врахуванням (10) отримаємо

$$\Delta i_n = \Delta i_0 - RT_{кр} \Delta \delta i, \quad (11)$$

де $\Delta i_0 = i_0^{(2)} - i_0^{(1)}$; $\Delta \delta i = \delta i_2 - \delta i_1$.

Величину i_0 обчислюють за такою формулою [11]:

$$i_0^{(k)} = s_0 T_k + s_1 T_k^2, \quad k=1,2,$$

де $s_0 = 2,6R + 0,149$; $s_1 = 1,125 \cdot 10^{-3} R$;

R – газова постійна.

Отже,

$$\Delta i_0 = s_0 (T_2 - T_1) + s_1 (T_2 - T_1)^2.$$

Останній вираз запишемо у такому вигляді:

$$\Delta i_0 = T_1 \left(\frac{T_2}{T_1} - 1 \right) \left(s_0 + s_1 T_1 \left(\frac{T_2}{T_1} - 1 \right) \right).$$

Співвідношення між температурами на вході T_1 і виході T_2 нагнітача визначається такою формулою [1]:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1} \phi \right)^{\frac{1}{\sigma_v}},$$

де $\sigma_v = \frac{n_v}{n_v - 1}$.

З достатньою для практики точністю можна прийняти, що $\frac{Z_2}{Z_1} \approx 1$. Тому

$$\Delta i_0 = T_1 \left(\phi^{\frac{1}{\sigma_v}} - 1 \right) \left(s_0 + s_1 T_1 \left(\phi^{\frac{1}{\sigma_v}} - 1 \right) \right). \quad (12)$$

Значення δi_k знаходять за формулою [11]

$$\delta i_k = \tau_k \left(c_k \frac{\pi_k}{Z_k \tau_k} + d_k \left(\frac{\pi_k}{Z_k \tau_k} \right)^2 - Z_k + 1 \right), \quad k=1,2, \quad (13)$$

де $\tau_k = \frac{T_k}{T_{кр}}$; $\pi_k = \frac{P_k}{P_{кр}}$; $c_k = \alpha_0 \frac{T_{кр}}{T_k} + \alpha_1 \left(\frac{T_{кр}}{T_k} \right)^3$;

$d_k = \beta_0 \frac{T_{кр}}{T_k} - \beta_1 \left(\frac{T_{кр}}{T_k} \right)^3$, $k=1,2$; $\alpha_0 = 0,3468$;
 $\alpha_1 = 0,3564$; $\beta_0 = 0,0137$; $\beta_1 = 0,0585$;
 $T_{кр} = 99,8 + 162\Lambda$; $P_{кр} = 4,67 - 0,1\Lambda$.

Рівняння (13) запишемо у такому вигляді:

$$\delta i_k = c_k \frac{\pi_k}{Z_k} + \frac{d_k}{\tau_k} \left(\frac{\pi_k}{Z_k} \right)^2 - \tau_k Z_k + \tau_k, \quad k=1,2.$$

Знайдемо тепер

$$\Delta \delta i = c_2 \frac{\pi_2}{Z_2} - c_1 \frac{\pi_1}{Z_1} + \frac{d_2}{\tau_2} \left(\frac{\pi_2}{Z_2} \right)^2 - \frac{d_1}{\tau_1} \left(\frac{\pi_1}{Z_1} \right)^2 + \tau_1 Z_1 - \tau_2 Z_2 + \tau_2 - \tau_1,$$

або

$$\Delta \delta i = \frac{1}{Z_1} \left[c_2 \pi_2 \frac{Z_1}{Z_2} - c_1 \pi_1 + \frac{1}{Z_1} \left(\frac{d_2}{\tau_2} \left(\pi_2 \frac{Z_1}{Z_2} \right)^2 - \frac{d_1}{\tau_1} \pi_1^2 \right) \right] + Z_1 \left(\tau_1 - \tau_2 \frac{Z_2}{Z_1} \right) + \tau_2 - \tau_1.$$

Допускаючи, що $\frac{Z_2}{Z_1} \approx \frac{Z_1}{Z_2} = 1$, отримаємо

$$\Delta \delta i = \frac{1}{Z_1} \left[c_2 \pi_2 - c_1 \pi_1 + \frac{1}{Z_1} \left(\frac{d_2}{\tau_2} \pi_2^2 - \frac{d_1}{\tau_1} \pi_1^2 \right) \right] - (\tau_2 - \tau_1)(Z_1 - 1).$$

Після нескладних перетворень будемо мати

$$\Delta\delta i = \frac{1}{Z_1} \left[\pi_1 c_1 \left(\frac{c_2}{c_1} \cdot \frac{\pi_2}{\pi_1} - 1 \right) + \frac{\pi_1^2 d_1}{\tau_1 Z_1} \left(\frac{d_2}{d_1} \cdot \frac{\tau_1}{\tau_2} \left(\frac{\pi_2}{\pi_1} \right)^2 - 1 \right) \right] - \tau_1 (Z_1 - 1) \left(\frac{\tau_2}{\tau_1} - 1 \right). \quad (14)$$

Знаходимо, що

$$\frac{\pi_2}{\pi_1} = \frac{P_2}{P_1} = \varphi, \quad \frac{\tau_2}{\tau_1} = \frac{T_2}{T_1} = \varphi^{\frac{1}{\sigma_v}}, \quad \frac{\tau_1}{\tau_2} = \varphi^{-\frac{1}{\sigma_v}}. \quad (15)$$

Оскільки $\tau_k = \frac{T_k}{T_{кр}}$, то

$$\frac{c_2}{c_1} = \left(\frac{\tau_1}{\tau_2} \right)^3 \frac{\alpha_0 \left(\frac{\tau_2}{\tau_1} \right)^2 + \frac{\alpha_1}{\tau_1^2}}{\alpha_0 + \frac{\alpha_1}{\tau_1^2}},$$

$$\frac{d_2}{d_1} = \left(\frac{\tau_1}{\tau_2} \right)^3 \frac{\beta_0 \left(\frac{\tau_2}{\tau_1} \right)^2 - \frac{\beta_1}{\tau_1^2}}{\beta_0 - \frac{\beta_1}{\tau_1^2}}.$$

Враховуючи значення $\frac{\tau_1}{\tau_2}$ і $\frac{\tau_2}{\tau_1}$, маємо

$$\frac{c_2}{c_1} = \varphi^{-3/\sigma_v} \frac{\alpha_0 \varphi^{2/\sigma_v} + \alpha_1/\tau_1^2}{\alpha_0 + \alpha_1/\tau_1^2}, \quad (16)$$

$$\frac{d_2}{d_1} = \varphi^{-3/\sigma_v} \frac{\beta_0 \varphi^{2/\sigma_v} - \beta_1/\tau_1^2}{\beta_0 - \beta_1/\tau_1^2}. \quad (17)$$

Якщо відповідні значення, які визначаються формулами (15) – (17), підставити в (14), то отримаємо

$$\Delta\delta i = \frac{1}{Z_1} \left[\pi_1 c_1 \left(\varphi^{1-3/\sigma_v} \frac{\alpha_0 \varphi^{2/\sigma_v} + \alpha_1/\tau_1^2}{\alpha_0 + \alpha_1/\tau_1^2} - 1 \right) + \frac{\pi_1^2 d_1}{\tau_1 Z_1} \left(\varphi^{2(1-2/\sigma_v)} \frac{\beta_0 \varphi^{2/\sigma_v} - \beta_1/\tau_1^2}{\beta_0 - \beta_1/\tau_1^2} - 1 \right) \right] - \tau_1 (Z_1 - 1) (\varphi^{1/\sigma_v} - 1). \quad (18)$$

Враховуючи значення Δi_0 та $\Delta\delta i$, які обчислюються за формулами (12) і (18), знайдемо зміну питомої ентальпії при проходженні газу через нагнітач. Згідно (11) маємо

$$\Delta i_n = \tau_1 \left(\varphi^{\frac{1}{\sigma_v}} - 1 \right) \left(S_0 + S_1 \tau_1 \left(\varphi^{\frac{1}{\sigma_v}} - 1 \right) \right) - \frac{1}{Z_1} \left[\pi_1 c_1 \left(\varphi^{1-3/\sigma_v} \frac{\alpha_0 \varphi^{2/\sigma_v} + \alpha_1/\tau_1^2}{\alpha_0 + \alpha_1/\tau_1^2} - 1 \right) + \frac{\pi_1^2 d_1}{\tau_1 Z_1} \left(\varphi^{2(1-2/\sigma_v)} \frac{\beta_0 \varphi^{2/\sigma_v} - \beta_1/\tau_1^2}{\beta_0 - \beta_1/\tau_1^2} - 1 \right) \right] - \tau_1 (Z_1 - 1) (\varphi^{1/\sigma_v} - 1), \quad (19)$$

де $S_0 = s_0 T_{кр}$; $S_1 = s_1 T_{кр}^2$.

Внутрішня розрахункова потужність нагнітача (N_n^p, MBm) визначають за формулою

$$N_n^p = 10^3 \Delta i_n m_n, \quad (20)$$

де m_n – масова продуктивність нагнітача, кг/с.

Масову витрату газу m_n , яка фігурує у формулі (20), виразимо через густину газу ρ_1 та об'ємну витрату газу Q_1 , що проведена до входу нагнітача. Тоді $N_n^p = 10^3 \Delta i_n \rho_1 Q_1$.

Густину газу на вході нагнітача виразимо через його технологічні параметри [11]

$$\rho_1 = \frac{P_1}{Z_1 R T_1}.$$

З врахуванням значення ρ_1 , будемо мати

$$N_n^p = 10^3 P_1 Q_1 \frac{\Delta i_n}{Z_1 R T_1}.$$

Оскільки Δi_n обчислюється за формулою (19), то

$$N_n = 10^3 Q_1 \frac{P_1}{R T_1} \Psi(\varphi, \pi_1, \tau_1), \quad (21)$$

де $\Psi(\varphi, \pi_1, \tau_1) = \Delta i_n$.

Уточнений політропний ККД нагнітача визначаємо через залежність

$$\eta_{пол} = \frac{l_{пол}}{\Delta i_n}. \quad (22)$$

Критерієм зупинки розрахункових ітерацій є відносна приведена похибка розрахунку потужності

$$\frac{N_n - N_n^p}{N_n} 100 \leq \Delta,$$

де Δ – точність розрахунку (приймаємо $\Delta = 1\%$).

В іншому випадку повторюємо ітерацію з формули (8), прийнявши до уваги уточнений політропний ККД (22).

Таким чином, рівняння (7) з врахуванням (19) набуде такого вигляду:

$$\frac{d\omega}{dt} = 10^3 \frac{Q_1 P_1}{I \omega R T_1} \left(\frac{1}{\eta_n} - 1 \right) \Psi(\varphi, \pi_1, \tau_1).$$

Оскільки $\omega = 2\pi n$, то

$$\frac{dn}{dt} = K_H \frac{P_1}{nT_1} Q_1 \Psi(\varphi, \pi_1, \tau_1), \quad (23)$$

де
$$K_H = \frac{10^3}{IR(2\pi)^2} \left(\frac{1}{\eta_n} - 1 \right);$$

$$\Psi(\varphi, \pi_1, \tau_1) = \tau_1 \left(\varphi^{\frac{1}{\sigma_v}} - 1 \right) \left(S_0 + S_1 \tau_1 \left(\varphi^{\frac{1}{\sigma_v}} - 1 \right) \right) - \frac{1}{Z_1} \left[\pi_1 c_1 \left(\varphi^{1-3/\sigma_v} \frac{\alpha_0 \varphi^{2/\sigma_v} + \alpha_1 / \tau_1^2}{\alpha_0 + \alpha_1 / \tau_1^2} - 1 \right) + \frac{\pi_1^2 d_1}{\tau_1 Z_1} \left(\varphi^{2(1-2/\sigma_v)} \frac{\beta_0 \varphi^{2/\sigma_v} - \beta_1 / \tau_1^2}{\beta_0 - \beta_1 / \tau_1^2} - 1 \right) \right] - \tau_1 (Z_1 - 1) (\varphi^{1/\sigma_v} - 1).$$

Зауважимо, що у рівнянні (2) ступінь підвищення тиску φ є функцією швидкості обертання ротора нагнітача n та витрати Q на його вході.

Система диференціальних рівнянь (1), (2) і (23) при зроблених допущеннях описує зміни у часі витрати Q , приведені до входу нагнітача, і тиску P_T на його виході.

Рівняння (1) і (2) приведемо до безрозмірного вигляду. Для цього визначимо безрозмірний час $\xi = \frac{Q_0 t}{V_b}$, а також безрозмірні витрати

$$q = \frac{Q}{Q_0}, \quad q_1 = \frac{Q_1}{Q_0} \quad \text{і тиски} \quad \pi_1 = \frac{P_1}{P_{кр}}, \quad \pi_2 = \frac{P_2}{P_{кр}}.$$

Тоді

$$\frac{dq}{d\xi} = \frac{A}{\pi_1} \left(\pi_1 - \frac{\pi_2}{\varphi(q, v)} \right) - q(q_1 + B(u) - q), \quad (24)$$

$$\frac{d\pi_2}{d\xi} = \gamma \frac{V_b}{V_h} \pi_2 \left(q \cdot (\varphi(q, v))^{\frac{1}{n_v}} - B(u) - \Theta(\pi_2) \right), \quad (25)$$

де
$$A = \frac{P_{кр}}{\rho_0} \cdot \left(\frac{S_1}{Q_0} \right)^2, \quad B(u) = \frac{1}{Q_0} \beta(u),$$

$$\Theta(\pi_2) = \frac{1}{Q_0} \theta(\pi_2), \quad v = \frac{n}{n_0}.$$

Приведемо до безрозмірного виду і рівняння (23). Оскільки $n = v n_0$, $t = \frac{V_b}{Q_0} \xi$,

$$P_1 = \pi_1 P_{кр}, \quad T_1 = \tau_1 T_{кр}, \quad Q_1 = q_1 Q_0, \quad \text{то}$$

$$\frac{dv}{d\xi} = \frac{\pi_1}{v \tau_1} q_1 \Psi(\varphi, \pi_1, \tau_1), \quad (26)$$

де
$$\psi(\varphi, \pi_1, \tau_1) = \frac{\Psi(\varphi, \pi_1, \tau_1)}{\Psi_0}, \quad \Psi_0 = \frac{n_0^2 T_{кр}}{K_H V_b P_{кр}}.$$

Аналіз рівнянь (1), (2) і (23) показує, що процес компримування природного газу слід

розглядати як кібернетичну систему (рис. 1), входи якої командний сигнал u , об'ємна витрата газу Q_1 , тиск P_1 , температура T_1 та потужність підведена до нагнітача N_d , а виходи – об'ємна витрата Q , тиск P_2 і число обертів ротора нагнітача n .

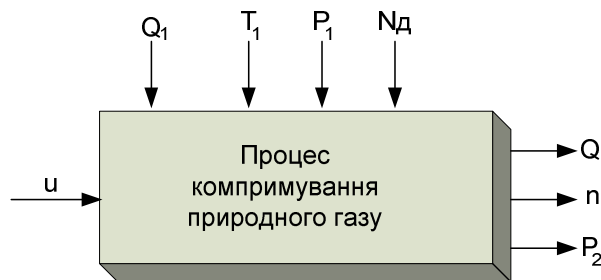


Рисунок 1 – Процес компримування природного газу як кібернетична система

Рівняння (2) має у своїй структурі характеристику мережі $\theta(P_2)$. Під мережею розуміють [12] сукупність пристроїв, через які проходить природний газ при його компримуванні.

Основні втрати тиску газу відбуваються в основному на стороні нагнітача, тобто за нагнітачем [12].

З достатньою для практики точністю характеристика газової мережі може бути описана таким рівнянням:

$$P_2 = \sqrt{P_M^2 + A_\gamma Q^2 RT}, \quad (27)$$

де P_2 і P_M – тиск на початку і в кінці мережі; T і R – температура і газова постійна газу, що проходить мережею;

A_γ – коефіцієнт опору, що залежить від конструкції і розмірів мережі.

Якщо допустити, що для модельного відрізка часу $T = \text{const}$, то рівняння (27) можна подати у такому вигляді:

$$P_2 = \sqrt{P_M^2 + c_t Q^2},$$

де $c_t = A_\gamma RT$.

