

# Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279.72

## ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ПЕРІОДИЧНОЇ РОЗРОБКИ ВИСНАЖЕНОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА З МАКРОНЕОДНОРІДНИМИ КОЛЕКТОРАМИ

*Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат*

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

*Охарактеризовано методи підвищення кінцевого газовилучення з газових родовищ в умовах газового режиму розробки. Показано, що на газових родовищах з макронеоднорідними колекторами на момент повного виснаження високопроникних зон з видобувними свердловинами ще залишається значна кількість невідобраного газу в низькопроникних зонах. Для умов гіпотетичного газового родовища із центральною, високопроникною зоною з видобувними свердловинами і периферійною, низькопроникною зоною теоретично досліджена можливість здійснення циклічної, періодичної розробки виснаженого газового родовища для вилучення залишкового газу з низькопроникних зон шляхом перетікання його у високопроникні зони під час зупинок свердловин і подальшого періодичного відбирання. За результатами досліджень за порівняно високої проникності слабкодренуваних зон циклічна, періодична розробка родовища цілком можлива, а за низької проникності слабкодренуваних зон процес перетікання газу між зонами може продовжуватись десятки років. Наведено методи інтенсифікації видобування залишкового газу з низькопроникних зон родовища.*

*Ключові слова: родовище, макронеоднорідний пласт, проникність, розробка, перетікання газу, періодична експлуатація свердловин.*

*Охарактеризованы методы повышения конечной газоотдачи газовых месторождений в условиях газового режима разработки. Показано, что на газовых месторождениях с макронеоднородными коллекторами на момент полного истощения высокопроницаемых зон с добывающими скважинами еще содержится значительное количество неотобранного газа в низкопроницаемых зонах. Для условий гипотетического газового месторождения с центральной, высокопроницаемой зоной с добывающими скважинами и периферийной, низкопроницаемой зоной теоретически исследована возможность осуществления циклической, периодической разработки истощенного газового месторождения для извлечения остаточного газа с низкопроницаемых зон путем перетока его в высокопроницаемые зоны при остановках скважин и последующего периодического отбора. По результатам исследований при сравнительно высокой проницаемости слабодренуемых зон циклическая, периодическая разработка месторождения вполне возможна, а при низкой проницаемости слабодренуемых зон процесс перетока газа между зонами может продолжаться десятки лет. Приведены методы интенсификации добычи остаточного газа с низкопроницаемых зон месторождения.*

*Ключевые слова: месторождение, макронеоднородный пласт, проницаемость, разработка, перетоки газа, периодическая эксплуатация скважин.*

*The article characterizes the methods for increasing final gas recovery from the gas fields under gas drive conditions. It was shown that there still remains a significant amount of residual gas in the low-permeable zones in the gas fields with macro heterogeneous reservoirs at the time of complete exhaustion of the high-permeable zones with production wells. The possibility to conduct cyclic periodic development of the depleted gas fields in order to extract residual gas from the low-permeable zones by gas crossflow into the high-permeable zones during wells stops and subsequent periodic wells operation was theoretically studied for the conditions of a hypothetical gas field with the central high-permeable zone with producing wells and peripheral low-permeable zone. Based on the study results, at relatively high permeability of the imperfectly drained zones, cyclic periodic field development is quite possible and, at low permeability of the imperfectly drained zones, the process of gas crossflow between zones can last for decades. The methods for stimulation of the residual gas extraction from the low-permeable zones of the gas fields were shown.*

*Key words: field, macro heterogeneous formation, permeability, development, gas crossflow, periodic well operation.*

**Постановка проблеми дослідження**

Значна кількість газових родовищ України вступила в період спадного видобутку газу чи перебуває на завершальній стадії розробки. За промисловими даними по закінчених розробкою газових родовищах в умовах газового режиму кінцевий коефіцієнт газовилучення змінюється в межах 70-99 % і в середньому становить 85-90 % [1-4]. Тобто, на момент закінчення розробки в родовищах ще залишається 10-15 % газу від початкових запасів. В умовах гострого дефіциту і поступового вичерпання запасів газу як в Україні, так і у світі, проблема повнішого вилучення вуглеводневої сировини з газових родовищ є високоактуальною.

До можливих напрямків підвищення кінцевого газовилучення з газових родовищ з газовим режимом розробки відносяться: забезпечення рівномірного зниження і однакових (близьких) значень пластового тиску в різних ділянках пласта; мінімізація значень кінцевого пластового тиску; витіснення з пласта залишкового вуглеводневого газу неуглеводневими газами і рідинами та газорідними сумішами [1-4].

Реальні газонасні пласти-колектори характеризуються макронеоднорідною будовою і містять ділянки різної проникності, в тому числі з початковим градієнтом тиску. При проектуванні розробки родовищ видобувні свердловини переважно розміщують на ділянках пласта з підвищеною проникністю, що дає змогу збільшити поточні відбори газу з родовища за рахунок більших дебітів свердловин і забезпечити заданий проектний видобуток газу меншою кількістю свердловин. У процесі розробки родовища тиск в різних ділянках пласта знижується нерівномірно: інтенсивніше у високопроникних ділянках і повільніше у низькопроникних ділянках. Між різнопроникними ділянками пласта створюється перепад тиску, за рахунок якого газ перетікає з низькопроникних ділянок з підвищеним пластовим тиском у високопроникні ділянки з пониженим пластовим тиском. На момент закінчення розробки родовища тиск у високопроникних ділянках з видобувними свердловинами знижується до мінімального тиску „закидування”, а поточний відбір газу знижується до гранично рентабельного значення. В той же час пластовий тиск у низькопроникних ділянках родовища вищий за мінімальний тиск і ці ділянки ще містять значні залишкові запаси газу.

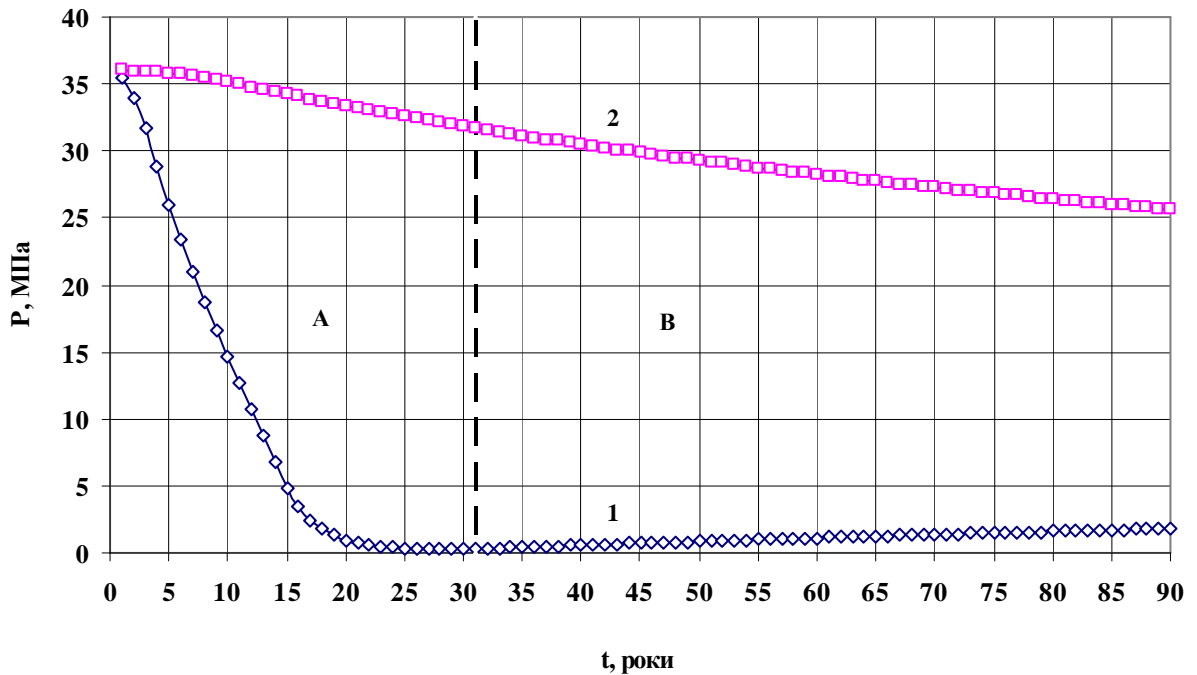
Одним з можливих напрямків вилучення залишкового газу з низькопроникних ділянок пласта є проведення циклічної, періодичної розробки родовища. Після зниження пластового тиску у високопроникних ділянках з видобувними свердловинами до певного значення (мінімального тиску „закидування” чи більшого тиску) свердловини зупиняють на певний період часу для перетікання газу з низькопроникних у високопроникні ділянки пласта, після чого знову вводять в експлуатацію. Цей процес періодично повторюють. Кількість циклів розробки і зупинки родовища, та їх тривалість ви-

бирають залежно від геолого-фізичної характеристики, поточного стану і системи розробки родовища. Для оцінки технологічної ефективності циклічної, періодичної розробки виснаженого газового родовища виконано теоретичні дослідження для умов гіпотетичного родовища.

**Методика дослідження і вихідні дані**

Дослідження процесу циклічної, періодичної розробки виснаженого газового родовища з макронеоднорідними колекторами виконано на прикладі гіпотетичного однопластового газового родовища із центральною, високопроникною (активною) зоною радіусом  $R_a$ , в якій розміщені видобувні свердловини, і периферійною, низькопроникною (пасивною) зоною радіусом  $R_p$ , в якій видобувні свердловини відсутні. Для кожної зони записують рівняння матеріального балансу для газового родовища в умовах газового режиму розробки: для активної зони з врахуванням накопиченого видобутку газу з родовища і сумарної кількості газу, що перетік з пасивної зони; для пасивної зони з врахуванням сумарної кількості газу, що перетік в активну зону. Між зонами відбувається радіальна фільтрація газу за законом Дарсі. Поточний пластовий тиск на зовнішньому контурі активної зони радіусом  $R_a$  (внутрішньому контурі пасивної зони) прийнято рівним поточному середньому пластовому тиску в активній зоні. Поточний пластовий тиск на зовнішньому контурі пасивної зони радіусом  $R_p$  прийнято рівним поточному середньому пластовому тиску у пасивній зоні. Розрахунки показників процесу циклічної, періодичної розробки виснаженого газового родовища з макронеоднорідними колекторами виконано за методикою, наведеною в роботі [5].

У дослідженнях вивчали вплив співвідношення проникностей високопроникної (активної) і низькопроникної (пасивної) зон на абсолютні значення і характер зміни пластового тиску в цих зонах у процесі розробки родовища впродовж 31-го року і подальшого припинення видобутку газу (зупинки видобувних свердловин). У розрахунках прийнято, що початковий пластовий тиск, пластова температура і склад газу в обох зонах однакові, а об'єм пор у процесі розробки родовища залишається незмінним. Розрахунки виконано для таких вихідних даних: глибина свердловини – 3500 м; газонасичена товщина пласта – 12 м; коефіцієнт відкритої пористості: активної зони – 0,13; пасивної зони – 0,09; коефіцієнт початкової газонасиченості: активної зони – 0,80; пасивної зони – 0,70; початковий пластовий тиск – 36 МПа; пластова температура – 74 °С; температура на усті свердловини – 19 °С; внутрішній діаметр насосно-компресорних труб – 0,062 м; тривалість періоду зростання видобутку газу – 4 роки; темп відбору газу в рік від початкових запасів у період зростання видобутку газу – 0,0125 t Q<sub>зап</sub> (де t – роки, Q<sub>зап</sub> – початкові запаси газу у родовищі в активній і пасивній зонах); накопичений видобуток газу з родовища у період зрос-



**Рисунок 1 – Динаміки пластового тиску в активній (високопроникній) (1) і пасивній (низькопроникній) (2) зонах родовища у процесі його розробки (А) і подальшої зупинки (В) за проникності активної зони  $0,5 \text{ мкм}^2$  і проникності пасивної зони  $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$**

тання видобутку газу –  $0,00625 \text{ т}^2 \text{ Q}_{\text{зап}}$ ; темп відбору газу в рік від початкових запасів у період постійного видобутку газу – 5 %; початкові запаси газу в родовищі –  $40 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ , в т.ч. в активній зоні –  $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ ; у пасивній зоні –  $10 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ ; депресія тиску на пласт – 1,4 МПа; радіус активної зони – 5067,59 м; радіус зовнішнього контуру пасивної зони – 6309,64 м; початковий об'єм пор: в активній зоні –  $1,258 \cdot 10^8 \text{ м}^3$ ; у пасивній зоні –  $4,792 \cdot 10^7 \text{ м}^3$ ; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони свердловин в активній зоні:  $A = 0,012 \text{ (МПа)}^2 \cdot \text{д/тис.м}^3$ ;  $B = 1,533 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа} \cdot \text{д/тис.м}^3)^2$ ; початковий дебіт газу – 250 тис.м<sup>3</sup>/д; коефіцієнт проникності пласта в активній зоні –  $0,5 \text{ мкм}^2$ ; коефіцієнт проникності пласта у пасивній зоні –  $0,1 \cdot 10^{-3}$ ;  $1 \cdot 10^{-3}$ ;  $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

### Результати дослідження

На рисунках 1-3 зображено залежності зміни в часі пластового тиску у високопроникній (активній) і низькопроникній (пасивній) зонах родовища у процесі його розробки і подальшої зупинки для значень проникності активної зони  $0,5 \text{ мкм}^2$  і проникності пасивної зони  $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (рисунок 1),  $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (рисунок 2) і  $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (рисунок 3). Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить, що розробка родовища з різнопроникними ділянками за умови розміщення видобувних свердловин тільки на високопроникних ділянках супроводжується нерівномірним зниженням пластового тиску в окремих ділянках та неоднаковим ступенем їх вироблення. Тиск швидше знижується у високопроникних ділянках, пові-

льніше – у низькопроникних ділянках. Між ділянками виникає перепад тиску, за рахунок якого газ із низькопроникних ділянок з більшим тиском перетікає у високопроникні ділянки з меншим тиском. Перепад тиску між низькопроникною і високопроникною зоною тим більший, чим більші значення різниці (співвідношення) проникностей цих зон.