Із останнього рівняння знаходимо

$$Q = \sqrt{\frac{1}{c_t} (P_2^2 - P_M^2)}.$$

У тому випадку, коли $P_M = \text{const}$ будемо мати

$$\theta(P_2) = \sqrt{\frac{1}{c_t} (P_2^2 - P_M^2)}. \quad (28)$$

Роботу нагнітача досить повно характеризують три показники: ступінь підвищення тиску φ , політропний коефіцієнт корисної дії $\eta_{пол}$ і внутрішня потужність N_i , тобто [13]:

$$\varphi = f_\varphi(x, y), \quad \eta_{пол} = f_\eta(x),$$

$$\frac{N_i}{\rho_0} \left(\frac{n_0}{n} \right)^3 = f_N(x), \quad (29)$$

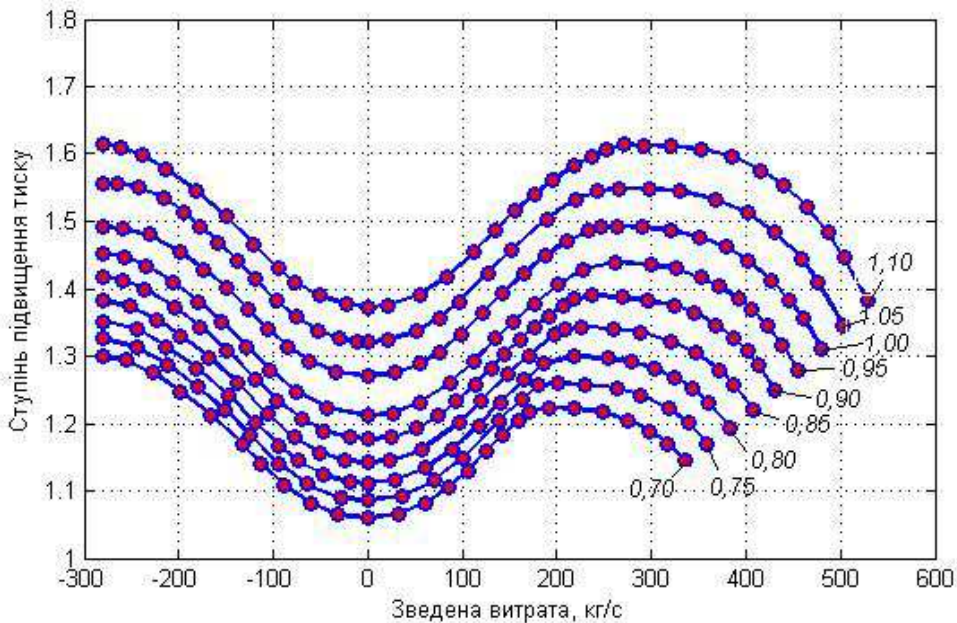


Рисунок 2 – Зведена характеристика нагнітача з екстраполяцією в область від’ємних значень зведеної витрати

де ρ_0 – густина газу, приведена до умов всмоктування;

$x = Q \frac{n_0}{n}$ – зведена продуктивність нагнітача;

$y = \frac{n}{n_0} \sqrt{\frac{z_0 R_0 T_0}{z R T}}$ – зведені оберти нагнітача;

z_0, R_0, T_0 – параметри зведення;

n_0 – номінальні оберти нагнітача;

z – ступінь стискування газу приведена до умов всмоктування.

Залежності $f_\varepsilon(x, y)$, $f_\eta(x)$ і $f_N(x)$ – це паспортні характеристики нагнітачів, які надаються у вигляді графіків заводами-виготовлювачами [14].

У рівняння (1), (2) і (23) входить ступінь стискування газу $\varphi(Q, n)$, яку для числового розв’язання системи рівнянь (1), (2) і (23) або (24) – (26), необхідно певним чином апроксимувати.

Залежність (29) будемо апроксимувати поліномом степені r

$$\varphi = \sum_{i=0}^{M-1} a_i \prod_{j=1}^{n_i} x_j^{s_{ji}}, \quad (30)$$

де x_j , $j = \overline{1, n_i}$ – аргументи залежності (29) ($n_i = 2$; $x_1 = x$; $x_2 = y$);

a_i , $i = \overline{0, M-1}$ – коефіцієнти полінома;

s_{ji} – степені аргументів, які повинні задовольняти обмеженню $\sum_{j=1}^{n_i} s_{ji} \leq r$.

Число членів M полінома (30) визначають за такою формулою [15]:

де ρ_0 – густина газу, приведена до умов всмоктування;

$$M = \frac{(r + n_i)!}{r! n_i!}.$$

Для апроксимації залежності (30) скористаємося методом синтезу емпіричних моделей оптимальної складності на засадах генетичних алгоритмів [16], який дає змогу визначити не тільки коефіцієнти емпіричної моделі (30), але її структуру при заданому значенні r .

Як приклад апроксимації залежності (29) були взяті статичні характеристики нагнітача, які екстраполювались в область від’ємних значень зведеної продуктивності x (рис. 2). Був вибраний поліном (11), для якого $r = 7$. Змінні x і y приведені до безрозмірного вигляду

$$X = \frac{x - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}}, \quad Y = \frac{y - y_{\min}}{y_{\max} - y_{\min}},$$

де x_{\min} , y_{\min} , x_{\max} , y_{\max} – відповідно мінімальні і максимальні значення величин x і y , що забезпечує однакові діапазони зміни величин x і y .

Результатом апроксимації є такий поліном:

$$\begin{aligned} \varphi = & a_0 + a_1 Y + a_2 X Y + a_3 Y^2 + a_4 X^3 + a_5 Y^3 + a_6 X^4 + \\ & + a_7 X^3 Y + a_8 X^2 Y^2 + a_9 X Y^3 + a_{10} X^5 + a_{11} X^4 Y + \\ & + a_{12} X^3 Y^3 + a_{13} X^2 Y^3 + a_{14} X^6 + a_{15} X^5 Y + \\ & + a_{16} X^4 Y^2 + a_{17} X^7 + a_{18} X^5 Y^2 + a_{19} X^3 Y^4. \end{aligned} \quad (31)$$

Відмітимо, що у випадку вибору повного полінома (30) степені $r = 7$ він мав би 36 членів. Поліном оптимальної складності (31) вміщує тільки 20 членів. Були отримані такі значення коефіцієнтів полінома (31):

$$\begin{aligned} a_0 = 0,936941; \quad a_1 = 0,995648; \quad a_2 = -0,772824; \\ a_3 = -1,257866; \quad a_4 = -23,905064; \\ a_5 = 0,828609; \quad a_6 = 193,717833; \end{aligned}$$

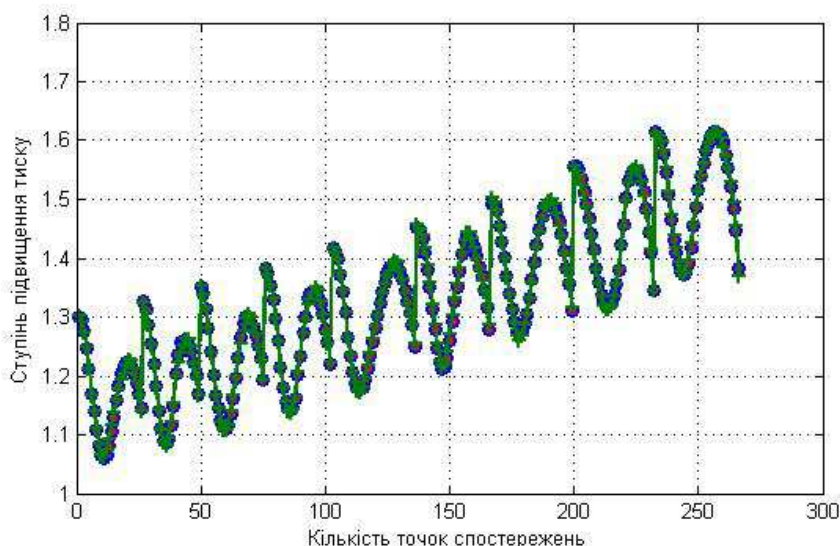


Рисунок 3 – Результат апроксимації зведеної характеристики нагнітача

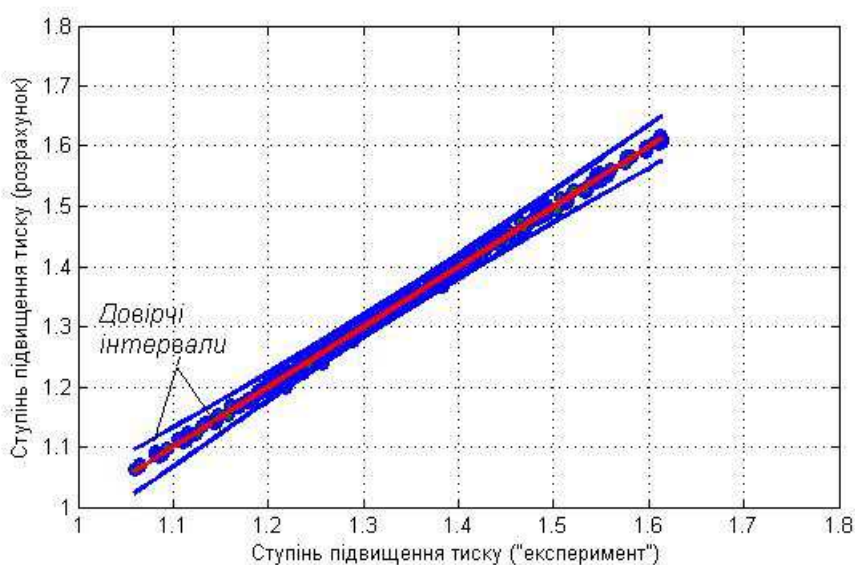


Рисунок 4 – Довірчі інтервали зведеної характеристики нагнітача

$$\begin{aligned}
 a_7 &= -75,429661; a_8 = 10,643629; \\
 a_9 &= 0,416691; a_{10} = -443,726855; \\
 a_{11} &= 168,753967; a_{12} = 33,401782; \\
 a_{13} &= -7,664692; a_{14} = 389,864214; \\
 a_{15} &= -94,038200; a_{16} = -85,093561; \\
 a_{17} &= -117,134346; a_{18} = 47,965696; \\
 a_{19} &= 2,630708.
 \end{aligned}$$

Результати апроксимації зведеної характеристики (29) поліномом (31) відтворює рис. 3.

Перевірка адекватності отриманої емпіричної моделі (32) здійснювалась шляхом обчислення коефіцієнта кореляції між «експериментальними» даними, які отримані у результаті оцифровки графічної залежності (29), і обчисленими значеннями за формулою (31), а також побудови довірчих інтервалів (рис. 4).

Було отримане таке значення коефіцієнта кореляції: $K_{E\varepsilon} = 0,99920$. Оскільки значення коефіцієнта кореляції незначно відрізняється

від одиниці, а розраховані значення ступені підвищення тиску φ знаходяться в межах довірчих інтервалів, то є підстави стверджувати, що отримана емпірична модель (31) адекватно описує «експериментальні» дані.

У рівняння (2) і (23) входить така теплотехнічна характеристика нагнітача як об'ємний показник політропи n_v , який зв'язаний з показником адиабати γ таким співвідношенням [10]:

$$\frac{n_v}{n_v - 1} = \frac{\gamma}{\gamma - 1} \eta_{пол}.$$

Із останнього рівняння знайдемо

$$n_v = \frac{\eta_{пол}}{\eta_{пол} - 1 + \chi},$$

де $\chi = \frac{1}{\gamma}$.

Блок-схема, яка наведена на рис. 5, показує взаємодію обчислювальних процедур при числовому моделюванні роботи відцентрового на-

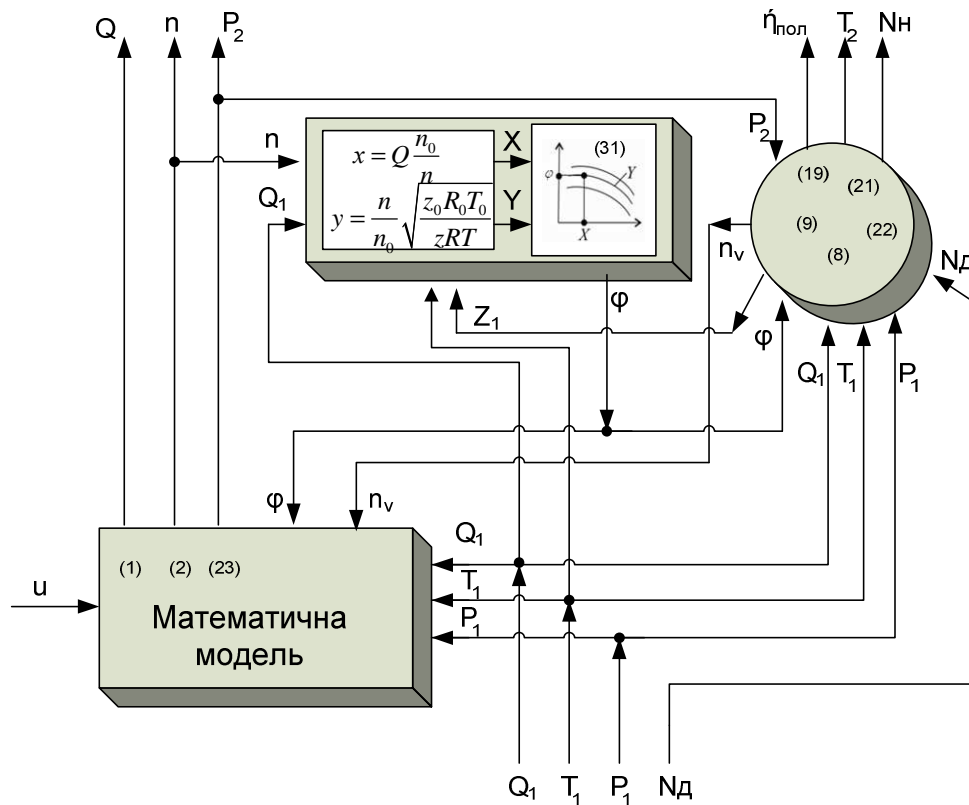


Рисунок 5 – Блок-схема обчислювального процесу

нагнітача за допомогою рівнянь (1), (2) і (23) або (24) – (26).

Однією із найважливіших задач, які необхідно розв’язувати при керуванні процесом компримування природного газу є синтез ефективної системи антипомпажного захисту нагнітачів природного газу.

Вперше антипомпажне регулювання, яке ґрунтувалось на положенні робочої точки відносно лінії помпажу було запропоновано співробітниками фірми Foxbogo на початку 60-их років [17].

Найбільш ймовірною причиною, яка може призвести до швидкого наближення робочої точки до лінії помпажу – це падіння частоти обертання ротора або швидке закриття дросельної засувки на всмоктуванні.

При зниженні частоти обертання ротора нагнітача робоча точка рухається у напрямку границі помпажу досить швидко. При цьому розмір і швидкість відкриття антипомпажного клапану є набагато важливішим показником ніж швидкість оброблення інформації контролером [17], яка є значно вищою ніж реакція антипомпажного клапану.

Таким чином, технічні характеристики антипомпажного клапану відіграють важливу роль при математичному моделюванні процесів компримування природного газу.

Для антипомпажного регулювання широко застосовують такі клапани як асиметричний антипомпажний клапан компанії Makveld Valves та кульовий антипомпажний клапан Memco. Обидва клапани знайшли широке застосування у системах антипомпажного захис-

ту. Проте кульовий антипомпажний клапан має певні переваги над клапаном фірми Makveld Valves, які зумовлені конструкцією кульового клапану і тим, що залежність масової витрати газу через клапан у функції кута повороту затвору α близька до лінійної, тобто (рис. 9)

$$m_T = \mu(\alpha).$$

Оскільки у математичну модель, що подана диференціальними рівняннями (1) і (2), як змінна стану об’єкта входить об’ємна витрата Q , то необхідно масову витрату m_T через антипомпажний клапан виразити через Q . Очевидно, що $\mu(\alpha) = \rho_1 \beta(u)$.

Звідси

$$\beta(u) = \frac{\mu(\alpha)}{\rho_1}.$$

Значення густини газу ρ_1 на вході у нагнітач визначимо із рівняння

$$\rho_1 = A_p P_1,$$

де $A_p = z \frac{\rho_0}{P_0}$.

Допускаючи, що $z = 1$, отримаємо:

$$A_p = \frac{\rho_0}{P_0}.$$

Таким чином,

$$\beta(u) = \frac{\mu(\alpha)}{A_p P_1}. \quad (32)$$

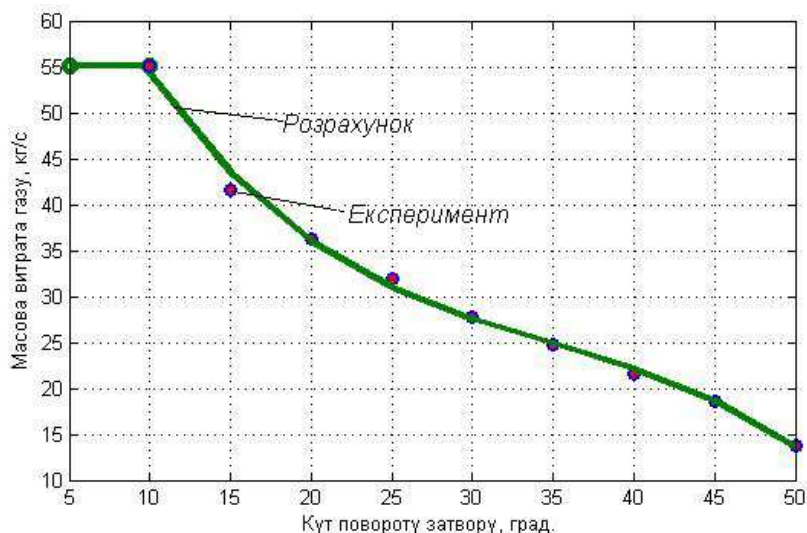


Рисунок 6 – Залежність масової витрати газу від кута повороту затвора

З врахуванням значення $\beta(u)$ рівняння (1), (2) і (23) набудуть такого вигляду:

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{a}{P_1} \left(P_1 - \frac{P_2}{\varphi(Q, n)} \right) - \frac{Q}{V_b} \left(Q_1 + \frac{\mu(\alpha)}{A_p P_1} - Q \right), \quad (33)$$

$$\frac{dP_2}{dt} = \frac{\gamma}{V_h} P_2 \left(Q \cdot (\varphi(Q, n))^{-\frac{1}{n_p}} - \frac{\mu(\alpha)}{A_p P_1} - \theta(P_2) \right), \quad (34)$$

$$\frac{dn}{dt} = K_H \frac{P_1}{n \Gamma_1} Q_1 \Psi(\varphi, \pi_1, \tau_1). \quad (35)$$

Для приведення рівнянь (33) і (34) до безрозмірного вигляду необхідно у рівняннях (24) і (25) функцію $B(u)$ замінити на

$$B(u) = \frac{\mu(\alpha)}{Q_0 A_p P_1}.$$

На рис. 6 наведений графік залежності масової витрати газу у функції кута повороту затвора, що отриманий для клапану Metco [18].

Аналітичний опис залежності $m_T = \mu(\alpha)$ здійснювався за допомогою кусково-поліноміальної апроксимації (рис. 9)

$$\mu(\alpha) = \begin{cases} m_1^{(0)} & \text{при } 5 \leq \alpha \leq 10, \\ a_0 + a_1 \alpha + a_2 \alpha^2 + a_3 \alpha^3 & \text{при } 10 \leq \alpha \leq 50, \end{cases} \quad (36)$$

де $m_1^{(0)} = 55,020 \text{ кг/с}$.

Інші параметри залежності (36) набули таких значень: $a_0 = 88,364$; $a_1 = -4,438$; $a_2 = 0,112$; $a_3 = -0,00107$.

Як правило, антипомпажний клапан працює у режимі «відкрито-закрито». Якщо під час роботи нагнітача виникає помпаж, то антипомпажний клапан переводиться у режим «відкрито». У такому випадку для математичного опису процесів, що відповідають знаходження нагнітача у стані помпажу, слід використовувати рівняння (33) – (35).

При нормальній роботі нагнітача (немає явища помпажу) антипомпажний клапан закритий. Тоді $\mu(\alpha) = 0$ і режим роботи нагнітача опишеться системою диференціальних рівнянь, яку отримаємо із (33) – (35), прирівнявши у ній $\mu(\alpha)$ до нуля, тобто

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{a}{P_1} \left(P_1 - \frac{P_2}{\varphi(Q, n)} \right) - \frac{Q}{V_b} (Q_1 - Q), \quad (37)$$

$$\frac{dP_2}{dt} = \frac{\gamma}{V_h} P_2 \left(Q \cdot (\varphi(Q, n))^{-\frac{1}{n_p}} - \theta(P_2) \right), \quad (38)$$

$$\frac{dn}{dt} = K_H \frac{P_1}{n \Gamma_1} Q_1 \Psi(\varphi, \pi_1, \tau_1). \quad (39)$$

Систему рівнянь (37) – (39) можна подати і в безрозмірному вигляді. Для цього слід використати рівняння (24) – (26), у яких $B(u)$ набуде значення нуля. Отже, будемо мати таку систему диференціальних рівнянь:

$$\frac{dq}{d\xi} = \frac{A}{\pi_1} \left(\pi_1 - \frac{\pi_2}{\varphi(q, v)} \right) - q(q_1 - q), \quad (40)$$

$$\frac{d\pi_2}{d\xi} = \gamma \frac{V_b}{V_h} \pi_2 \left(q \cdot (\varphi(q, v))^{-\frac{1}{n_v}} - \Theta(\pi_2) \right), \quad (41)$$

$$\frac{dv}{d\xi} = \frac{\pi_1}{v \tau_1} q_1 \Psi(\varphi, \pi_1, \tau_1). \quad (42)$$

Для знаходження розв'язку системи диференціальних рівнянь (37) – (39) необхідно задати початковими умовами. Як такими можна вибрати номінальні значення об'ємної витрати газу через нагнітач Q_n , тиску на виході нагнітача $P_{2,n}$ і числа оборотів ротора нагнітача n_n , тобто $Q(0) = Q_n$, $P_2(0) = P_{2,n}$ і $n(0) = n_n$. У тому випадку, коли розв'язується математична модель (40) – (42), що подана у безрозмірній формі, тоді початкові умови будуть такими:

$$q(0) = q_n,$$

$$\pi_2(0) = \pi_{2,n},$$

$$v(0) = v_n,$$

де $q_n = Q_n/Q_0$, $\pi_{2,n} = P_{2,n}/P_{кр}$, $v_n = n_n/n_0$.

Щодо початкових умов для системи рівнянь (33) – (35) (або (24) – (26)), то такими значеннями можна вибрати величини $Q(t_k)$, $P_2(t_k)$ і $n(t_k)$, яких вони набули в момент часу t_k виникнення помпажу. Для системи рівнянь початкові значення для відповідних величин будуть такими:

$$q(t_k) = Q(t_k)/Q_0,$$

$$\pi_2(t_k) = P_2(t_k)/P_{кр},$$

$$v(t_k) = n(t_k)/n_0.$$

Висновки

При компримуванні природного газу за допомогою відцентрових нагнітачів за певних умов (зменшення тиску за відцентровим нагнітачем і, як наслідок, зменшення витрати газу через нагнітач) виникає явище помпажу, яке супроводжується значними коливаннями тиску і витрати, що може спричинити руйнування лопаток ротора нагнітача.

Для запобігання явищ помпажу необхідно створити ефективні антипомпажні автоматичні системи. Синтез таких систем можливий лише за наявності математичних моделей, які б адекватно відображали процеси компримування при різних режимах роботи відцентрового нагнітача природного газу.

На основі законів збереження кількості речовини і руху отримана математична модель процесу компримування природного газу, в якій враховані статичні характеристики антипомпажного клапану.

Математичний опис явищ помпажу розглянутий для двох випадків – при закритому і при відкритому антипомпажному клапані.

Відповідні системи диференціальних рівнянь приведені до безрозмірного вигляду, що дає змогу отримані результати поширити на широкий клас відцентрових нагнітачів природного газу як з електричним, так і з газотурбінним приводом.

Література

1 Письменный И. Л. Многочастотные нелинейные колебания в газотурбинном двигателе / И. Л. Письменный. – М.: Машиностроение, 1987. – 128 с.

2 Боднер В. А. Автоколебания в системе, содержащей компрессор / В. А. Боднер // В кн.: Инженерный сборник. – М.: Изд-во АН СССР, 1950. – Т. VI. – С. 177 – 184.

3 Казакевич В. В. Автоколебания (помпаж) в компрессорах / В. В. Казакевич. – М.: Машиностроение, 1974. – 265 с.

4 Moor F. K. A theory of rotating of multistage compressor / F. K. Moor // J. Eng. Gas Turbines Power Trans ASME. – 1984. – No 106. – pp. 313 – 349.

5 Moor F. K. A theory of post-stall transients in axial flow compressor / F. K. Moor, E. M. Greitzer // J. Eng. Gas Turbines Power Trans ASME. – 1986. – No 108 (1). – pp. 68 – 76.

6 Greitzer E. M. Surge and rotating stall in axial flow compressor: Part I. Theoretical compression System model / E. M. Greitzer // J. Eng. Gas Turbines Power Trans ASME. – 1976. – No 98. – pp. 190 – 198.

7 Venturini M. Development and experimental validation of a compressor dynamic model / M. Venturini // Journal of Turbomachinery. – 2005. – No 127. – pp. 599 – 608.

8 Arnulfi G. L. Extensive study on the control of centrifugal compressor surge / G.L. Arnulfi, F. Blanchini, P. Giannattasio, D. Micheli, P. Pinamonti // Journal of Power and Energy. – 2006. – No 220. – pp. 289 – 304.

9 Dremin I. M. Precursors of stall and surge processes in gas turbines revealed by wavelet analysis / I. M. Dremin, V. I. Furlotov, O. V. Ivanov, V. A. Nechitailoa, V. G. Terziev // Control Engineering Practice. – 2002. – No 10. – pp. 599 – 604.

10 Горбійчук М. І. Математичне моделювання явища помпажу у відцентровому нагнітачі природного газу / М. І. Горбійчук, М. І. Когутяк, А. І. Лагойда, Н. В. Ткачешак // Нафтогазова енергетика. – 2016. – № 1 (25). – С. 44 – 48.

11 СОУ 60.3-30019801-011:2004. Компресорні станції. Контроль теплотехнічних та екологічних характеристик газоперекачувальних агрегатів. – Чинний від 01.02.2005. – К.: ДК „Укртрансгаз”, 2004 – 117 с.

12 Страхович К. И. Компрессорные машины: учебник / К. И. Страхович, М. И. Френкель, И. К. Кондрашов, В. Ф. Рис. – М.: Госиздат. торговой литературы, 1961. – 327 с.

13 Трубопроводный транспорт газа: монография. / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків, Д. Ф. Тимків, Л. С. Шлапак, О. М. Ковалко. – Київ: Арена Еко, 2002. – 600 с.

14 Альбом приведенных характеристик нагнетателей Невского машиностроительного завода: каталог. – М.: ВНИИгаз, 1964. – 88 с.

15 Горбійчук М. І. Індуктивний метод побудови математичних моделей газоперекачувальних агрегатів природного газу / М. І. Горбійчук, М. І. Когутяк, Я. І. Заячук // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 5. – С. 32 – 35.

16 Горбійчук М. І. Метод синтезу емпіричних моделей на засадах генетичних алгоритмів / М. І. Горбійчук, Я. І. Когутяк, О. Б. Василенко, І. В. Щупак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 4(13). – С. 72-79.

17 Быкова В. Насколько быстрым должен быть контроллер, чтобы предотвратить помпаж в компрессоре [Электронный ресурс] / В. Быкова // ООО «Инвенсис Проусесс Системс»: техническая статья. – Электронные данные. – [Россия, Москва: ООО «Инвенсис Проусесс Системс», 2012]. – Режим доступа: <http://docplayer.ru/299698-Naskolko-bystrym-dolzhen-byt-kontroller-chtoby-predotvratit-pompazh-v-kompressore.html>. – Название с экрана.

18 Суриков В. Н. Пути развития противопомпажных клапанов [Электронный ресурс] / В. Н. Суриков, С. Л. Горобченко, Н. Г. Голубев // Трубопроводная арматура и оборудование (ТПА): международный журнал. – Электронные данные. – [Россия, Санкт-Петербург: ООО «Валверус-ТПА», 2013]. – № 6 (69). – Режим доступа: <http://www.valverus.info/popular/3184-puti-razvitiya-protivopompazhnyh-klapanov.html>. – Название с экрана.

Стаття надійшла до редакційної колегії
11.05.17

Рекомендована до друку
професором Заміховським Л.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Алексєєвим М.О.
(ДВНЗ «Національний гірничий університет»,
м. Дніпро)

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОЦЕСУ ВИНЕСЕННЯ ТВЕРДОЇ ФАЗИ З ВИБОЮ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ ЗАСТОСУВАННЯМ ПІННИХ СИСТЕМ

Р.М. Кондрат, Н.С. Дремлюх, А.В. Угриновський, А.І. Ксеніч

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,
e-mail: public@nuing.edu.ua

Показано негативні наслідки надходження піску із пласта в свердловину. Охарактеризовано методи очищення вибою свердловин від піщаних корків.

Розглянуто характеристики промивальних агентів, їх властивості та критерії, на основі яких необхідно вибирати промивальні агенти для здійснення технологічних операцій у свердловинах.

На лабораторній моделі свердловини проведено експериментальні дослідження швидкості винесення твердої фази із моделі пінними системами. За результатами експериментальних досліджень побудовано та проаналізовано графічні залежності швидкості винесення частинок піску піною від їх діаметру при використанні водних розчинів піноутворюючих ПАВ з різною масовою концентрацією і стабілізатора піни.

За результатами дослідження підібрано склад піни, яка характеризується високою стійкістю і виносною здатністю, що попереджує випадання із піни частинок піску по шляху її руху з вибою свердловини на поверхню.

Ключові слова: свердловина, піщаний корок, швидкість винесення, промивання свердловини, піноутворення.

Показано негативные последствия поступления песка из пласта в скважину. Охарактеризованы методы очистки забоя скважин от песчаных пробок.

Рассмотрены характеристики промывочных агентов, их свойства, и критерии, на основе которых необходимо выбирать промывочные агенты для осуществления технологических операций в скважинах.

На лабораторной модели скважины проведены экспериментальные исследования скорости выноса твердой фазы с модели пенными системами. По результатам экспериментальных исследований построены и проанализированы графические зависимости скорости выноса частиц песка пеной от их диаметра при использовании водных растворов пенообразующих ПАВ различной массовой концентрации и стабилизатора пены.

По результатам исследования подобран состав пены, которая характеризуется высокой устойчивостью и выносной способностью, что предупреждает выпадение из пены частиц песка по пути ее движения из забоя скважины на поверхность.

Ключевые слова: скважина, песчаная пробка, скорость выноса, промывка скважины, пенообразование.

The negative consequences of the formation sand entry have been shown. The methods of borehole bottom cleaning from sand plugs have been described.

The characteristics of the flushing fluids, their properties, and the criteria by which the fluids have to be chosen for carrying out working operations in wells have been examined.

Experimental studies of the rate of the solids flow back from the model, applying foam systems have been conducted with the help of the laboratory well model. Due to the results of the experimental studies graphical dependences of the sand removal rate by using foam on its diameter when applying water solutions of foaming surfactants of different mass concentration and foam stabilizer have been analyzed.

Due to the results of the experimental studies the foam composition has been chosen, which is characterized by high stability and bearable ability. This will alert about the fallout of sand particles from the foam that are on their way to the surface from the bottomhole.

Keywords: borehole, sand plug, removal rate, well washing, foaming.

Постановка проблеми дослідження

Значна кількість газових і газоконденсатних родовищ України перебуває на пізній стадії розробки, яка характеризується: істотним зниженням пластового тиску, низькодебітністю і обводненням свердловин, інтенсифікацією процесів корозії обладнання та солевідкладень, руйнуванням привибійної зони пласта та рядом інших негативних чинників.

Експлуатація газових і газоконденсатних свердловин з нестійкими колекторами супроводжується винесенням із пласта частинок породи, що призводить до скучення твердої фази на вибої свердловин з утворенням піщаних ко-

рків, абразивного зношування підземного і наземного обладнання свердловин, порушення стійкості і обвалювання порід у привибійній зоні, прихоплення насосно-компресорних труб (НКТ), закупорювання піском прохідних отворів окремих елементів обладнання свердловин [1]. Ці чинники призводять до зниження продуктивності свердловини, аж до її повної зупинки.

Інтенсивне накопичення твердої фази на вибої свердловин і виникнення аварійних ситуацій починається, коли швидкість руху газу на вході в НКТ стає нижчою від мінімально необхідної (критичної) швидкості для винесення частинок породи на поверхню.

Відомі методи боротьби з піщаними корками

На сьогоднішній день ліквідацію піщаних корків у свердловинах здійснюють періодичним промиванням свердловин методом циркуляції рідини або очищенням гідробурами та іншими пристроями [2-6]. Вибір способу ліквідації корка залежить від ступеня його сипкості.

Методи очищення свердловин від піщаних корків гідробурами малоефективні і застосовуються для неглибоких свердловин за невеликої товщини корка. Більш раціональним способом очищення свердловин від піщаних корків є промивання різними промивальними агентами.

Вибір промивального агента залежить від стану привибійної зони пласта, а також величини пластового тиску [7-9].

Промивальні агенти, які застосовують для промивання свердловин методом циркуляції рідини, поділяють на нестисливі (вода, сольові розчини, легкі фракції нафти, кислоти і рідкі біополімерні суміші) і стисливі (сухий стиснений газ, аеровані рідини і піни) [7, 10-11].