Згідно з результатами виконаних розрахунків за значень проникності активної зони  $0,5 \text{ мкм}^2$  і пасивної зони  $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  пластовий тиск в активній зоні у процесі розробки родовища спочатку різко знижується (майже по прямій лінії у перші 15 років розробки родовища), потім темп зниження пластового тиску дещо сповільнюється (рисунок 1). Пластовий тиск у пасивній зоні знижується значно повільніше і на 10-й рік розробки родовища становить 35,12 МПа, на 20-й рік – 33,35 МПа, на 30-й рік – 31,81 МПа. На момент припинення розробки родовища (31-й рік) пластовий тиск у пасивній зоні становить 31,67 МПа, в активній зоні – 0,29 МПа, перепад тиску між зонами – 31,38 МПа. За весь період розробки родовища (31 рік) тиск у пасивній зоні знижується тільки на 4,33 МПа (з 36 до 31,67 МПа). Таким чином, за значення проникності пасивної зони  $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  і активної зони  $0,55 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  пасивна зона практично не приймає участі у загальному видобутку газу з родовища.

Після зупинки родовища продовжується перетікання газу з пасивної зони з більшим пластовим тиском в активну зону з меншим пластовим тиском. Проте за значення проникності пасивної зони  $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  перетікання газу між зонами відбувається дуже повільно.

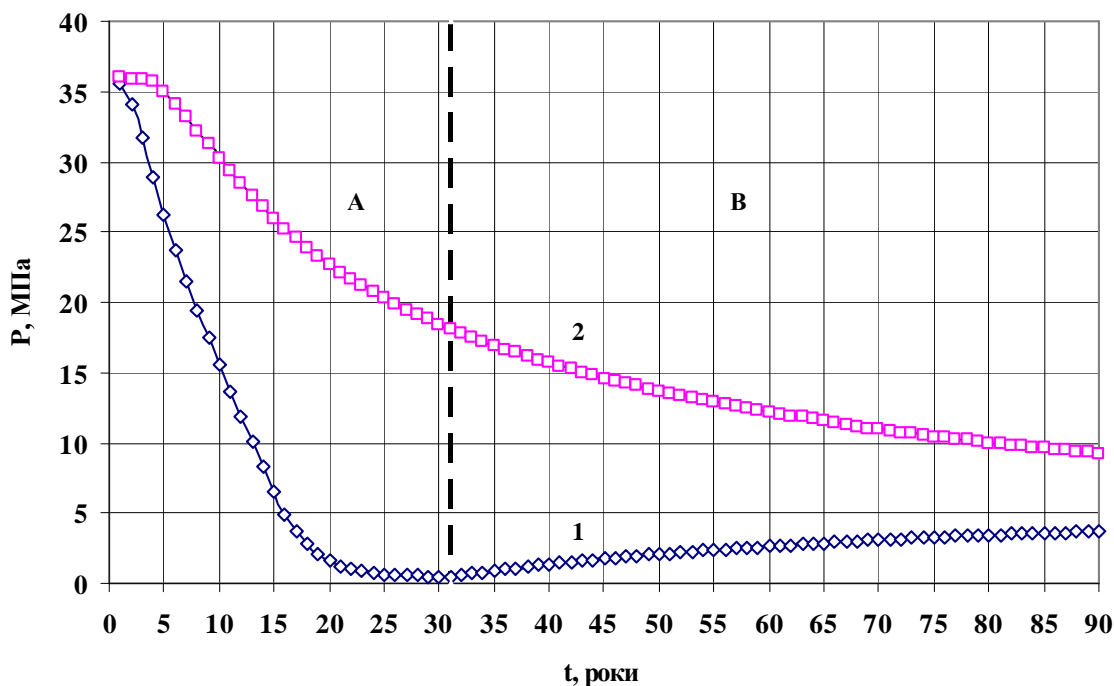


Рисунок 2 - Динаміки пластового тиску в активній (високопроникній) (1) і пасивній (низкопроникній) (2) зонах родовища у процесі його розробки (А) і подальшої зупинки (В) за проникності активної зони  $0,5 \text{ мкм}^2$  і проникності пасивної зони  $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

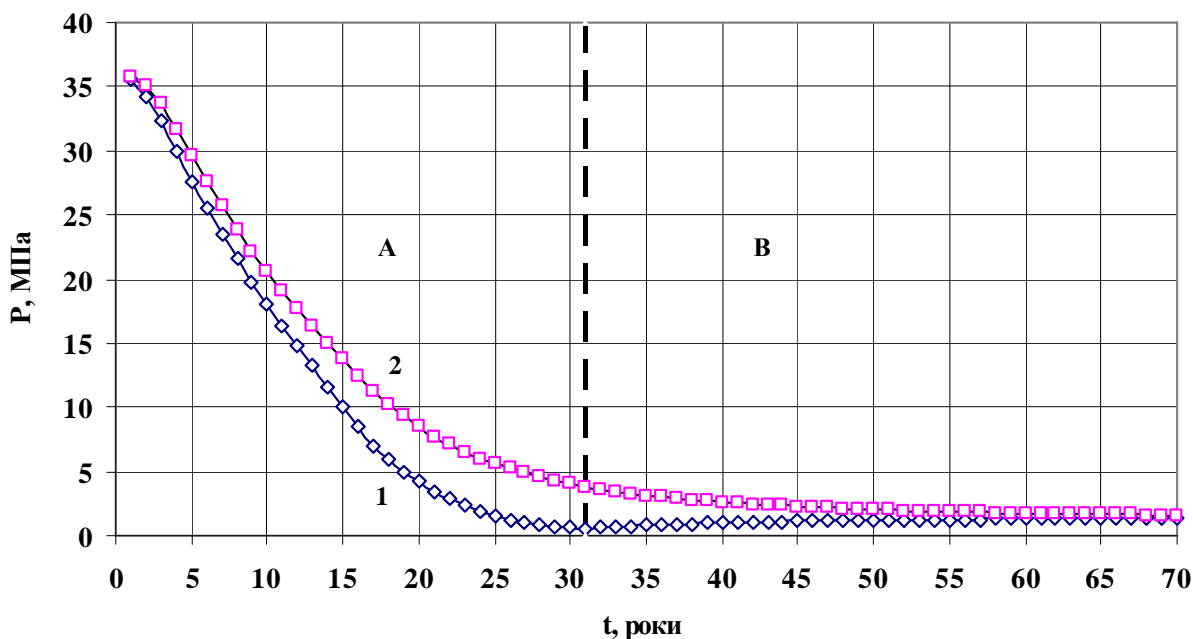


Рисунок 3 - Динаміки пластового тиску в активній (високопроникній) (1) і пасивній (низкопроникній) (2) зонах родовища у процесі його розробки (А) і подальшої зупинки (В) за проникності активної зони  $0,5 \text{ мкм}^2$  і проникності пасивної зони  $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