На виснажених родовищах свердловини характеризуються низькими пластовими тисками, які змінюються у межах від 10 до 50% відносно гідростатичного тиску. За цих умов промиванням водою не вдається винести зі стовбура свердловини весь піщаний корок. Частина піску разом із водою проникає у пласт внаслідок сильного поглинання, що викликає додаткове руйнування привибійної зони пласта, а іноді призводить і до деформації експлуатаційної колони [4, 12].

Нестисливі промивальні агенти використовують, якщо пластовий тиск є близьким до гідростатичного тиску.

На виснажених газових родовищах для ліквідації піщаних корків застосовують стисливі промивальні агенти. Зазвичай використовують газ (здебільшого – азот). Перевагами азоту є нетоксичність, інертність, погане розчинення у воді і вуглеводневих рідинах. Використання азоту дає змогу різко понизити величину протитиску на вибій свердловини. Однак у порівнянні з пінними системами використання азоту для ліквідації піщаних корків потребує використання компресорів великої потужності [13].

До ефективних стислих промивальних агентів відносять аеровані рідини і піни [12]. В основному промивання свердловин здійснюють аерованими рідинами з густиною 720-840 кг/м³. Піни мають ряд переваг перед газоподібними і аерованими системами, а саме: підвищену стійкість: можливість регулювання густини в широкому діапазоні; краєву виносну здатність за рахунок флотаційного ефекту; низьку фільтраційну здатність; підвищену в'язкість; здатність тимчасово блокувати пористе середовище при свердловинній зоні пласта [14-15].

Пінні системи, на відміну від нестисливих рідин, мають меншу густину і високу несучу (утримувальну) здатність, що дозволяє промивати свердловини без негативного впливу на

пласт, порівняно з іншими промивальними агентами [15-19].

У нафтогазопромисловій практиці використовують такі види піни: двофазну (отримують шляхом аерації води, обробленої ПАР), трифазну (готують шляхом аерації глинистого розчину з додаванням ПАР), пінокислотну (отримують шляхом аерації кислотного розчину з додаванням ПАР).

Двофазні піни використовують для: промивання піщаних корків у свердловинах з пластовим тиском, який становить 0,2 – 0,7 від гідростатичного тиску;

освоєння свердловин: видалення рідини з вибою газових і газоконденсатних свердловин.

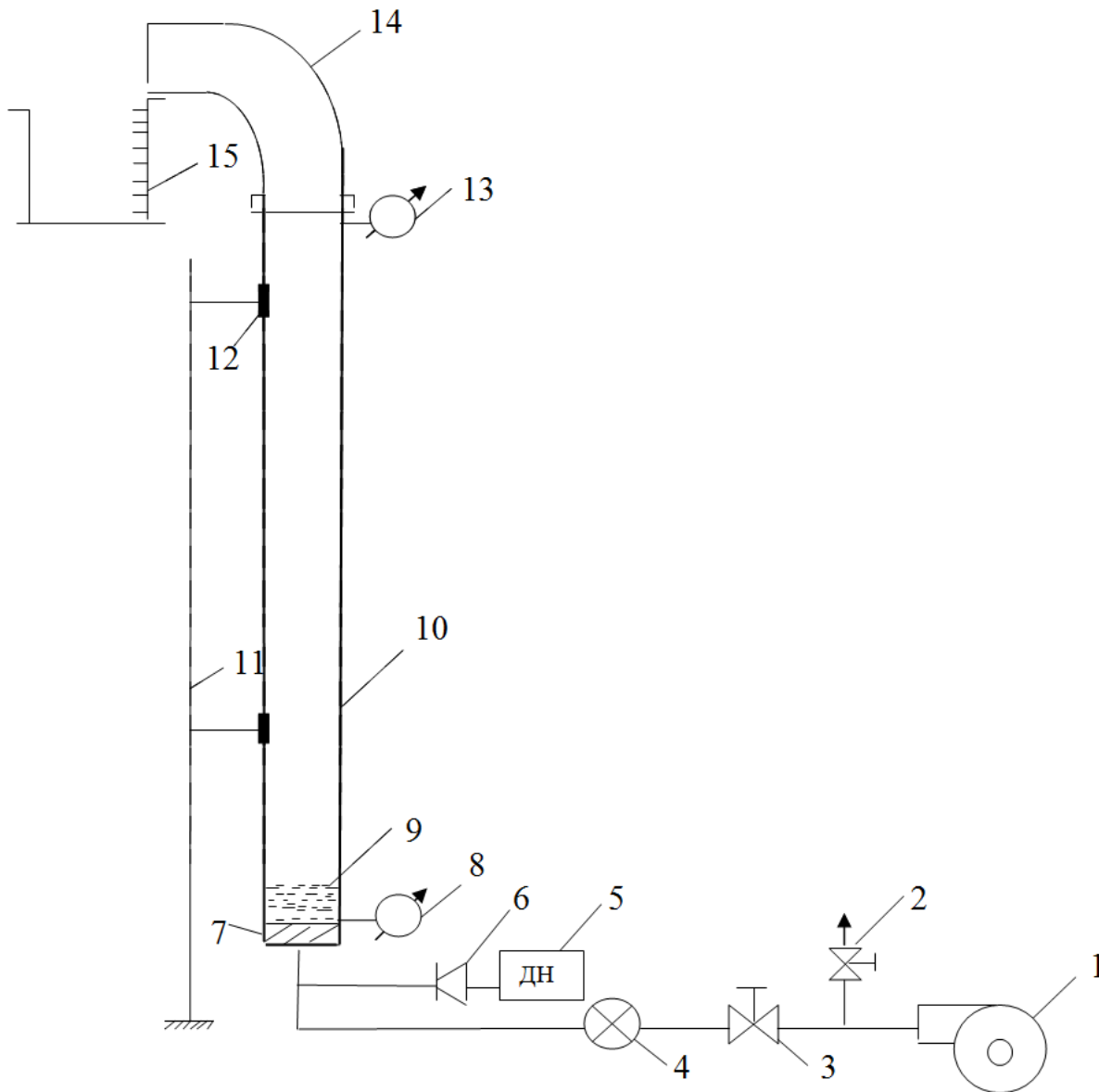
Трифазну піну використовують для промивання піщаних корків у свердловинах, в яких пластовий тиск близький до гідростатичного, розкриття продуктивних пластів з низькими пластовими тисками. Кислотні піни використовують для оброблення привибійних зон пласта з метою інтенсифікації припливу газу і нафти до вибою свердловин. Трифазна піна на основі глинистого розчину є стійкішою, ніж двофазна. Недоліком трифазної піни є те, що при промиванні свердловин трифазними пінами по незамкнутій (відкритій) системі циркуляції необхідні більші витрати ПАР і енергії для приготування нових порцій промивального агента. Стійка трифазна піна, яка виходить на денну поверхню в великих об'ємах, погано піддається руйнуванню і потребує великих фінансових витрат для її утилізації, що в умовах підвищених вимог до охорони навколишнього середовища обмежує її застосування. Для промивання піщаних корків переважно застосовують двофазну піну [14].

У нафтогазопромисловій практиці для приготування піни використовують водні розчини різних пінотворних ПАР, в якості газової фази – природний газ, азот, вуглекислий газ та інші гази [14].

Основним компонентом, який надає піні в'язкопластичних і пружних властивостей, є поверхнево-активна речовина (ПАР) [17].

Для винесення піску із вибою свердловини промивальним агентом дуже важливе значення має стійкість піни. При низькій стійкості піни можливе її руйнування з випаданням із піни частинок твердої фази і подальшим осіданням їх на муфтових з'єднаннях НКТ з утворенням «глухих» піщаних корків у затрубному просторі. Для підвищення стійкості піни використовують речовини-стабілізатори, які є органічними сполуками, мають високу гідрофільність і розчинність у воді, збільшують в'язкість розчину, сприяють сповільненню процесу витікання рідини із піни.

В нафтогазопромисловій практиці в якості речовин-стабілізаторів використовують органічні полімери. Детальні дослідження з вибору типу ПАР і речовин-стабілізаторів піни наведено у роботі [21].



1 – відцентровий компресор; 2, 3 – сферичні крани; 4 – аналоговий давач витрати газу AWM720P1; 5 – малопродуктивний дозувальний насос Peripatr Electronic; 6 – зворотний клапан; 7 – дротяний фільтр; 8, 13 – аналогові давачі тиску; 9 – піщаний корок; 10 – скляна колонка; 11 – штатив; 12 – монтажні кріплення; 14 – знімальне коліно; 15 – мірна ємність для винесеного піску піною

Рисунок 1 – Схема лабораторної установки для дослідження умов винесення частинок піску із моделі свердловини пінними системами

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Питаннями застосування пінних систем для промивання піщаних корків і винесення рідини з вибоїв газових і газоконденсатних свердловин присвячена значна кількість робіт, зокрема таких науковців як: Аміян В.А., Аміян А.В., Юсупходжаєв М.А., Ходжаєв В.В., Гасумов Р.А. та ін. Але більшість досліджень пінних систем проведено без використання речовин-стабілізаторів піни, що послужило підставою для постановки додаткових досліджень.

Формулювання цілей статті

Для визначення умов винесення твердих частинок різного розміру з вибою свердловин на поверхню за допомогою пінних систем з додаванням речовин – стабілізаторів піни проведено відповідні експериментальні дослідження.

Методика дослідження

Для дослідження процесу очищення вибою газових і газоконденсатних свердловин від піщаного корка пінними системами розроблено лабораторну установку, принципову схему якої зображено на рисунку 1.

Основою проведеного експерименту було отримання піни в нижній частині скляної колонки (рисунок 1), а також підтримання постійної швидкості її руху, при якій відбувається винесення твердих частинок в ємність 15.

Експериментальні дослідження для визначення умов винесення піщинок з вибою свердловини на поверхню проводили у такій послідовності.

1. Підготовлену фракцію піску засипали у скляну колонку 9 при попередньому демонтуванні коліна 14 у верхній частині колонки 10.

2. Подавали в нижню частину колонки розчин ПАР із речовиною-стабілізатором піни дозувальним насосом 5 і газ за допомогою компресора 1, послідовно збільшуючи витрату газу.

3. За допомогою аналогових давачів AWM720P1 4 вимірювали витрату газу та тиски в нижній (перед корком) 8 та у верхній частинах колонки 13.

4. Винесені частинки піску із піною збирали в мірну ємність 15.

5. Дослід закінчували коли із колонки виносився весь пісок.

Тип і концентрація піноутворюючого ПАР та речовини-стабілізатори піни вибрані за результатами проведених нами досліджень у роботі [21].

Досліди проводили з розчинами савенолу SWP і стінолу у прісній воді з масовою концентрацією 0,5 і 1%. Савенол SWP і стінол є нетоксичними ПАР, які випускаються вітчизняними підприємствами і використовуються при проведенні ремонтних робіт у газових і газоконденсатних свердловинах і для інтенсифікації винесення з них рідини спінуванням. В якості речовини-стабілізатора піни використовували природний біополімер – ксантанову смолу (ксантанову камедь) з масовою концентрацією 0,5% та фракції піску: 0,1–0,315 мм; 0,315–0,63 мм і 0,63–1 мм.

Основними показниками процесу промивання свердловин від твердої фази є значення швидкості руху промивального агента в промивальних трубах і у затрубному (кільцевому) просторі.

При визначенні швидкості руху висхідного потоку промивального агента для винесення твердої фази з вибою свердловини на поверхню враховують наявність шламу (твердих частинок). Якщо припустити, що проковзування між шламом і піною відсутнє, то швидкість руху піноного потоку можна визначити за формулою:

$$v = \frac{q_z + q_p + q_{ш}}{F}, \quad (1)$$

де
$$q_z = \frac{q_o \cdot z(p, T) \cdot p_{ам} \cdot T}{p \cdot T_o} \quad (2)$$

$q_{ш}$ – витрата шламу (визначали експериментальним шляхом), м³/с;

q_p – подача малопродуктивного дозувального насоса Peripamp Electronic, м³/с.

q_z – витрата газу (повітря) за тиску p і температури T , м³/с .

$z(p, T)$ – коефіцієнт стисливості газу за тиску p і температури T ;

F – площа поперечного перерізу колони труб, м².

Результати досліджень

У процесі проведеного експерименту з 0,5 % мас. водним розчином савенолу SWP фракцією піску з діаметром частинок 0,1–0,315 мм найперше виносились найдрібніші частинки піску, потім більші за діаметром в діапазоні швидкостей руху потоку піни 0,0395 – 0,069 м/с, в діапазоні швидкостей руху потоку піни 0,069 – 0,099 м/с виносилась фракція піску з діаметром частинок 0,315 – 0,63 мм, а фракції піску з діаметром частинок 0,63–1 мм виносились потоком піни в діапазоні швидкостей 0,099–0,11 м/с.

Аналогічні дослідження проведено для трьох фракцій піску з різною масовою концентрацією ПАР з додаванням і без з додавання речовини-стабілізатора піни.

Результати експериментів наведено у таблиці 1.

На рисунку 2 зображено скляну колонку – модель свердловини при винесенні частинок піску піною.

На рисунку 3 зображено залежності експериментально визначеної швидкості руху висхідного потоку піни без додавання і з додаванням речовини-стабілізатора піни від діаметру частинок піску.

Згідно з результатами експериментальних досліджень швидкість винесення частинок піску діаметром 0,1 – 1 мм з вибою модельної свердловини на поверхню потоком піни змінюється в межах: 0,0395 – 0,11 м/с для масової концентрації савенолу SWP у воді 0,5 %; 0,031 – 0,087 м/с для масової концентрації савенолу SWP у воді 1 %; 0,033–0,0994 м/с для масової концентрації стінолу у воді 0,5 %; 0,02–0,067 м/с для масової концентрації стінолу у воді 1 %; 0,027–0,079 м/с для масової концентрації савенолу SWP у воді 1 % + 0,5% ксантанової смоли; 0,017 – 0,064 м/с для масової концентрації стінолу у воді 1 % + 0,5% ксантанової смоли.

Швидкість руху потоку піни, яка необхідна для винесення із свердловини твердої фази, зростає із збільшенням діаметра фракцій піску і зменшується із збільшення концентрації піноутворюючого ПАР і при додаванні до водного розчину стабілізатора піни – ксантанової смоли. Кращими витіснювальними властивостями характеризується піна, утворена з водного розчину стінолу порівняно з використанням савенолу SWP. Додаткове уведення у водний розчин піноутворюючого ПАР запропонованого стабілізатора піни – ксантанової смоли підвищує як виносну здатність піни, так і її стійкість, що попереджає випадання з піни твердої фази по шляху її руху з вибою на поверхню. За візуальними спостереженнями піна, утворена з використанням

Таблиця 1 – Результати експериментальних досліджень з визначення швидкості винесення частинок піску потоком піни з моделі свердловини

Склад піни	Діаметр частинок піску, мм	Швидкість винесення частинок піску, м/с
Масова концентрація савенолу SWP у прісній воді 0,5 %	0,1 – 0,315	0,0395 – 0,069
	0,315 – 0,63	0,069 – 0,099
	0,63 – 1	0,099 – 0,11
Масова концентрація стінолу у прісній воді 0,5 %	0,1 – 0,315	0,033 – 0,062
	0,315 – 0,63	0,062 – 0,084
	0,63 – 1	0,084 – 0,0994
Масова концентрація савенолу SWP у прісній воді 1 %	0,1 – 0,315	0,031 – 0,0481
	0,315 – 0,63	0,0481 – 0,065
	0,63 – 1	0,065 – 0,087
Масова концентрація стінолу у прісній воді 1 %	0,1 – 0,315	0,02 – 0,03
	0,315 – 0,63	0,03 – 0,043
	0,63 – 1	0,043 – 0,067
Масова концентрація савенолу SWP у прісній воді 1% і ксантанової смоли 0,5 %	0,1 – 0,315	0,027 – 0,04
	0,315 – 0,63	0,04 – 0,053
	0,63 – 1	0,053 – 0,079
Масова концентрація стінолу у прісній воді 1% і ксантанової смоли 0,5 %	0,1 – 0,315	0,017 – 0,025
	0,315 – 0,63	0,025 – 0,04
	0,63 – 1	0,04 – 0,064



Рисунок 2 – Фотографія скляної колонки під час винесення частинок піску піною

стабілізатора, має вищу стійкість порівняно з пінами без стабілізатора.

Згідно з результатами досліджень найбільшу виносну здатність мають піни, утворені з розчину стінолу у прісній воді із додаванням ксантанової смоли.

Для значень діаметрів частинок піску 0,1; 0,315; 0,63; 1 мм швидкість руху потоку піни утвореної з розчину стінолу у прісній воді з додаванням ксантанової смоли, яка необхідна для їх винесення із свердловини, становить відповідно 0,017; 0,025; 0,04; 0,064 м/с.

За експериментальними даними залежність швидкості винесення частинок піску піною утвореного з водного розчину стінолу 1 % і ксантанової смоли 0,5 % від їх діаметру описується рівнянням:

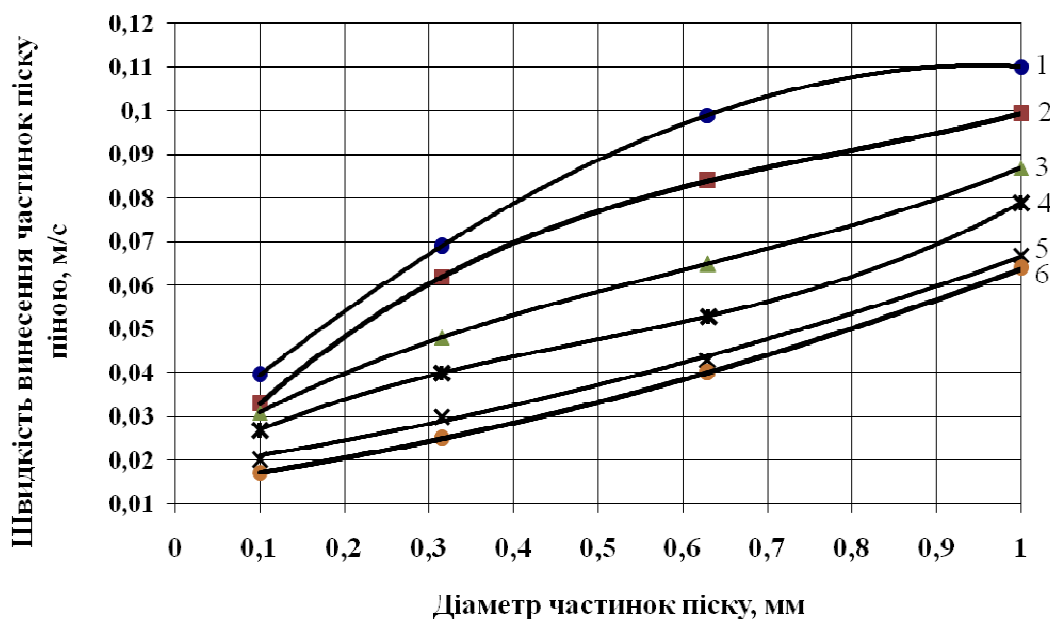
$$W = 0,023d_q^2 + 0,026d_q + 0,014, \quad (3)$$

d_q , мм; W , м/с.

Висновки

За результатами експериментальних досліджень на запропонованій лабораторній установці – моделі свердловини обґрунтовано склад композиції піноутворюючого ПАР і стабілізатора піни, визначено необхідні швидкості руху висхідного потоку піни, які забезпечують винесення із свердловини твердої фази.

Для запропонованого складу піноутворюючого ПАР і стабілізатора піни швидкість руху потоку піни для винесення частинок піску діаметром 0,1 – 1 мм змінюється від 0,017– 0,064 м/с. Піна, утворена із запропонованого складу характеризується високою стійкістю, що попереджує випадання із неї частинок піску по шляху її руху з вибою свердловини на поверхню. Згідно з результатами досліджень найбільшу виносну здатність мають піни, утворені з 1 % мас. розчину стінолу у прісній воді із додаванням 0,5 % мас. ксантанової смоли.



1 – 0,5 % савенол SWP; 2 – 0,5 % стінол; 3 – 1 % савенол SWP; 4 – 1 % савенол SWP і 0,5% ксантанової смоли; 5 – 1 % стінол; 6 – 1 % стінолу і 0,5% ксантанової смоли

Рисунок 3 – Залежності швидкості винесення частинок піску піною від їх діаметру при використанні водних розчинів піноутворюючих ПАВ різної масової концентрації і стабілізатора піни

Література

- Світлицький В.М. Поточний та капітальний ремонт свердловин [Текст] / В.М. Світлицький, С.І. Ягодівський, Г.Р. Галустан. – К.: Логос, 2001. – 344 с.
- Де Варгас Л. Борьба с выносом песка [Текст] / Л. Де Варгас // Нефть, газ и нефтехимия. – 1982. – №10. – С. 25–28.
- Кустышев А. В. Перспективы ремонта скважин в условиях аномально низких пластовых давлений [Текст] / А. В. Кустышев, Д.А. Кряквин, Д.А. Кустышев, А.В. Немков, Е.В. Паникаровский, Е.В. Вакорин, И. А. Бенгард // Наука и ТЭК. – 2011. – №4. – С. 41–43.
- Сулейманов Б.А. Промывка песчаной пробки газированными жидкостями [Текст] / Б.А. Сулейманов // Научные труды. – 2011. – №1. – С. 30–36.
- Ожгибесова А.В. Методы борьбы с образованием песчаных пробок на забоях газовых скважин [Текст] / Ожгибесова А.В., Мамчистова А.И. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 3. – С. 50–56.
- Мамчистова А.И. Способы борьбы с образованием песчаных пробок на забоях газовых скважин / А.И. Мамчистова, А.В. Ожгибесова // Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании: материалы V Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. – 2012. – С. 128–133.
- Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст] / Дж.Р. Грей, Г.С. Дарли. – М.: Недра, 1985.
- Ивачев Л.М. Промывочные жидкости в разведочном бурении [Текст] / Л.М. Ивачев. – М.: Недра, 1975.
- Гасумов Р.А. Опытные-промышленные испытания технологии и технических средств по удалению глинисто-песчаных пробок в условиях АНПД [Текст] / Р.А. Гасумов, А.А. Сингуров, О.С. Кондренко, В.З. Минликаев, Н.Д. Дубровский // Время колтюбинга. – 2005. – №3 – С.18–23.
- Сулейманов Н.Э. Об опыте применения гибких насосно-компрессорных труб в нефтегазодобыче [Текст] / Н.Э. Сулейманов / Нефтегазовое дело. – 2005. – №2.
- Ивачев Л.М. Промывочные жидкости в разведочном бурении [Текст] / Л.М. Ивачев. – М.: Недра, 1975. – 215 с.
- Эксплуатация свердловин у нестійких колекторах [Текст] / В.С. Бойко, І.А. Франчук, С.І. Іванов, Р.В. Бойко: монографія. – Київ: Книгодрук, 2004. – 400 с.
- Тагиев К.М. Техника и технология проведения ремонтных работ в газовых скважинах с образованием газообразных агентов [Текст] : / К.М. Тагиев, А.Н. Лобкин, С.В. Долгов // Обзор. информ. Вып. 3. – М.: ВНИИЭгазпром, 1985. – 45 с. – (Газовая промышленность. Разработки и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
- Гасумов Р.А. Техника и технология ремонта скважин [Текст]: [монографія] : у 2 т. / Р.А. Гасумов, В.З. Минликаев. – М.: ООО «Газпром экспоз», 2013. – Т.1. – 360 с.
- Юсупходжаев М.А. Математическая модель промывки песчаной пробки на газовых и газоконденсатных скважинах пенными системами с применением колонны гибких труб [Текст] / М.А. Юсупходжаев, М.В. Галкин // Время колтюбинга. – 2005. – №2. – С.45–49.

16 Амиян А.В. Некоторые вопросы гидравлики пенных систем [Текст] / А.В. Амиян // Газовая промышленность. – 1976. – № 4. – С.24-26.

17 Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. 2-е изд., перераб. и доп. [Текст] / В.А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева. – М.: Недра, 1980. – 380 с.

18 Ахметов А.А. // Ликвидация пескопроявления при добыче газа [Текст] / А.А. Ахметов, К.А. Жуковский, А.М. Шарипов и др. // Газовая промышленность. – 1998. – №9. – С. 20-22.

19 Леонов Е.Г. Гидравлический расчет промывки скважин пеной [Текст] / Е. Г. Леонов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2004. – № 7. – С. 22-25.

20 Яковлев А.М. Бурение скважин с пеной на твердые полезные ископаемые [Текст] / А.М. Яковлев, В.И. Коваленко. – М.: Недра, 1987. – 128 с.

21 Кондрат Р.М. Дослідження процесу піноутворення з використанням водних розчинів піноутворюючих ПАВ і стабілізаторів піни [Текст] / Р.М. Кондрат, Н.С. Дремлюх, А.В. Угриновський // Науковий вісник НГУ. – 2017. – №3. – С. 14-20

Стаття надійшла до редакційної колегії
28.04.17

Рекомендована до друку
професором Чудиком І.І.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Акульшиним О.О.
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)

МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ ПРОЦЕСУ ДЕФОРМУВАННЯ ТА НАПРУЖЕНОГО СТАНУ ПОСУДИН, ЩО ПРАЦЮЮТЬ ПІД ТИСКОМ

А.М. Карпаш¹, А.П. Олійник²

¹ТОВ «Науково-виробнича фірма «Зонд»; м. Івано-Франківськ, вул. Микитинецька, 5а, тел. (0342) 505552

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 723824, e-mail: ankarpush@gmail.com

У роботі запропоновано математичні моделі процесу деформування та напруженого стану для посудин циліндричної форми зі сферичним та конічним куполом, що працюють під дією високого тиску. Наведено методичку визначення додаткових факторів, що впливають на напружено-деформований стан, визначено напрямки подальших досліджень.

Ключові слова: технічний стан, посудини високого тиску, напружений стан, деформації, фактори впливу, асоціативний аналіз.

В работе предложены математические модели процесса деформирования и напряженного состояния для сосудов цилиндрической формы со сферическим и коническим куполом, работающих под действием высокого давления. Приведена методика определения дополнительных факторов, влияющих на напряженно-деформированное состояние, определены направления дальнейших исследований.

Ключевые слова: техническое состояние, сосуды высокого давления, напряженное состояние, деформации, факторы влияния, ассоциативный анализ.

Mathematical models of deformation and stress state for cylindrical vessels with a spherical and conic dome operating under high pressure are proposed. The technique of determining additional factors affecting the stress-strain state is described, and further research areas are determined.

Key words: technical condition, pressure vessels, stress-strain state, deformations, influence factors, associative analysis.

Вступ

Фактичний технічний стан є цікавим та актуальним напрямком для експлуатуючих організацій об'єктів підвищеної небезпеки, оскільки характеризує стан об'єкта та дозволяє зробити прогнози стосовно його безперебійної роботи, стабільний контроль та оперування робочими процесами, економічну та екологічну безпеку. Головною задачею для експлуатуючої сторони є достовірність отриманих результатів з визначення фактичного технічного стану об'єкта. З практики спеціалізованих організацій, які проводять технічне діагностування, за результатами якого роблять висновки про стан об'єкту і можливість подальшої експлуатації випливає, що оцінка стану проводиться за одним-двома інформативними параметрами (товщина стінки, твердість металу), яких не достатньо для повної характеристики стану об'єкта, а за результатами інших методів контролю виявляються вже існуючі дефекти, які потребують усунення, тобто зупинки експлуатування та ремонту [1, 2].

Аналіз попередніх досліджень

Одним із головних параметрів технічного стану є його напружено-деформований стан, який постійно змінюється у процесі експлуатування технологічного обладнання [3]. Іншими словами, він залежить від певного ряду факторів, які впливають на об'єкт, що експлуатується (рисунок 1). Розуміючи поведінку та причину зміни напружено-деформованого стану і завча-

сні коригування режимів експлуатації, можуть попередити виникнення концентраторів напружень і подальших дефектів.

Виділення невирішених частин загальної проблеми

Основним недоліком методів контролю напружено-деформованого стану на об'єктах експлуатації є складність його проведення у польових умовах та дороговартісне обладнання. Також чинна нормативно-технічна база не передбачає врахування факторів (структурні зміни, старіння, втома, міжкристалічна корозія, зменшення механічних властивостей, вплив вібрації, поодинокі дефекти), які вагомо впливають на безпечну роботу, а також спотворюють достовірність результатів контролю напружень та визначення технічного стану металевих конструкцій довготривалої експлуатації.

Тому, для отримання найбільш точної інформації під час визначення та контролю напружено-деформованого стану об'єктів довготривалої експлуатації ефективним є використання багатопараметрового контролю, інформативні параметри якого врахують максимум чинників, що впливають на поведінку зміни напруженого стану.

Цілі статті

При вивченні напруженого стану посудин, що працюють під тиском використовується підхід, змодельований та обґрунтований в [4]. Згідно з яким для оцінки зміни напружено-



Рисунок 1 – Фактори впливу на об’єкт експлуатації

деформованого стану застосовується методика визначення компонента тензора напружень та деформацій за відомими координатами певної множини точок поверхні об’єкта та для якого відомим є параметричне подання його як тривимірного деформованого тіла в початковий та контрольний момент часу. При цьому компоненти тензора напружень та деформацій обчислюються без використання, як правило, невідомої інформації про сили та навантаження, що обумовлюють такого роду зміну просторової конфігурації. Розглядаються два типи посудин, що працюють під тиском: з сферичною та конічною верхніми частинами (рисунок 2). В початковий (не деформований) момент часу для координат точок поверхні посудини справедливе наступне параметричне подання в сферичній та циліндричній (для верхньої частини) системах координат (1).

$$\begin{cases} x = r \cos \varphi, \\ y = r \sin \varphi, \\ z = S, \end{cases} \quad \begin{matrix} 0 \leq \varphi \leq r_{ст} \\ R_{вн} \leq r \leq R_3 \\ 0 \leq S \leq L \end{matrix} \quad (1)$$

$$\begin{cases} x = r \sin \theta \cos \varphi, \\ y = r \sin \theta \sin \varphi, \\ z = r \cos \theta, \end{cases} \quad \begin{matrix} \frac{\pi}{2} \leq \theta \leq \theta_0 \\ R'_3 \leq r \leq R'_{вн} \\ 0 \leq \varphi \leq 2\pi \end{matrix}$$

Слід зазначити, що до закінчення циліндричної частини подання проводиться у циліндричній системі координат, а для сферичної частини у сферичній, при чому кут θ_0 задає кут спряження цих двох частин. Координати r для цих двох частин задовільняють умовам спряження:

$$\begin{aligned} R_{вн} &= R'_{вн} \cos \theta \\ R_3 &= R'_3 \cos \theta \end{aligned}$$

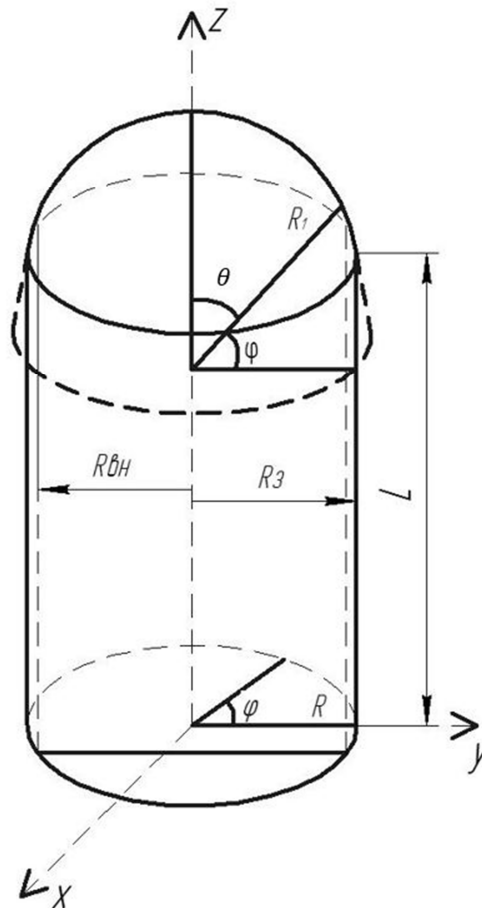


Рисунок 2 – Посудина зі сферичною конфігурацією верхньої частини

В контрольний момент часу подання (1) набуває іншого виду.

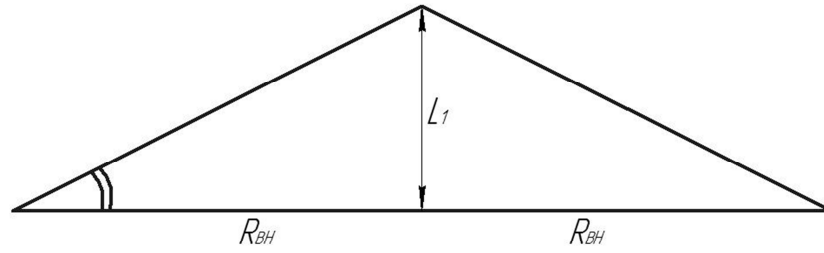


Рисунок 3 – Формалізація конічної частини

$$\begin{cases} x = X_L - Rn_x + \rho(S, \varphi, r, t) \cos \omega(S, \varphi, r, t)b_x + \\ + \rho(S, \varphi, r, t) \sin \omega(S, \varphi, r, t)n_x + \psi(S, \varphi, r, t)\tau_x; \\ y = Y_L - Rn_y + \rho(S, \varphi, r, t) \cos \omega(S, \varphi, r, t)b_y + \\ + \rho(S, \varphi, r, t) \sin \omega(S, \varphi, r, t)n_y + \psi(S, \varphi, r, t)\tau_y; \\ z = Z_L - Rn_z + \rho(S, \varphi, r, t) \cos \omega(S, \varphi, r, t)b_z + \\ + \rho(S, \varphi, r, t) \sin \omega(S, \varphi, r, t)n_z + \psi(S, \varphi, r, t)\tau_z, \end{cases} \quad (2)$$

де $\rho(S, \varphi, r, t)$; $\omega(S, \varphi, r, t)$; $\psi(S, \varphi, r, t)$ – функції, що знаходять переміщення точок у радіальному, тангенціальному та в повздожньому напрямках;

$\vec{r}_L(X_L Y_L Z_L)$ – координати точок на осі труби;

$\vec{n}(n_x n_y n_z)$; $\vec{b}(b_x b_y b_z)$; $\vec{\tau}(\tau_x \tau_y \tau_z)$ – компоненти векторів нормалі, бінормалі та дотичної до осі труби.