Тому у процесі зупинки родовища перепад тиску між зонами і тиски в зонах змінюються мало. Так, на 10-й рік після зупинки родовища (41-й рік з початку розробки) перепад тиску між зонами зменшується до 29,50 МПа, тиск у пасивній зоні зменшується до 30,22 МПа, а в активній зоні зростає до 0,62 МПа. На 20-й рік після зупинки родовища (51-й рік з початку розробки) перепад тиску між зонами зменшу-

ється до 28,3 МПа, пластовий тиск у пасивній зоні зменшується до 29,17 МПа, пластовий тиск в активній зоні зростає до 0,87 МПа. В часі процес перетікання газу між зонами сповільнюється і за значення проникності пасивної зони  $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  потрібні сотні років для вирівнювання значень пластового тиску у межах родовища. За досліджений період зупинки родовища 59 років (з 31-го року до 90-го року з почат-

ку розробки) пластовий тиск у пасивній зоні зменшився з 31,67 до 25,6 МПа, а в активній зоні зріс з 0,29 до 1,81 МПа. Таке зростання пластового тиску в активній зоні в результаті перетікання газу з пасивної зони за значного тиску в пасивній зоні є порівняно невисоким і свідчить про незначний об'єм газу, що перетік.

Із збільшенням проникності пасивної зони за постійного значення проникності активної зони зростає темп зниження пластового тиску у пасивній зоні і плавніше знижується пластовий тиск в активній зоні у процесі розробки родовища, що пояснюється інтенсифікацією процесу масообміну між зонами (див. рис. 2 і 3). Так, на 20-й рік розробки родовища пластовий тиск у пасивній зоні для різних значень проникності становить:  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> – 33,35 МПа;  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> – 22,68 МПа;  $15 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> – 8,46 МПа.

Аналогічно після зупинки родовища із збільшенням проникності пасивної зони інтенсивніше здійснюється перетікання газу між пасивною і активною зонами і зменшується перепад тиску між ними.

Так, за значень проникності активної зони  $0,5$  мкм<sup>2</sup> і пасивної зони  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> пластовий тиск у пасивній зоні на момент припинення розробки родовища (31-й рік) становить 18,09 МПа, пластовий тиск в активній зоні – 0,46 МПа, перепад тиску між зонами – 17,63 МПа. На 10-й рік після зупинки родовища (41-й рік з початку розробки) перепад тиску між зонами зменшився до 13,98 МПа, пластовий тиск у пасивній зоні знизився до 15,42 МПа, а в активній зоні зріс до 1,44 МПа. На 20-й рік після зупинки родовища (51-й рік з початку розробки) перепад тиску між зонами зменшився до 11,36 МПа, пластовий тиск у пасивній зоні знизився до 13,50 МПа, а в активній зоні зріс до 2,14 МПа. Аналіз результатів досліджень, зображених на рисунку 2, свідчить, що за значення проникності пасивної зони  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> пластові тиски в активній і пасивній зонах не вирівнюються навіть після тривалої впродовж 59 років зупинки родовища (на 90-й рік з початку розробки). При цьому, уже з 12-ого року з початку розробки родовища зменшується дебіт газу, що перетікає між зонами, і, відповідно, зменшується темп зниження пластового тиску у пасивній зоні.

За значення проникності активної зони  $0,5$  мкм<sup>2</sup> і пасивної зони  $15 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> тиск у пасивній зоні на момент припинення розробки родовища (31-й рік) становить 3,82 МПа, тиск в активній зоні – 0,56 МПа, перепад тиску між зонами – 3,26 МПа. На 10-й рік після зупинки родовища (41-й рік з початку розробки) перепад тиску між зонами зменшився до 1,5 МПа, пластовий тиск у пасивній зоні знизився до 2,52 МПа, а в активній зоні зріс до 1,02 МПа. На 20-й рік після зупинки родовища (41-й рік з початку розробки) перепад тиску між зонами зменшився до 0,77 МПа, пластовий тиск у пасивній зоні знизився до 1,98 МПа, а в активній зоні зріс до 1,21 МПа. Таким чином, пластовий тиск у пасивній зоні знизився з 3,82 МПа на момент припинення розробки родовища 2,52 МПа

на 10-й рік зупинки і до 1,98 МПа на 20-й рік зупинки. Пластовий тиск в активній зоні зріс із 0,56 МПа на момент припинення розробки родовища до 1,02 МПа на 10-й рік його зупинки і до 1,21 МПа – на 20-й рік його зупинки. Перепад тиску між зонами зменшився, відповідно, з 3,26 МПа до 1,5 МПа і 0,77 МПа. На 39-й рік з початку зупинки родовища (70-й рік з початку розробки) пластові тиски в активній і пасивній зонах майже вирівнюються.

Результати виконаних досліджень свідчать про принципову можливість вилучення залишкового газу із слабкодренованих зон родовища за певних, високих значеннях їх проникності шляхом періодичної експлуатації видобувних свердловин, розміщених на виснажених високопроникних зонах. Циклічна, періодична розробка родовища дає змогу збільшити кінцевий коефіцієнт газовилучення за рахунок видобування газу, що поступово перетікає із слабкодренованих, низькопроникних зон пласта у високопроникні зони з видобувними свердловинами. У подальших дослідженнях передбачається оцінити абсолютні значення і співвідношення проникностей високопроникної і низькопроникної зон, при яких циклічна, періодична розробка виснаженого газового родовища є технологічно доцільною.

За низьких значень проникності слабкодренованих зон пласта перетікання газу між зонами різної проникності відбувається дуже повільно і може продовжуватися десятки років. Тому за низької проникності слабкодренованих зон пласта необхідно застосовувати методи інтенсифікації вилучення з них залишкового газу. До таких методів можна віднести проведення у видобувних свердловинах потужних гідравлічних розривів пласта із створенням тріщин великого радіусу забурювання у видобувних свердловинах бокових стовбурів великої довжини з горизонтальним закінченням, буріння на низькопроникні зони пласта додаткових видобувних свердловин з горизонтальним закінченням стовбурів і проведенням в них поінтервальних гідравлічних розривів пласта та інші. Проблемним залишається питання визначення місцеположення низькопроникних ділянок. Окрім периферійної зони пониженої проникності, низькопроникні ділянки можуть бути хаотично розміщені всередині родовища.