В практичних розрахунках функції $\rho(S, \varphi, r, t)$; $\omega(S, \varphi, r, t)$; $\psi(S, \varphi, r, t)$ задовольняють умови:

$$\begin{aligned} \rho(S, \varphi, r, t) &\approx r + r_1(S, \varphi, r, t) \\ \omega(S, \varphi, r, t) &\approx \varphi + \varphi_1(S, \varphi, r, t) \\ \psi(S, \varphi, r, t) &\approx \psi_1(S, \varphi, r, t). \end{aligned} \quad (3)$$

Причому

$$\begin{aligned} |r_1(S, \varphi, r, t)| &\ll 1; |\varphi_1(S, \varphi, r, t)| \ll 1; \\ |\psi_1(S, \varphi, r, t)| &\ll 1, \end{aligned}$$

тобто, труба в загальному зберігає циліндричну конфігурацію. Для опису сферичної частини приймається або друге подання наведене в (1) або перераховують радіуси кривини сферичної частини R_3^1, R_{BH}^1 за результатами експериментальних вимірювань координат верхньої частини. Нехай на верхній частині організується вимірювання координат точок $(x_i; y_i; z_i)$. тоді мінімізуючи функцію:

$$S(x_0; y_0; z_0; R) = \quad (4)$$

$$= \sum_{i=1}^N [(x_i - x_0)^2 + (y_i - y_0)^2 + (z_i - z_0)^2 - R^2]^2$$

знаходимо нові координати центру сферичної частини $(x_0; y_0; z_0)$ та радіусу деформованої сфери. Оптимізація (4) проводиться шляхом знаходження виразу для R^2 : диференціюється (4) по R , внаслідок чого отримуємо:

$$R^2 = \frac{1}{N} \sum [(x_i - x_0)^2 + (y_i - y_0)^2 - (z_i - z_0)^2] \quad (5)$$

Після чого даний вираз підставляємо у (4) і отримуємо задачу знаходження координат (x_0, y_0, z_0) , яка, очевидно, має єдиний розв'язок

через те, що при зазначеній підстановці отримується задача мінімізації додатньо визначеної квадратичної форми. Це дає змогу однозначно розрахувати центр (x_0, y_0, z_0) і радіус R деформованого купола посудини.

За даними для конічної верхньої частини аналогічно (1) для другої системи (рисунок 3), яка описує конічну частину, справедливим є подання:

$$\begin{cases} x = r(S) \cos \varphi, & 0 \leq \varphi \leq r_{CT} \\ y = r(S) \sin \varphi, & L \leq S \leq L_1 \\ z = S, & 0 \leq r(S) \leq R_3 \end{cases} \quad (6)$$

де L_1 визначає кут при основі конічної частини перерізу.

В контрольний момент часу координати циліндричної частини описуються за (2), опис конічної частини або залишається таким як в (6), або може бути уточненим за результатами вимірювань певного набору координат точок конічної частини. Якщо позначити $\vec{R}_0(S, \varphi, r, t)$ радіус-вектор кожної точки не деформованої посудини, що працює під тиском, а $\vec{r}(S, \varphi, r, t)$ радіус-вектор у контрольний момент, де описані подання (1) – (6), дозволяють визначити наступні величини:

- компоненти векторів локальних базисів [5]:

$$\vec{\Theta}_0^i = \frac{\partial \vec{R}_0}{\partial x_i} \quad x_1 = S; x_2 = \varphi; x_3 = r; \quad (7)$$

$$\vec{\Theta}^i = \frac{\partial \vec{r}}{\partial x_i} \quad x_1 = S; x_2 = \varphi; x_3 = r;$$

- компоненти метричного тензора в два моменти часу:

$$\begin{aligned} g_{ij}^0 &= \vec{\Theta}_0^i \vec{\Theta}_0^j, \quad j, i = 1, 2, 3 \\ g_{ij} &= \vec{\Theta}^i \vec{\Theta}^j; \end{aligned} \quad (8)$$

- компоненти тензора деформацій:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} (g_{ij} - g_{ij}^0); \quad (9)$$

- компоненти тензора напруження в рамках моделі пружних деформацій:

$$\sigma_{ij} = \lambda I_1(\varepsilon) g_{ij}^0 + 2\mu \varepsilon_{ij}, \quad (10)$$

де λ і μ параметри Ламе матеріалу, $I_1(\varepsilon)$ – перший інваріант тензора деформації:

$$I_1(\varepsilon) = \sum_{i,j=1}^3 \varepsilon_{ij} g^{ij}, \quad (11)$$

де g^{ij} – компоненти матриці, оберненої до g_{ij} .

При відтворенні координат точок поверхні в контрольний момент часу широко використовуються інтерполяційні (кубічний сплайн, кубічний сплайн із згладжуванням [4]) та апроксимаційні процедури за методом найменших квадратів [6]. Вказані алгоритми реалізуються за допомогою стандартних пакетів прикладних програм [7].

Одержані за методикою (1) – (11) значення механічних напружень характеризують реальні напруження – в тому випадку, коли можна вважати, що в початковий момент часу напруження в посудині, що працює під тиском дорівнюють нулю. Якщо ж в початковий момент напруження є невідомими, то отримані значення характеризуватимуть зміну напруженого стану посудини, що працює під тиском.

Як було зазначено вище, одержані значення напружень (або характеристики їх зміни) одержуються без використання математично формалізованих значень сил, навантажень різної природи, які діють на об'єкті. Для знайдених компонентів можна записати:

$$\sigma_{ij} = \sigma_{ij}^T + \sigma_{ij}^H, \quad (12)$$

де σ_{ij}^T – напруження знайдені за (11);

σ_{ij}^H – значення напружень які можуть бути визначені теоретично (кільцеві напруження від дії внутрішнього тиску, температурних перепадів, тощо). Як правило, вказані напруження є однаковими в кожній точці тіла або функціями просторових координат;

σ_{ij}^H – залишкові, неформалізовані напруження природа яких часто залишається невідомою. Зокрема для циліндричної частини посудини напруження визначаються за відомими формулами.

Для труби, що перебуває під дією внутрішнього тиску P :

$$\begin{aligned} \sigma_{rr} &= \frac{R_{BH}^2 \cdot P}{R_3^2 - R_{BH}^2} \cdot \left(1 - \frac{R_3^2}{r^2}\right), \\ \sigma_{\theta\theta} &= \frac{R_{BH}^2 \cdot P}{R_3^2 - R_{BH}^2} \cdot \left(1 + \frac{R_3^2}{r^2}\right), \\ \sigma_{zz} &= \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \cdot \frac{R_{BH}^2 \cdot P}{R_3^2 - R_{BH}^2}. \end{aligned} \quad (13)$$

Для сферичної частини (рисунок 4), де α – кут який визначає частину сфери, яка є верхнім куполом посудини, φ – значення кута для даної точки; h – товщина стінки, R – радіус кривини. Всі компоненти тензора напружень визначаються формулами:

– меридіальне напруження під дією власної ваги:

$$\sigma_m = - \frac{\gamma_m \cdot R}{1 + \cos \varphi}, \quad (14)$$

де, γ_m – густина матеріалу;

– кільцеві напруження:

$$\sigma_{\theta\theta} = \gamma_m \cdot R \cdot \frac{1 - \cos \varphi - \cos^2 \varphi}{1 + \cos \varphi}. \quad (15)$$

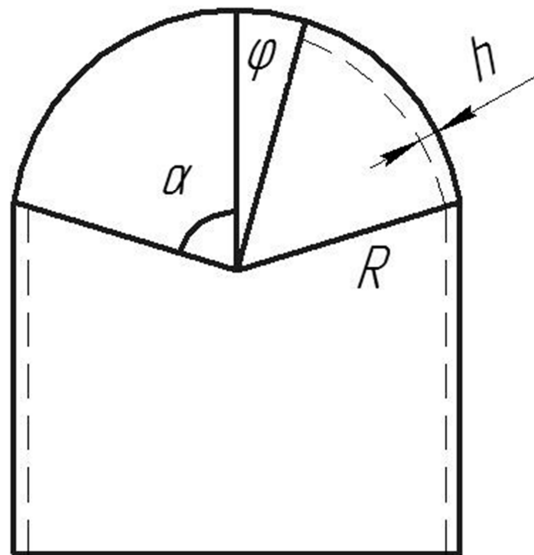


Рисунок 4 – Схема сферичної частини

Під дією тиску P [7]:

$$\sigma_m = \sigma_{\theta\theta} = \frac{P \cdot R}{2 \cdot h}. \quad (16)$$

Для конічної частини (рисунок 5) під дією внутрішнього тиску виникають напруження (де h – товщина стінки, ω – переміщення в напрямку нормалі, 2α – кут при вершині конуса):

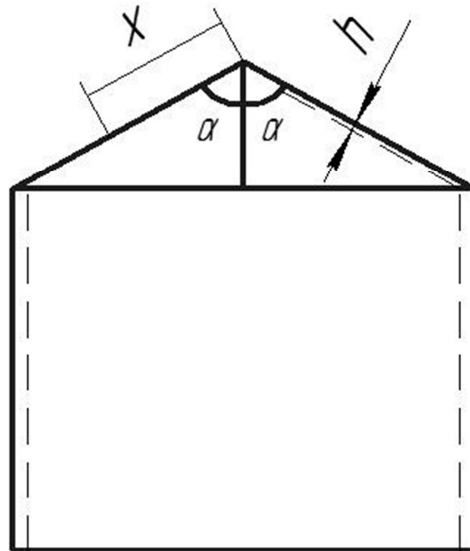


Рисунок 5 – Схема конічної вершини

$$\sigma_m = \frac{pxt\alpha}{2h}, \quad (17)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{pxt\alpha}{h}, \quad (18)$$

$$\omega = \frac{3px^2tg^2\alpha}{4hE}, \quad (19)$$

де E – модуль Юнга матеріалу

Наведені формули стосуються лише основних, найбільш легко формалізованих напружень.

Предметом подальших досліджень є напруження σ_{ij}^H , обчислення за (1) – (12) з урахуванням (13) – (19). Природа цих напружень є невідомою, тому необхідно висунути гіпотезу, від яких параметрів ці напруження залежать, в чому причина їх виникнення. Вони можуть залежати від фізико-механічних властивостей матеріалу, електричних параметрів, тощо. Нехай x_1, \dots, x_N – N – факторів, що впливають на σ_{ij}^H . Якщо провести виміри σ_{ij}^H при різних значеннях параметрів x_i , то для встановлення степеню взаємозв'язку між σ_{ij} та x_i використовується метод асоціативного аналізу. Для σ_{ij}^H та x_i встановлюються значення σ та X^i які визначають медіану розподілу цих величин на діапазонні їх зміни, при цьому заповнюється наступна таблиця (таблиця 1), яка містить результати N дослідів за критерієм їх попадання у відповідний інтервал. При цьому одержується [7].

Таблиця 1 – Результати N дослідів за критерієм їх попадання у відповідний інтервал

	$\sigma_{ij}^H < \sigma$	$\sigma_{ij}^H > \sigma$		$a+b+c+d=N$
$x_i < X^i$	a	b	$a+b$	
$x_i > X^i$	c	d	$c+d$	
	$a+c$	$b+d$	N	

де a, b, c, d – кількість результатів дослідів при відповідних значеннях $(x_i; \sigma_{ij}^H)$.

Тоді визначаються коефіцієнти:

$$\Psi_T = \frac{3}{\sqrt{N-1}}, \quad (20)$$

$$\Psi_E = \frac{ad - bc}{\sqrt{(a+b)(c+d)(a+c)(b+d)}}. \quad (21)$$

Якщо $\Psi_E > \Psi_T$, то зв'язок між x_i та σ_{ij}^H є суттєвим, значущим, він вимагає подальшого дослідження, якщо ж $\Psi_E < \Psi_T$, то зв'язок між величинами є не суттєвим, ним можна знехтувати. При суттєвому взаємозв'язку між величинами σ_{ij}^H та $x_i, k=1, 2, 3$ за методом найменших квадратів вдається побудувати неповну кубічну модель виду:

$$\begin{aligned} \sigma_{ij}^H &= \eta(x_1 x_2 x_3) = \\ &= \theta_0 + \theta_1 x_1 + \theta_2 x_2 + \theta_3 x_3 + \theta_{12} x_1 x_2 + \\ &+ \theta_{13} x_1 x_3 + \theta_{23} x_2 x_3 + \theta_{123} x_1 x_2 x_3. \end{aligned} \quad (22)$$

Яка при певних умовах [7] може бути адекватно замінена лінійною моделлю:

$$\begin{aligned} \sigma_{ij}^H &= \eta(x_1 x_2 x_3) = \\ &= \theta_0 + \theta_1 x_1 + \theta_2 x_2 + \theta_3 x_3. \end{aligned} \quad (23)$$

Висновки

В роботі:

- запропоновано математичну модель для оцінки зміни напружено-деформованого стану посудин, що працюють під дією високого тиску

за відомими переміщеннями точок поверхні з урахуванням різної конфігурації склепіння – сферичної та конічної;

- запропоновано методику оцінки б компонент тензору напружень;

- виявлено та встановлено кількісні характеристики напружень в посудині під дією тиску з урахуванням конфігурації склепіння;

- наведено методику виявлення факторів впливу на напружено-деформований стан з використанням методів асоціативного аналізу з метою виявлення причин появи несиметричних деформацій.

Для проведення подальших досліджень запропонованої методики необхідне проведення експериментальних досліджень, які б дозволили:

- визначати переміщення точок об'єкта;

- визначати реальні фізико-механічні властивості матеріалу;

- визначати всі параметри (що встановлюються методом асоціативного аналізу) напруженого стану об'єкта.

Література

1. Карпаш А. М. Особенности применения современных методов контроля для определения напряженно-деформированного состояния металлических конструкций / А. М. Карпаш, Н. Л. Тацакович, Е. Р. Доценко // “NDT days 2016” / SCIENTIFIC PROCEEDINGS. XXXI, №1 (187). – 2016. – С. 319-324.

2. Тацакович Н. Л. Проблемы технического диагностирования технологического оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций / Н. Л. Тацакович, А. М. Карпаш, О. М. Карпаш // “NDT days 2013” / SCIENTIFIC PROCEEDINGS. XXVIII, №2 (139). – 2013. – С. 40-43.

3. Олійник А. П. Математичні моделі процесу квазістаціонарного деформування трубопроводних та промислових систем при зміні їх просторової конфігурації / А. П. Олійник. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 320 с.

4. Седов Л. И. Механика сплошных сред / Л. И. Седов – М.: Наука, 1984. – т.2 – 572 с.

5. Самарский А. А. Численные методы / А. В. Гулин, А. А. Самарский – М.: Наука, 1989. – 432 с.

6. Дорошенко В. М. Основи наукових досліджень / В. М. Дорошенко – К.: ІСДО, 1993. – 128 с.

7. Справочник по сопротивлению материалов / Писаренко Г. С., Яковлев А. П., Матвеев В. В. – К.: Наукова думка, 1988. – 736 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
06.06.17

Рекомендована до друку
професором **Райтером П.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Банахевичем Ю.В.**
(ПАТ «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України»,
м. Київ)

ВПЛИВ КОМПОНЕНТНОГО СКЛАДУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ЙОГО ЯКІСТЬ

І.І. Височанський, В.П. Гоцуляк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: snp@pung.edu.ua

Розглядаються аспекти проблеми оцінювання енергетичних характеристик природних газів. Показано, що для оцінки природного газу як палива найбільш доцільно використовувати його теплотворну здатність, яка фізично залежить від ряду факторів, зокрема компонентного складу, вологості, наявності негорючих та агресивних інгредієнтів. Виконано аналіз впливу фізичних факторів на величину нижчої теплотворної здатності вуглеводневих газів. Дано оцінку впливу кожного з факторів на енергоефективність природного газу як суміші вуглеводневих і негорючих компонентів. Запропоновано методіку оцінювання енергоефективності природного газу, зроблено висновки і пропозиції щодо ефективного керування якістю природних газів.

Ключові слова: природний газ, компонентний склад, вологість, теплота згоряння.

Рассматриваются аспекты проблемы оценки энергетических характеристик природных газов. Показано, что для оценки природного газа в качестве топлива наиболее целесообразно использовать его теплотворную способность, которая физически зависит от ряда факторов, в частности компонентного состава, влажности, наличия негорючих и агрессивных ингредиентов. Выполнен анализ физических факторов на величину нижней теплотворной способности углеводородных газов. Дана оценка влияния каждого из факторов на энергоэффективность природного газа как смеси углеводородных и негорючих компонентов. Предложена методика оценки энергоэффективности природного газа, сделаны выводы и предложения по эффективному управлению качеством природных газов.

Ключевые слова: природный газ, компонентный состав, влажность, теплота сгорания.

The aspects of the problem of estimating the energetic characteristics of natural gas are considered. It is shown that in order to assess natural gas as a fuel, it is most appropriate to use its calorific value, which physically depends on a number of factors, in particular component composition, humidity, presence of non-combustible and aggressive ingredients. The analysis of the influence of physical factors on the value of the net calorific value of hydrocarbon gases has been made. The estimation of the influence of each of the factors on the energy efficiency of natural gas as a mixture of hydrocarbon and non-combustible components has been given. The methodology of estimation of energy efficiency of natural gas has been offered, conclusions and suggestions of effective management of quality of natural gas have been made.

Key words: natural gas, component composition, humidity, heat of combustion.

Вступ. За умов зростання дефіциту енергоносіїв якість природного газу являється одним з найважливіших критеріїв ефективності його використання. Адже кількість енергії, яку отримає споживач, пропорційна масі отриманого природного газу і його теплотворній здатності. В період великих обсягів видобутку і споживання газового пального дефіцит якості (тобто зниження теплотворної здатності) покривався за рахунок збільшення обсягів газоспоживання. В даний час при обмеженні об'ємів газоспоживання актуальним виявляється питання якості газового пального.

Найважливішою характеристикою вуглеводневих газів з точки зору їх енергоефективності є теплотворна здатність або теплота згоряння.

Теплотою згоряння називають кількість енергії, що виділяється при повному згоранні одиниці маси (об'єму чи молекулярної маси) за нормальних фізичних умов. Розрізняють вищу і нижчу теплоту згоряння, які відрізняються енергозатратами на видалення вологи з пального. Стандартні значення вищої та нижчої теплоти згоряння основних компонентів природного газу наведено у ГОСТ 30319.1-96 [3]. Однак, на величину теплоти згоряння природного

газу має вплив ряд факторів, які необхідно враховувати при визначенні поняття «якість газу».

Слід зазначити, що поняття «якість» стосовно природного газу недостатньо чітко визначене в чинних сьогодні в Україні нормативно-технічних документах. В цивілізованих газових державах якісною характеристикою газу як енергоносія є його калорійність (теплотворна здатність), яку визначають за числом Воббе, яке визначається як відношення об'ємної теплоти згоряння (вищої або нижчої) до квадратного кореня з відносної за повітрям густини природного газу і характеризує сталість теплового потоку при спалюванні газу. Згідно із стандартами ISO природні гази розділені за числом Воббе на дві групи: Н-газ і L-газ. Для Н-газу межі числа Воббе становлять 48,36 ... 57,87 МДж/м³, а для L-газу – 41,28 ... 47,38 МДж/м³.

В Україні в чинних нормативно-технічних документах не передбачена диференціація вимог до якості газу, практично єдиним критерієм якості газу сьогодні є його вологість, яка характеризує його транспортну кондиційність та здатність газу забезпечувати безаварійне функціонування систем газопостачання.

Природний газ, який видобувається з родовищ України, за складовими компонентами

розділяють на три категорії: газ із переважним вмістом легких вуглеводнів, газ із підвищеним вмістом фракцій важких вуглеводнів, газ із великим вмістом вуглекислого газу.

Тому для оцінювання якості газу в Україні доцільно використовувати такі характеристики: компонентний склад, теплотворна здатність, вологість, наявність та кількість негорючих компонентів.

Наданий час, опираючись на результати експериментальних досліджень, наведених в [6] природних газів з різних родовищ України та експортованого газу дають підстави зробити такі висновки:

- газ більшості родовищ України характеризується підвищеною вологістю – 0,2 ... 0,8 г/м³;
- природні гази родовищ України є висококалорійними - 50 ... 54 МДж/м³;
- наявність корозійно-активних компонентів, таких, як сірководень та вуглекислий газ, окрім негативного впливу на технологічне обладнання, ще й впливають на калорійність газу.

Таким чином, для оцінювання природного газу за його якістю повинне бути введена комплексна система, яка урахуватиме співвідношення наведених характеристик, а також передбачатиме заходи керування якістю природних газів як енергоносіїв.

Для цього насамперед необхідно ввести зміни до нормативної бази, зокрема, визначити нижню межу калорійності газу, який можна використовувати для промислових і комунально-побутових потреб.

Аналіз літературних джерел. На основі проведеного аналізу публікацій наукових досліджень зроблено висновок, що визначенню якості природного газу надається значна увага [1; 5–7], однак здебільшого йдеться про вдосконалення вимірювань окремих його фізико-хімічних характеристик (властивостей), зокрема, компонентного складу і вологості [8; 9], на основі яких теоретичними розрахунками визначають інші властивості газу – питому теплоту згоряння, відносну густину, число Воббе [10], тобто без комплексного аналізу функціональних чи кореляційних зв'язків між цими характеристиками. Теплотворну здатність газу неможливо точно визначити без врахування його вологості [11], тоді як чинна сьогодні методика, відображена в ГОСТ 22667-82 [10], оснований на суто теоретичному аналізі компонентного складу газу та характеристиках окремих його компонентів.

Однак перелік десяти чи більше різнорідних характеристик газу навіть за умови, що їхні числові значення лежать в межах норми, не дає конкретному споживачеві повної інформації про його якість, зокрема, про енергетичну цінність газу. Тому виникає необхідність на основі системного підходу до проблеми створення комплексної системи оцінювання якості природних газів і керування нею.

Формування мети і задач дослідження. На основі результатів аналізу літературних джерел та зроблених висновків сформульовано мету дослідження: розробка наукових засад для створення методики комплексного оцінювання якості природного газу як енергоносія та керування його якістю. Поставлена мета реалізується через вирішення конкретних задач:

- застосування комплексного підходу до проблеми оцінювання якості природного газу як енергоносія;
- обґрунтування вибору фізико-хімічних властивостей природного газу, які найбільше впливають на його теплотворну здатність;
- встановлення функціональних залежностей між фізико-хімічними властивостями природного газу та його теплотворною здатністю;
- вироблення рекомендацій щодо розроблення методики оцінювання якості природного газу як енергоносія.

Виклад основного матеріалу. Ключовим питанням оцінки якості природного газу як енергоносія повинно бути питання про його енергетичну цінність в кінці процесу газопостачання. Споживача менше цікавлять питання про компонентний склад газу, його вологість, які також повинні регламентуватися відповідними нормативно-технічними документами. Однак, якщо споживач використовує природний газ в якості енергоносія, то його в першу чергу цікавить енергоемність продукту, яка оцінюється теплотворною здатністю.

Теплотворна здатність визначається кількістю енергії, отриманої при повному спалюванні одиниці маси (об'єму) природного газу, і поділяється на масову, об'ємну і молярну. Для вуглеводневих горючих газів теплотворна здатність характеризується відношенням мас горючого інгредієнту (водню Н) до негорючого інгредієнту (вуглецю С), яке прийнято позначати Н/С і яке для найлегшого вуглеводневого газу (метану) приймає максимальне значення Н/С=0,25 і зі збільшенням молекулярної маси газу зменшується. При цьому зменшується і масова теплотворна здатність пального, а об'ємна теплотворна здатність зростає, оскільки збільшується густина газу. Характер зміни співвідношення Н/С та відносних величин масової та об'ємної теплотворної здатності (взято по відношенню до теплотворної здатності метану) приведено на рисунку 1. Аналіз результатів показує, що теплотворна здатність етану на 6,82% нижча від теплотворної здатності метану, в сою чергу Відносна різниця теплотворних здатностей етану і пропану складає 2,79%, пропану і бутану – 1,59%, бутану і пентану – 1,35%. Отже, збільшення молекулярної маси вуглеводневого газу призводить до зменшення його теплотворної здатності, однак темп зменшення при цьому падає. Тому найбільш ефективними з енергетичної точки зору є природні гази з максимальним вмістом метану. Збільшення молекулярної маси природного газу призводить до зменшення теплотворної здатності у відповідності до співвідношення Н/С.

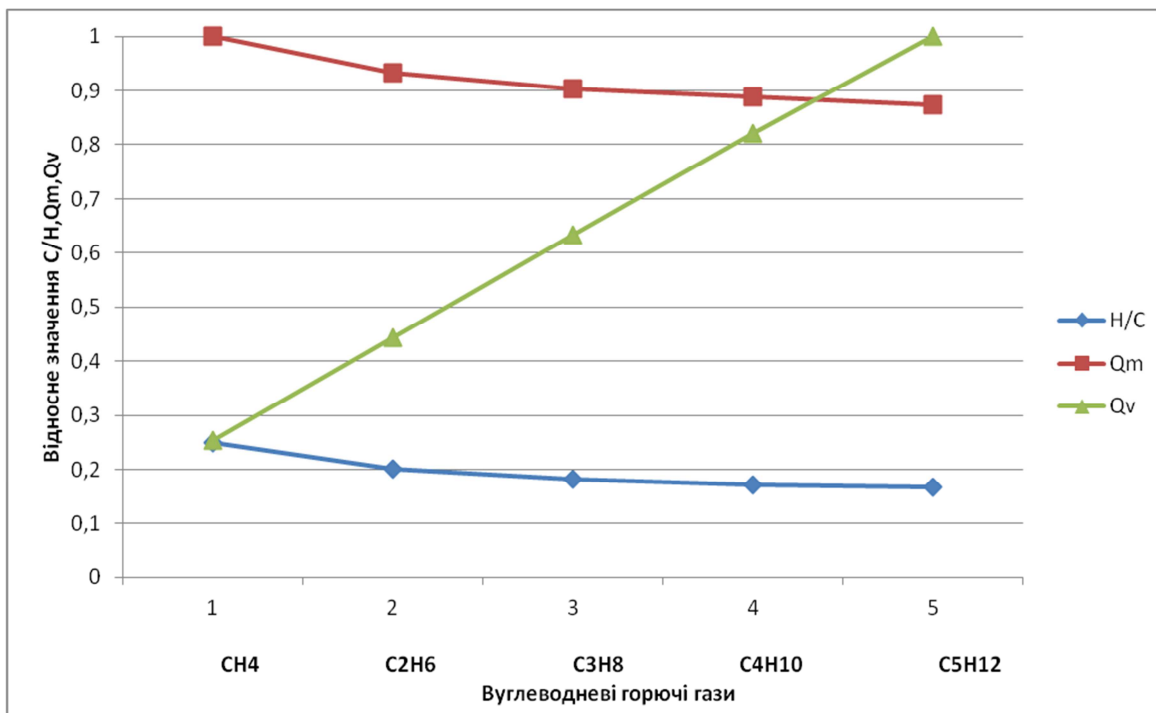


Рисунок 1 – Теплофізичні властивості вуглеводневих газів

Об’ємна теплотворна здатність вуглеводневих газів з збільшенням молекулярної маси зростає, що пояснюється зростанням густини газу за нормальних умов. Однак, це зростання створює ілюзію підвищення енергоефективності важких вуглеводневих газів, оскільки масовий баланс компонентів при цьому не витриманий.

Як правило, до складу природних газів входять перші 5 вуглеводневих горючих газів гомологічного ряду, причому найбільша частка серед інгредієнтів належить метану. Окрім того, до складу природних газів можуть входити негорючі гази, наприклад, вуглекислий газ, сірководень, азот. Наявність водяної пари в природному газі характеризує його вологість, яку розрізняють як абсолютну і відносну. Абсолютна вологість визначається масою водяної пари, що приходить на одиницю об’єму газу і вимірюється в г/м³. При збільшенні абсолютної вологості за фіксованих умов газ повністю насичується вологою, і така абсолютна вологість називається вологістю повного насичення. Відношення абсолютної вологості до вологості повного насичення називають відносною вологістю.

Негорючі інгредієнти (в т.ч. водяна пара), що знаходяться в природному газі, призводять до зниження його теплотворної здатності, оскільки при спалюванні забирають частину енергії на їх підігрів до температури згорання.

Природний газ, який ще називають вуглеводневим, майже на 90% складається з вуглеводнів, переважно, метану CH₄. Він містить і важчі вуглеводні - етан, пропан, бутан та пентан, а також меркаптани і сірководень, які є шкідливими складовими, азот і вуглекислий газ, які загалом не є шкідливими, але й не теплотворними, водяну пару, домішки гелію та

інших інертних газів і механічні домішки [17]. Всі ці компоненти природного газу по-різному впливають на його теплотворну здатність. Розглянемо цей вплив, проаналізувавши горіння газу.

Горінням називають хімічний процес з’єднання палива та окиснювача, який проходить з інтенсивним виділенням тепла і супроводжується різким стрибкоподібним підвищенням температури та концентрації продуктів реакції і відповідним падінням концентрації первинних реагуючих речовин [18; 19]. Відповідно до закону збереження енергії реакцію горіння природного газу описують рівнянням:

$$Q_r m_r N_r + Q_o m_o N_o = \sum Q_m m_m N_m + Q_{3m} \quad (1)$$

де Q_r і Q_o - теплоти утворення газу і окислювача, Дж/кг;

m_r і m_o - маси молекул газу і окиснювача, кг;

N_r і N_o - кількість молекул газу і окиснювача;

$\sum Q_m m_m N_m$ - сума добутоків теплот утворення, молекулярних мас і чисел молекул утворених продуктів згорання (підсумовування здійснюють за всіма N_m молекулами, які беруть участь у реакції, $N_m = N_r + N_o$);

Q_{3m} - вільне тепло, що виділилося під час горіння газу, яке називають теплотою згорання.

На рисунку 2 наведено залежності питомої масової витрати кисню для повного згорання компонентів вуглеводневого природного газу і утвореної при цьому маси продуктів згорання.

Для практичного оцінювання енергетичної цінності газу теплоту згорання визначають як

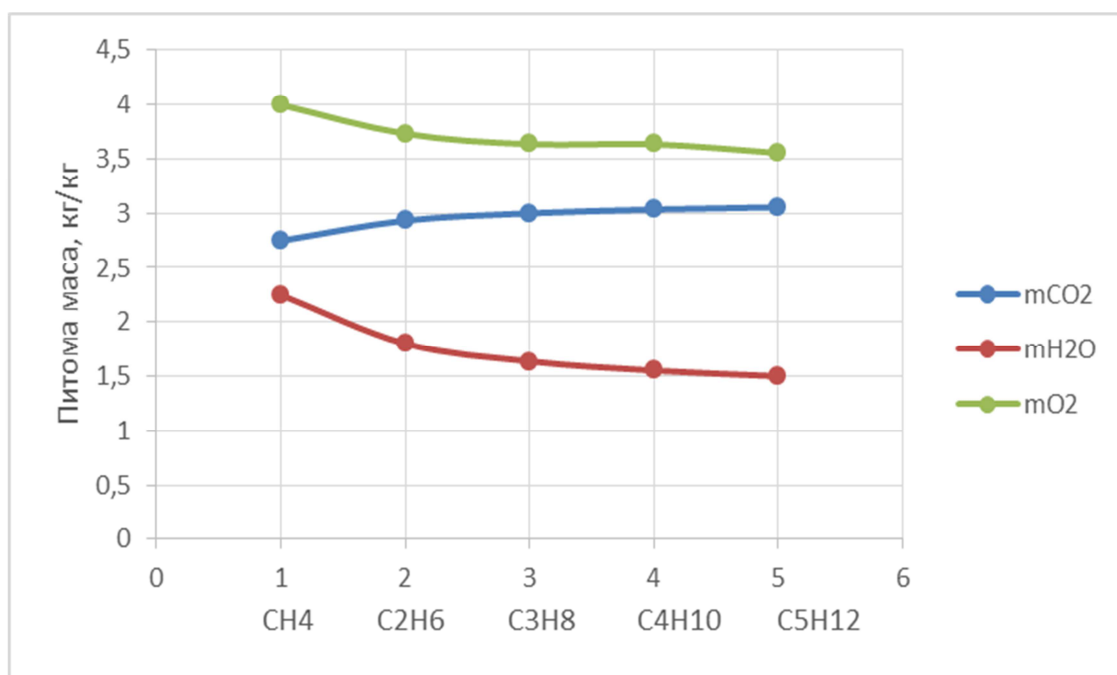


Рисунок 2 – Масова витрата кисню і маса продуктів згорання компонентів природного газу

кількість тепла, що виділяється при згорянні 1 кг або 1 м³ газу, тобто в МДж/кг або МДж/м³.