Результати виконаних досліджень підтверджують недоцільність ліквідації всіх видобувних свердловин на закінчених розробкою родовищах. Частина свердловин, а можливо і більшість свердловин необхідно залишити для контролю за процесом перерозподілу тиску в пласті після припинення розробки родовища і періодично уводити їх в експлуатацію для відбирання газу, який преретікатиме із слабкодренованих зон в зони із видобувними свердловинами. Періодична експлуатація свердловин дасть змогу отримати додаткову кількість газу і збільшити кінцевий коефіцієнт газовилучення родовища. Окрім того, буде попереджено можливе забруднення навколишнього середовища в результаті витікання газу на поверхню через

негерметичну експлуатаційну колону і цементне кільце за нею, які в процесі тривалої (десятиліттями) експлуатації свердловин зазнають значних руйнувань.

### **Висновки**

Більшість газових родовищ є макронеоднорідними. Видобувні свердловини для розробки родовищ переважно розміщують на високопроникних зонах пласта. У процесі розробки родовищ пластовий тиск у різних зонах родовища знижується нерівномірно і між ними виникає перепад тиску, за рахунок якого газ із слабкодренованих, низькопроникних зон з більшим тиском перетікає у високопроникні зони з видобувними свердловинами з меншим тиском. Після припинення розробки родовищ в результаті зниження пластового тиску в зоні відбирання газу з видобувними свердловинами до мінімального значення продовжується перетікання газу з низькопроникних зон зі скупченням у високопроникних зонах з видобувними свердловинами і зростанням в них пластового тиску. Результати виконаних теоретичних досліджень свідчать, що за порівняно високих значень проникності слабкодренованих зон пласта цілком можлива циклічна, періодична розробка виснаженого газового родовища з метою видобування залишкового газу, що перетікає з низькопроникних зон у високопроникні зони з видобувними свердловинами. За низьких значень проникності слабкодренованих зон пласта перетікання газу між зонами відбувається дуже повільно і може продовжуватися десятки років. Тому за низької проникності слабкодренованих зон пласта необхідно застосовувати методи інтенсифікації видобування з них залишкового газу, деякі з яких наведено в роботі.

### **Література**

- 1 Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебное пособие для вузов / С. Н. Закиров. – М.: Недра, 1989. – 394 с.
- 2 Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С. Н. Закиров. – М.: Струна, 1998. – 629 с.
- 3 Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / Под ред. С. Н. Закирова. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.
- 4 Кондрат Р. М. Газоконденсатотдача пластов / Р. М. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
- 5 Кондрат О. Р. Дослідження впливу зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища / О. Р. Кондрат, Р. М. Кондрат // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – №2(55). – С. 61-67.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
15.01.16*

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

## СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ ТЕРМОХІМІЧНИХ ТА ТЕРМОКИСЛОТНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ОБРОБЛЕННЯ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА

Я.Б. Тарко

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

*Проведено огляд та аналіз основних напрямків розвитку термохімічних та термокислотних методів дії на привибійну зону пластів з метою підвищення їх продуктивності. Показано, що внутрішньопластові оброблення мають суттєві переваги над внутрішньосвердловинними технологіями. Однак, в зв'язку з високою вартістю екзотермічних реагентів та технологічною складністю внутрішньопластових оброблень при використанні дрібнозернистих матеріалів, застосування даної технології в свердловинах вітчизняних родовищ значно скоротилося. В статті наведено результати досліджень нових високоенергетичних реакцій, а саме розрахунки їх екзотермічних ефектів, експериментальних досліджень швидкості корозії синтезованої соляної кислоти та особливості взаємодії азотної кислоти з карбонатами та продуктами корозії. Описано технологічні схеми термохімічних та термокислотних оброблень привибійної зони пластів.*

Ключові слова: свердловина, продуктивний пласт, привибійна зона, соляна кислота, азотна кислота, магній, корозія, гідророзрив пласта.

*Проведен обзор и анализ основных направлений развития термохимических и термокислотных методов воздействия на призабойную зону пластов с целью повышения их производительности. Показано, что внутрискважинные обработки имеют существенные преимущества перед внутрискважинными технологиями. Однако, в связи с высокой стоимостью экзотермических реагентов и технологической сложностью внутрискважинных обработок при использовании мелкозернистых материалов, применение данной технологии в скважинах отечественных месторождений значительно сократилось. В статье приведены результаты исследований новых высокоэнергетических реакций, а именно расчеты их экзотермических эффектов, экспериментальных исследований скорости коррозии синтезированной соляной кислоты и особенности взаимодействия азотной кислоты с карбонатами и продуктами коррозии. Описаны технологические схемы термохимических и термокислотных обработок призабойной зоны пластов.*

Ключевые слова: скважина, продуктивный пласт, призабойная зона, соляная кислота, азотная кислота, магний, коррозия, гидроразрыв пласта.

*The article presents a review and analysis of the main directions of development of thermochemical and thermal acid treatment of bottomhole formation zone in order to improve their productivity. It is shown that in-situ treatment has significant advantages compared with internal wellbore technologies. However, due to the high cost of the exothermic reagents and technological complexity of internal wellbore treatments using fine materials, the usage of this technology in wells in domestic deposits decreased considerably. The article presents the results of new research high energy reactions, such as estimates of exothermic effects, experimental studies of the corrosion rate of synthesized hydrochloric acid and special features of nitric acid reaction with carbonates and corrosion products. Technological schemes of thermochemical and thermal acid treatment of bottomhole formation zone were described.*

Key words: well, reservoir, bottomhole zone, hydrochloric acid, nitric acid, magnesium, corrosion, hydraulic fracturing.

**Вступ.** Однією з основних причин зниження продуктивності пластів є забруднення привибійної зони, яке відбувається як на стадії будівництва свердловин, так і в процесі їх експлуатації. Під час розкриття пластів та проведення у свердловинах ремонтних робіт у привибійну зону проникають рідка та тверда фази бурового розчину та інших технологічних рідин, що спричиняє значне погіршення фільтраційних властивостей колектора. В процесі експлуатації нафтогазових покладів під час руху газорідної суміші за вибійних тисків, нижче тиску насичення нафти газом суттєво зменшується пластова температура. Дослідження на Битківському родовищі свідчать, що вже при депресіях тиску порядку 6-10 МПа газові фактори досягають 500-1500 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> і це знижує пластову температуру на 10-20°C. В результаті відбувається закупорювання порового середовища кристалізованим парафіном, причому за незначних де-

пресій тиску радіус зони кристалізації досягає 1,7 м, а при високих – до 30 і більше метрів [1].

У більш віддалених зонах, де пластова температура є меншою температури кристалізації парафіну, збільшується в'язкість нафти і знижується її рухомість. Наприклад, для нафт родовищ Азербайджану зміна температури з 50 до 30 °C призводить до збільшення кінематичної в'язкості з 0,2 до 0,6 см<sup>2</sup>/с, а до 15 °C – 1,4 см<sup>2</sup>/с [2]. Проведені нами експериментальні дослідження високов'язкої газонасиченої під тиском 10 МПа нафти горизонту В-17 свердловини 94 Бугруватівського родовища свідчать, що якщо за температури 98°C динамічна в'язкість становить 4,9 мПа·с, то вже при температурі 77 °C вона зростає до 11,08 мПа·с, при 50 °C – до 26,6 мПа·с, а при 30 °C – до 48,9 мПа·с [3]. В реальних умовах, в'язкість нафти зростає ще більше за рахунок виділення з неї розчиненого газу.