Все тепло, яке виділяється під час горіння природного газу, називають вищою теплотою згорання газу Q_v . Однак, як вже було зазначено вище, навіть після осушування газ не є повністю вільний від вологи і частина тепла під час горіння газу витрачається на її випаровування. Тому енергетичну цінність природного газу характеризують не всім теплом, яке виділяється під час його горіння, а тільки частиною – без тепла, яке міститься в утвореній водяній парі у формі прихованої теплоти пароутворення Q_w .

Кількість тепла, яке виділяється під час горіння газу за вирахуванням тепла пароутворення, називають нижчою теплотою згорання газу Q_H , тобто

$$Q_H = Q_v - Q_w \quad (2)$$

Загальнішою характеристикою енергетичної цінності природного газу є його питома об'ємна або масова теплота згорання. У чинних в Україні НТД [4;5] нормується питома об'ємна теплота згорання або теплотворна здатність газу, зокрема, як було зазначено вище, відповідно, нижча та вища питома об'ємна теплота згорання.

Визначення теплотворної здатності природного газу доцільно здійснювати на підставі аналізу рівняння теплового балансу реакції горіння [18]:

$$\eta Q_H + (C_r + C_n + C_o)(\Theta_r + \Theta_o) = C_{ps}(\Theta_{3r} - \Theta) \quad (3)$$

де η - коефіцієнт повноти горіння;

Q_H - теплотворна здатність газу;

C ; C_o ; C_{ps} - теплоємності відповідно газу, окиснювача і продуктів згорання;

Θ_r ; Θ_o ; Θ_{3r} - температури газу, окиснювача і продуктів згорання;

Θ - деяка задана початкова температура вхідних і вихідних продуктів реакції горіння, стосовно якої здійснюються обчислення.

Повне згорання газу спостерігається тоді, коли в продуктах його згорання нема горючих газових компонентів або компонентів неповного окиснення. Зазвичай у продуктах згорання газу міститься водяна пара, маса якої складається з трьох частин: пари, утвореної з вологи, яка міститься в складі самого газу; пари, яка утворюється в результаті окиснення компонентів газу; пари, яка вноситься з повітрям, використаним для горіння газу.

Все тепло, яке виділилося під час горіння газу, сприймається продуктами згорання і може бути відібране від них та повністю використане тільки за умови охолодження їх до температури Θ , нижчої від так званої температури точки роси газу за вологою (або просто "точки роси") Θ_P , °C, за якої відбувається конденсація водяної пари [16]. Однак на практиці таке глибоке охолодження продуктів згорання газу зазвичай не здійснюється і прихована теплота пароутворення водяної пари, яка міститься в продуктах згорання природного газу, не використовується. Отже, з урахуванням вищесказаного, нижчу теплоту згорання Q_H природного газу можна визначити за формулою

$$Q_H = Q_v - Q_{H2O} (M_H + M_{H2O}), \quad (4)$$

де M_H - маса водню у складі газу;

M_{H2O} - маса води у складі газу;

Q_{H2O} - кількість тепла, необхідного для нагрівання 1 кг води до кипіння та випаровування.

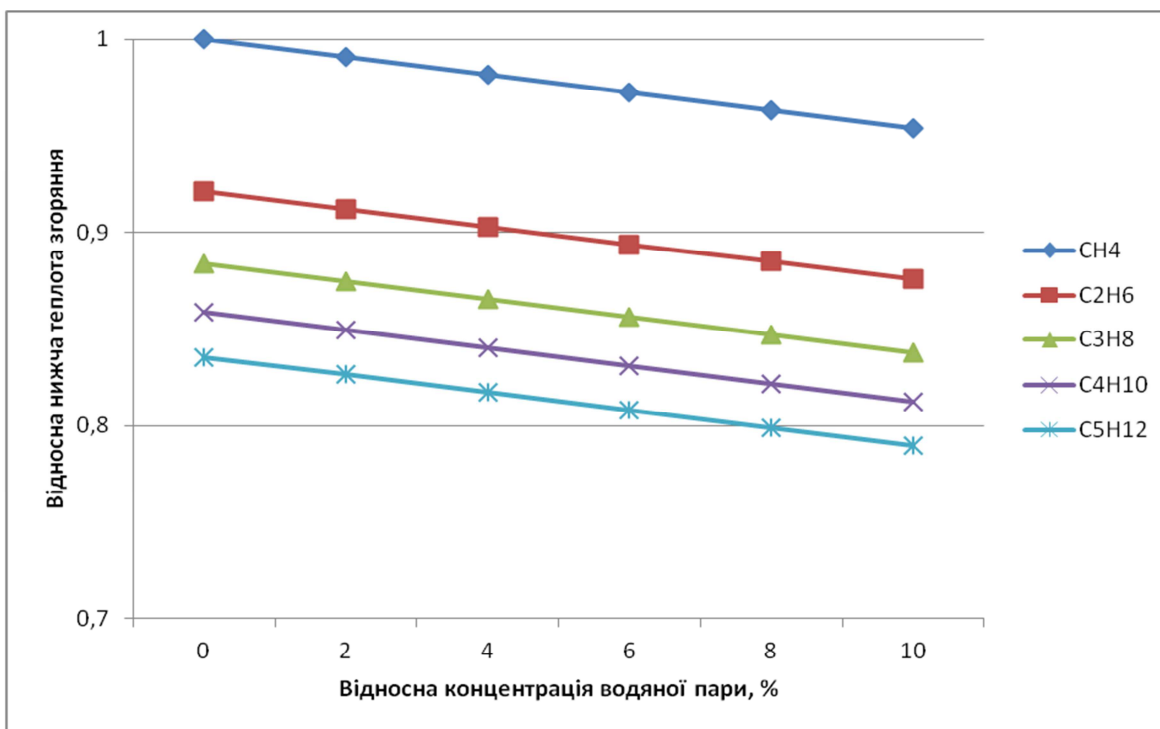


Рисунок 3 – Вплив вологості на теплотворну здатність вуглеводневих газів

Розглянемо величини, які входять у (4), для її практичного використання. Вищу теплоту згоряння газу Q_B доцільно визначити розрахунково за відомою методикою, викладеною в [17]. За умови нагрівання 1 кг води від 273К до 373К за тиску $P_a = 0,101325$ МПа $Q_{H_2O} = 2,51$ МДж/кг. Масу води у складі газу визначаємо залежно від його вологості.

На рисунку 3 наведено залежність зміни нижчої теплоти згоряння вуглеводневого природного газу при різних значеннях його вологості.

Аналіз результатів показує, що наявність вологи призводить до зниження теплотворної здатності вуглеводневих газів. При збільшенні вологості газу на величину 10% теплотворна здатність знижується в середньому на 4,7%. Збільшення молекулярної маси вуглеводневого газу також веде до зниження теплотворної здатності, причому для етану в порівнянні з метаном це зниження складає в середньому 7,9%, для бутану в порівнянні з етаном – 3,7%, для пропану в порівнянні з бутаном - 2,6%, для пентану в порівнянні з пропаном - 2,3%.

Важливим компонентом природного газу є в багатьох випадках азот, який як хімічний елемент вважається нейтральним і в процесах горіння участі не бере. Однак, при спалюванні природного газу частина виділеного в хімічній реакції тепла витрачається на підігрів азоту, що міститься в повітрі, до температури горіння також витрачається частка енергії, що призводить до зниження теплотворної здатності пального та пониження температури горіння. Зауважимо, що азот може знаходитися в природному газі як його компонент в невеликих кількостях. Проте в ряді країн (наприклад, в Польщі) вико-

ристовують азотований природний газ як пальне з метою його економії (у випадках, коли теплотворна здатність азотованого газу є достатньою для споживача). Тому нижчу теплотворну здатність природного газу з домішками азоту і при врахуванні підігріву азоту, що міститься в повітрі можна визначити з рівняння

$$Q_H = Q_B - C_{pN}(M_N + 0,79L_0)(\Theta_{3r} - \Theta), \quad (5)$$

де M_N – маса азоту у складі газу;
 L_0 – теоретично необхідна маса повітря для згоряння газу;
 C_{pN} – питома масова теплоємність азоту;
 Θ_{3r} – температура продуктів згоряння;

Θ – деяка задана початкова температура вхідних і вихідних продуктів реакції горіння, стосовно якої здійснюються обчислення.

На рисунку 4 наведено залежність зміни нижчої теплоти згоряння вуглеводневого природного газу при різних значеннях вмісту азоту.

Таким чином, запропонована методика може використовуватися для визначення нижчої теплоти згоряння природного газу з урахуванням його вологості.

До складу природних газів можуть входити в якості компонентів вуглекислий газ і сірководень як правило з незначними концентраціями. Врахування впливу цих компонентів на теплотворну здатність газу як пального може бути оцінено за запропонованою методикою. Але, в зв'язку з тим, що вміст даних компонентів несуттєвий, таку процедуру можна опустити. Однак, вказані компоненти сприяють утворенню агресивного середовища в трубопроводі, в зв'язку з чим їх присутність в складі природних газів повинна бути строго лімітованою.

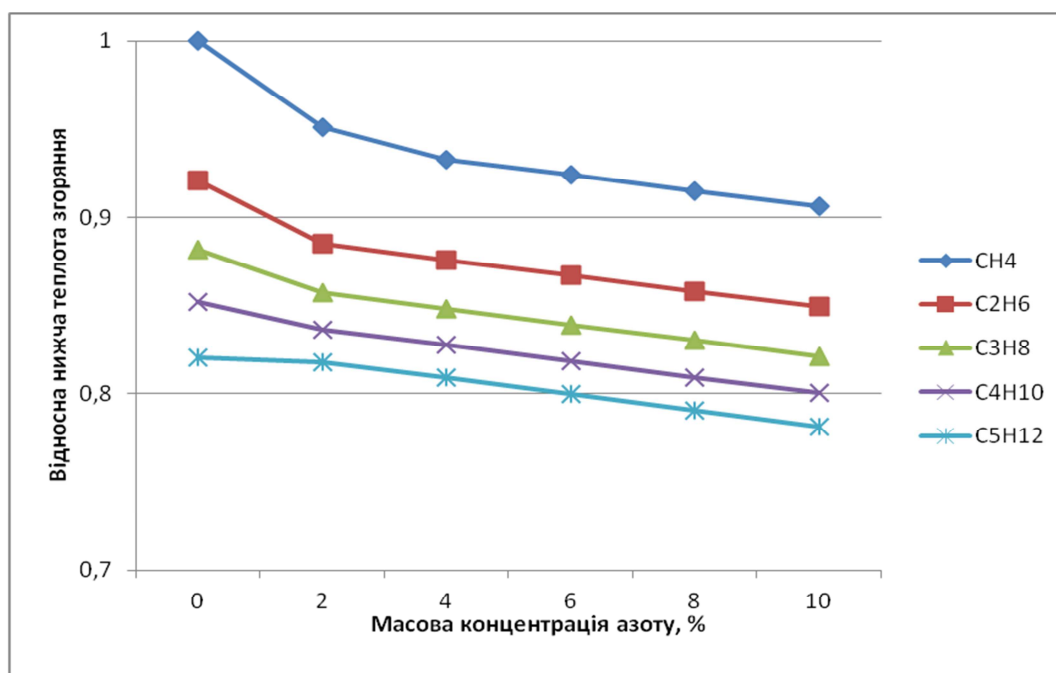


Рисунок 4 – Вплив вмісту азоту на теплотворну здатність вуглеводневих газів

Висновки

Основним критерієм якості природного газу необхідно вважати нижчу його теплотворну здатність, яка є функцією ряду параметрів, зокрема компонентного складу, вологості, наявності негорючих інгредієнтів (азоту, сірководню, вуглекислого газу). В кожному конкретному випадку з метою визначення якості природних вуглеводневих газів як пального необхідно проводити перерахунок нижчої теплотворної здатності на основі запропонованих моделей.

Керування якістю природних газів повинно здійснюватися газовидобувними підприємствами при підготовці газу до транспортування. До заходів підвищення якості природних газів слід віднести глибоке осушення від вологи і газового конденсату з вилученням важких вуглеводневих газів (низькотемпературна сепарація), а також вилучення агресивних компонентів (сірководню та вуглекислого газу), які породжують корозійні процеси внутрішньої поверхні стінок трубопроводу, що призводить до появи в газовому потоці продуктів корозії з одного боку і виникнення аварійних витоків газу з трубопроводів з іншого.

Література

1 Гордієнко А.І. До питання переходу на облік природного газу як енергоносія / А.І. Гордієнко, І.Г. Богомолець, М.В. Чуб // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – №3. – С. 42–43.

2 Стадник Б. Теоретичні та практичні задачі кваліметрії природного газу / Стадник Б., Мотало А., Мотало В., Петровська І. // Метрологія та вимірвальна техніка. – 2005. – Вип. 65. – С. 81–86.

3 ГОСТ 5542-87. Газы горючие для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

4 ТУ У 320.001.58764.007-95. Газы горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. Технічні умови.

5 Козій В.М. Якість газу родовищ України / Козій В.М., Лур'є А.І., Рубанова І.А. // Питання розвитку газової промисловості України. Збірник наукових праць УкрНДІгаз. – 2000. – Вип. 28. – С. 66-68.

6 Лур'є А.І. Дослідження метрологічних характеристик вологоміврів природного газу різних типів в умовах експлуатації на об'єктах ДК "Укртрансгаз" / А.І. Лур'є, Л.П. Кудінов, А.Г. Іванов, В.М. Козій, О.В. Хвостова // Збірник наукових праць УкрНДІгаз. – 2006. – Вип. 34. – С.187–195.

7 Кудінов Л.П. До питання вимірювання густини природного газу об'ємно-гравіметричним методом / Кудінов Л.П., Лур'є А.І. // Збірник наукових праць УкрНДІгаз. – 2004. – Вип. 32. – С. 220–224.

8 ГОСТ 23781-87. Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава.

9 ГОСТ 20060-83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги.

10 ГОСТ 22667-82. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Вообе

11 Мотало А. Оцінювання якості природного газу за його теплотворною здатністю // Метрологія та вимірвальна техніка. – 2007. – Вип. 67. – С. 92–100.

12 ГОСТ 30319.0-96. Газ природний горючий. Методы расчета физических свойств. Общие положения.

13 Ціделко В. Систематизація критеріїв, метрик і шкал для оцінки якості програмних засобів / Ціделко В., Яремчук Н., Шульгіна А. // Метрологія та вимірювальна техніка. – 2003. – Вип. 62. – С. 81–88.

14 Дэйвисон М. Многомерное шкалирование: Методы наглядного представления данных / Пер. с англ. В.С. Каменского. – М.: Финансы и статистика, 1988. – 254 с.

15 ДСТУ 2925-94. Якість продукції. Оцінювання якості. Терміни та визначення.

16 Стадник Б. Методологія побудови системи оцінювання відповідності природного газу / Стадник Б., Мотало В., Мотало А. // Стандартизація, сертифікація, якість. – 2008. – №2. – С. 51–59.

17 Куць В.Р. Визначення коефіцієнтів важливості при комплексній оцінці якості за номінальними і гранично допустимими значеннями показників / Куць В.Р., Столярчук П.Г. // Вісник НУ “Львівська політехніка”. – 2001. – №420. – С. 72–77.

18 ГОСТ 17310-86. Газы. Пикнометрический метод определения плотности.

19 Мотало А. Методи і засоби гігрометрії природного газу / Мотало А., Мотало В. // Метрологія та вимірювальна техніка. – 2006. – Вип. 66. – С. 310–219.

20 ГОСТ 20060 -83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги.

21 ДСТУ 2681-94. Метрологія. Терміни та визначення.

22 Пфанцагль И. Теория измерений / Пер. с англ. В.Б. Кузьмина. – М.: Мир, 1976. – 166 с.

23 Азгальдов Г.Г., Райхман Э.П. О квалиметрии. – М.: Издательство стандартов, 1973. – 172 с.

24 Ціделко В. Систематизація критеріїв, метрик і шкал для оцінки якості програмних засобів / Ціделко В., Яремчук Н., Шульгіна А. // Метрологія та вимірювальна техніка. – 2003. – Вип. 62. – С. 81-88.

25 Хованов Н.В. Математические основы теории шкал измерения качества. – Л.: Издательство Ленинградского ун-та, 1982. – 186 с.

26 Дэйвисон М. Многомерное шкалирование: Методы наглядного представления данных / Пер. с англ. В.С.Каменского. – М.: Финансы и статистика, 1988. – 254 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

08.06.17

Рекомендована до друку

професором Грудзом В.Я.

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

д-ром техн. наук Говдяком Р.М.

(Інжинірингова компанія «Машекспорт»,

м. Київ)