**Огляд відомих досліджень та виділення невіршених проблем.** Результати теоретичних досліджень та промисловий досвід свідчать, що в умовах кристалізації парафінів та загустіння нафти у привибійній зоні пласта, одним з найбільш ефективних шляхів подолання цього негативного явища є застосування теплової дії на пласт. Найбільш простими у технологічному відношенні є способи підвищення температури, засновані на закачуванні у пласт нагрітих рідин (переважно, легких нафт, конденсату чи води), а також насиченої пари. Однак розрахунки та промислові дослідження показують, що ефективність застосування цих технологій обмежується глибиною свердловин до 500-800 м. З її збільшенням, внаслідок втрат тепла у металевих конструкціях свердловин, свердловинній рідині та у масиві гірських порід, теплоагенти надходять на вибій з температурою, яка не відрізняється від пластової або її менша за неї.

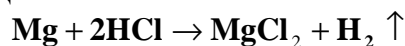
Застосування з цією метою електротеплової обробки з використанням вибійних електронагрівачів більш ефективно, однак і тут мають місце значні втрати тепла, оскільки процес нагрівання відбувається у свердловині, і передача тепла здійснюється через експлуатаційну колону та цементне кільце. Окрім того, існуючі конструкції електронагрівачів не завжди надійні в умовах високих вибійних тисків та контактування з агресивними пластовими та робочими рідинами. Здебільшого, з цієї причини електронагрівачі в даний час на вітчизняних промислах не застосовуються.

Одними з найбільш перспективних є методи теплової дії здійсненням термохімічного впливу на пористе середовище та пластовий флюїд. В основу технологій даного напрямку покладено використання екзотермічних реакцій між різноманітними реагентами, які проводять на вибої свердловин або у привибійній зоні пласта. Ці технології можна поділити на дві групи: власне термохімічної та термокислотної дії. У першому випадку взаємодія реагентів відбувається з отриманням тільки теплового ефекту, у другому – в результаті того, що серед продуктів реагування є кислотні розчини з достатньою залишковою концентрацією, поряд з тепловим ефектом відбувається хімічне розчинення компонентів гірських порід, а також привнесених ззовні в пласт механічних домішок. Кислотний розчин під час таких оброблень має високу температуру, тому розчинення порід та продуктів забруднення значно зростає.

Значний внесок у розвиток цих методів зробили Ю.А. Балакіров, В.С. Кроль, Б.Г. Логінов, Л.Г. Малишев, Ш.С. Гарифуллін та ін., дослідження яких сприяли широкому застосуванню на промислах Азербайджану та Урало-Поволжжя Російської Федерації термохімічних обробок з використанням реакції пруткового магнію з соляною кислотою у спеціальних вибійних реакторах [4].

Магній повністю розчиняється у кислоті і не утворює солей в твердому чи колоїдному стані при взаємодії з кислотою, породою та

пластовими флюїдами. Ця реакція є екзотермічною з виділенням 460,1 кДж/г-моль тепла або 18,9 МДж на 1 кг магнію:



$$\Delta H_{298}^{\circ} = -460,1 \text{ кДж/моль} . \quad (1)$$

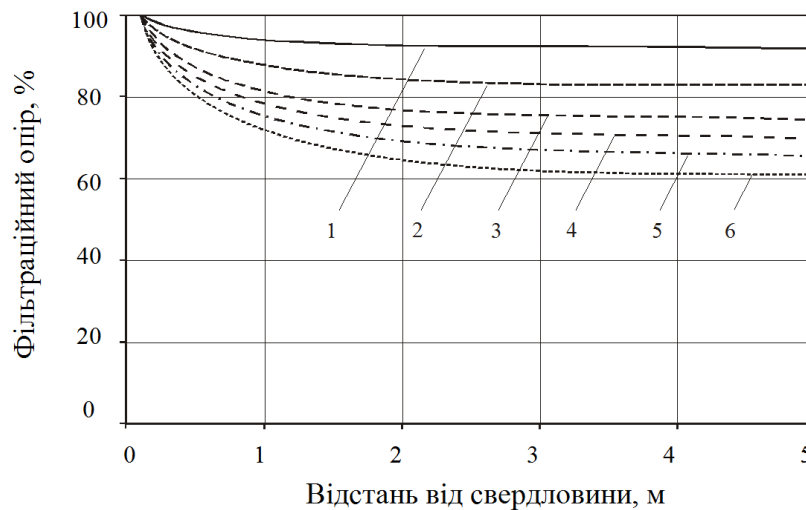
Експериментальні дослідження свідчать, що якщо не брати надлишок кислоти, тобто проводити термохімічну обробку, то температура розчину зростає більш як на 300 °С. Зі збільшенням кількості кислоти, зростає теплоємність розчину, і температура його нагрівання зменшується. Оптимальний об'єм 15% солянокислотного розчину становить в середньому 80 л на 1 кг магнію, при цьому температура розчину збільшується на 75 °С, а концентрація кислоти знизиться з 15 до 11,4%.

Подальший розвиток термохімічних технологій пов'язаний з розробкою способів внутрішньопластових оброблень, суть яких полягає в тому, що в процесі гідорозриву в тріщини пласта вводять порошок або гранульований магній з наступним закачуванням солянокислотного розчину. Ці технології мають незаперечну перевагу в тому, що екзотермічна реакція відбувається безпосередньо у пласті, завдяки чому виключаються непродуктивні витрати тепла, а також корозія труб. Крім того, значний позитивний ефект має і гідорозрив пласта.

Для попередження забруднення пласта важкорозчинним осадом гідроксиду магнію та надходження магнію у пласт в активному стані розроблено технології з подаванням його в різних рідинах-носіях: розчинах перманганату калію, луго з крохмалем, формальдегіду, сульфітно-спиртової барді. Розроблено також технології з додаванням різноманітних розчинників, у поєднанні з пінокислотною обробкою. Для збільшення радіусу кислотного оброблення запропоновано спеціальні рецептури кислотних розчинів сповільненої дії.

Ще одним різновидом технології проведення робіт є створення у свердловині псевдозрідженого шару магнію. Так, Г.Г. Мустафін запропонував подавати магній на вугледоневій рідині через затрубний простір, а соляну кислоту по НКТ, і подальший рух магнію в кислоті до пласта здійснювати у псевдозрідженому режимі. У технології, розробленій В.С. Бойком, В.М. Дорошенком та ін., соляна кислота закачується у фільтрову зону, після чого через НКТ за схемою прямого промивання проводиться циркуляція рідини-носія з магнієм зі швидкістю, яка забезпечувала осідання гранул магнію в розчин кислоти.

Ефективність застосування оброблень з використанням магнію та соляної кислоти на різних родовищах різна. Так, Г.Г. Мустафін вказує, що в умовах родовищ Татарії ефективність технології зі створенням псевдозрідженого шару в 2,25 рази вища порівняно з солянокислотними обробленнями. На Бакинських промислах ефективність оброблень з використанням реакційних наконечників складала 52%, а внутрішньопластові оброблення мали 100%



1 – 0,8; 2 – 0,6; 3 – 0,4; 4 – 0,3; 5 – 0,2; 6 – 0,1

**Рисунок 1 – Залежність відносного фільтраційного опору в привибійній зоні за лінійного закону зниження в'язкості нафти від ступеня її зменшення на стінці свердловини ( $\mu_1 / \mu_2$ )**

успішність, причому середня тривалість ефекту в першому випадку становила 49 діб, а в другому – 189 діб. За даними В.М. Дорошенка успішність оброблень пласта з використанням гранульованого магнію, проведених в 20 свердловинах вітчизняних родовищ, склала 87,5%. При цьому середній дебіт нафти збільшився з 5,8 до 10,1 т/добу за тривалості ефекту 9,4 місяця, в той час, як успішність солянокислотних оброблень в цей період становила 59,6%.

Однак в останні роки з низки причин, в тому числі і у зв'язку з суттєвим здорожчанням магнію та його дефіцитом, дані оброблення на вітчизняних промислах майже не проводяться.

Іншим важливим напрямком розвитку термохімічних методів є розробка технологій з використанням рідких реагентів [5]. Тут слід відзначити дослідження вітчизняних вчених Зезекала І.Г., Світлицького В.М., Щербини К.Г., Іванків О.О. та ін. Перевагою цих технологій є те, що для введення реагентів у пласт не потрібно здійснювати гідророзрив, який є найбільш трудомісткою та складною операцією в практиці інтенсифікаційних робіт. Крім цього, застосування рідких реагентів дозволяє значно збільшити об'єм обробленого пласта за вертикальним розрізом.

Найпростіші технології даного напрямку базуються на проведенні в продуктивному пласті екзотермічних реакцій між розчинами кислот та лугів, в тому числі і в присутності вуглеводневих розчинників, однак ці реакції мають незначний питомий тепловий ефект [4].

Цілий ряд перспективних технологій термохімічних оброблень розроблено О.І. Акульшиним, В.В. Бантушом, Ю.О. Зарубіним та ін. Ними пропонується закачувати в пласт аміак та хлористий водень, реакція між якими проходить з екзотермічним ефектом 177 кДж/моль тепла. Цими ж авторами запропоновано використовувати реакцію між аміаком та формаліном, в результаті якої виділяється 368 кДж/моль тепла.

Огляд відомих досліджень і технологій термохімічних і термокислотних оброблень показав, що застосування дрібнозернистих матеріалів, типу гранульованого чи порошкового магнію, можливе тільки за умови проведення ГРП, а відомі технології закачування рідких реагентів мають недостатній екзотермічний ефект.

#### Виклад основного матеріалу

Нами проведено оцінку впливу температури у привибійній зоні пласта на продуктивність свердловини за формулою усталеного припливу нафти за зміни в'язкості нафти у привибійній зоні за певним законом. Результати розрахунків фільтраційного опору під час руху нафти в пласті, у якому в результаті прогрівання привибійної зони в радіусі 5 м в'язкість нафти змінюється за лінійним законом від  $\mu_2$  ( $\mu_2 = 5$  мПа·с) у віддаленій зоні до  $\mu_1$  ( $\mu_1 = var$ ) на вибої свердловини зображено на рис. 1. Як видно, зі зменшенням в'язкості нафти з 5 до 2 мПа·с фільтраційний опір в зоні пласта радіусом 1 м від свердловини відносно його величини за незмінної в'язкості зменшиться на 18,8%, подальше зниження в'язкості до 1 мПа·с зменшить його на 25,1%, а в зоні пласта до 1,5 м за цих же в'язкостей відповідно на 21,5% і 28,7%.

З зображення графіка можна зробити висновок, що зниження в'язкості нафти внаслідок її нагрівання у привибійній зоні суттєво збільшує швидкість фільтрації та продуктивність пласта, причому основний ефект дає прогрівання пласта на глибину до 1-1,5 м.

Необхідно відмітити, що під час нагрівання привибійної зони пласта, окрім зменшення в'язкості нафти, відбуватиметься і розплавлення кристалізованого парафіну, що ще більше підвищить проникність породи.

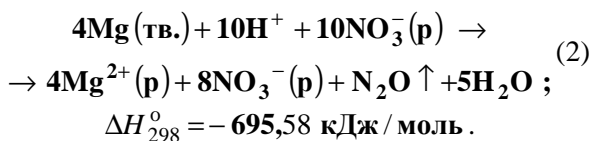
З метою підвищення ефективності впливу на привибійну зону пласта за рахунок збільшення кількості тепла нами розроблено техно-

логію термохімічного оброблення, яка базується на взаємодії в пласті розбавленої азотної кислоти з магнієм.

Азотна кислота входить до числа найбільш сильних кислот і її характерною властивістю є яскраво виражена окисна спроможність (ентальпія утворення  $HNO_3$

$\Delta H_{298}^{\circ} = -173,0$  кДж/моль). Магній є сильним відновником (ентальпія утворення  $Mg^{2+}$   $\Delta H_{298}^{\circ} = -461,96$  кДж/моль).

Найбільш поширена схема реагування магнію з азотною кислотою, в якій азот відновлюється до закису азоту. Оскільки магній взаємодіє з водним розчином кислоти, то з врахуванням дисоціації електролітів на іони реакція має вигляд:



Нітрат магнію, який утворюється в результаті реакції, має вигляд безбарвних гігроскопічних кристалів, що добре розчиняються у воді. Як і всі нітрати, він, легко відщеплюючи кисень, за високої температури є енергійним окисником, проте у водному розчині окисні властивості, навпаки, майже не проявляються.

Закис азоту – безбарвний газ, що розчиняється у воді, проявляє сильні окисні властивості і з органічними речовинами може утворювати вибухоспроможні суміші.

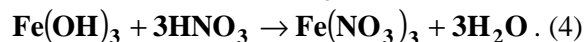
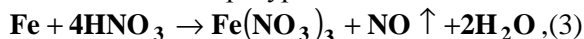
Згідно з законом Гесса тепловий ефект для стандартних умов, визначений за ентальпіями утворення сполук реакції, становить 697,2 кДж/моль, а за ентальпіями іонів – 695,6 кДж/моль.

Характер взаємодії азотної кислоти з активними металами залежить від умов реакції (концентрації кислоти, температури, ступеня подрібненості магнію тощо). Азот у нітрогрупі може відновлюється до  $NO_2$ ,  $NO$ ,  $N_2$  або  $NH_3$ , причому аміак з надлишком кислоти утворює нітрат амонію. Однак, незалежно від особливостей протікання реакції між магнієм та азотною кислотою, взаємодія цих реагентів відбувається з виділенням значної кількості тепла: від 22,73 до 29,72 МДж на 1 кг магнію. Необхідна кількість азотної кислоти з розрахунку на 100% концентрацію, яка забезпечить повне реагування з 1 кг магнію, становить 6,481 кг або 4,29 л, при цьому магній повністю прореагує, а кислота нейтралізується.

Для проведення термокислотного оброблення кількість азотної кислоти потрібно брати з надлишком для того, щоб частина кислотного розчину провзаємодіяла з магнієм, а надлишок кислоти разом з тим об'ємом, що нейтралізувався, мав залишкову концентрацію, достатню для взаємодії з породами пласта та продуктами його кольтатації.

Важливою проблемою при реалізації технологій з використанням сильних кислот є корозія кислотними розчинами підземного облад-

нання свердловин, яка значно підсилюється з підвищенням температури:



Це явище характерно як для соляної, так і для азотної кислот, однак остання у розбавленому вигляді має особливо високу хімічну активність і викликає інтенсивну корозію металу, а азотнокисле залізо, що утворюється у нейтралізованому розчині, гідролізується з випаданням нерозчинної у воді основної солі  $FeOH(NO_3)_2$ , яка закупорює поровий простір. Через це у на практиці закачування азотної кислоти з поверхні не застосовують.

У зв'язку з цим, розроблено методи, що ґрунтуються на закачуванні нейтральних до металу реагентів, які взаємодіють у пласті з утворенням відповідних кислот.

Азотну кислоту в пластових умовах можна отримати способом, в якому використовується реакція між фурфуролом та нітратом гідроксиламіну [6]. Ще одним методом отримання розчину азотної кислоти безпосередньо в пласті є спосіб, у якому використовується азотнокислий карбамід [7].

Проведенням реакцій між хлоридом амонію  $NH_4Cl$  і формаліном  $CH_2O$  можна отримати соляну кислоту, а між азотнокислим амонієм  $NH_4NO_3$  та формаліном – азотну кислоту [8].

Реакції утворення відповідних кислот можна описати такими рівняннями:



$$\Delta H_{298}^{\circ} = -58,24 \text{ кДж/моль} \quad (5)$$



$$\Delta H_{298}^{\circ} = -182,20 \text{ кДж/моль} \quad (6)$$

Хлорид амонію має вигляд безбарвних слабогігроскопічних кристалів,

( $\Delta H_{298}^{\circ} = -314,2$  кДж/моль, розчинність 37,2 г в 100 г води (20 °С) і 74,3 г (100 °С). Використовують, зазвичай, як якості азотні добрива.

Нітрат амонію – це безбарвні гігроскопічні кристали ( $\Delta H_{298}^{\circ} = -365,7$  кДж/моль, розчинність у 100 г води – 212 г (25 °С), 346 г (50°С). Нітрат амонію є високоенергетичною речовиною, яка в суміші з горючими матеріалами утворює вибухові речовини – амоніали та грануліти. Також застосовують його як добрива.

Формалін є 37-40% водним розчином формальдегіду. Це безбарвна рідина ( $\Delta H_{298}^{\circ} = -150,21$  кДж/моль). Дуже реакційно зданий, сильний відновник.

Розрахунки показали, що при взаємодії реагентів за теоретичними витратними масовими коефіцієнтами максимальна концентрація синтезованої азотної кислоти становить 32,7%, а соляної – 22,0% мас. Продукт реакції *уротропін*  $C_6H_{12}N_4$  ( $\Delta H_{298}^{\circ} = -136,82$  кДж/моль) має властивості інгібітора корозії, і його кількість у синтезованому розчині соляної кислоти сягає 21%, а в азотній кислоті – 18%.

Таблиця 1 – Результати дослідження корозії взірців сталі солянокислотними розчинами

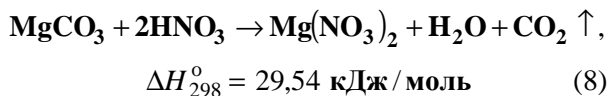
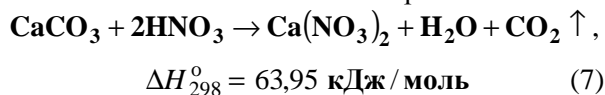
Час дослід., год.	Швидкість корозії, г/м <sup>2</sup> ·год.					
	Техн. 15% HCl з ПБ-5 за температур, °C		Техн. 15% HCl з ПБ-5 і КІ за температур, °C		Синтезована 14,4% HCl за температур, °C	
	60	80	60	80	60	80
0,25	530,1	1832,1	335,1	1263,8	32,6	123,8
0,5	464,7	1742,3	287,2	1147,5	26,8	-
1	380,5	1611,2	225,8	1010,8	20,0	74,1
2	265,6	1426,7	155,2	813,5	14,3	61,9
3	188,5	1320,0	117,5	684,5	12,1	61,0
4	150,0	1254,2	108,4	613,9	10,8	60,4

Для підтвердження теоретичних розрахунків хіміко-технологічних параметрів вказаних реакцій проведено експериментальні дослідження. Вони проводилися як за нормальних умов, так і у спеціальному автоклаві, де реагенти взаємодіяли за пластових температур і тисків. Зі підвищенням температури вище 100 °C утворення кислот сповільнюється, що пояснюється випаровуванням частини формаліну. Аналогічно впливає на швидкість реакції і її проведення у вуглеводневому середовищі, що викликано адсорбцією активних компонентів нафти на гранулах солей амонію та зменшенням площі контактування реагентів.

Дослідження корозійної здатності синтезованих кислотних розчинів показало, що швидкість корозії взірців труб порівняно з технічною кислотою тієї ж концентрації через 15 хв. нижча в середньому в 16 разів, а через 1-2 год. – в 19 разів (60 °C) і в 23 рази (80 °C).

Подальші експериментальні дослідження були спрямовані на вивчення особливостей взаємодії синтезованих кислотних розчинів з карбонатними породами.

Реакція азотної кислоти з кальцитом і доломітом можна описати такими рівняннями:

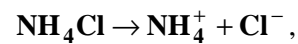


У складі кольматуючого матеріалу є і продукти корозії підземного обладнання, наприклад, гідроокис заліза. При взаємодії з азотною кислотою він розчиняється за реакцією (4).

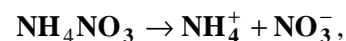
Дослідження на зразках мармуру показали, що розчинення карбонату в технічних кислотах відбувається практично однаково протягом приблизно 20 хв., у синтезованих кислотах цей процес протікає значно повільніше: розчинність за цей же проміжок часу в азотній кислоті менша в 9 раз, а в соляній – в 6 раз. Це пояснюється, насамперед, присутністю серед продуктів реакцій уротропіну. Досліди за підвищених температур в автоклаві свідчать, що синтезовані кислоти розчиняють 40-60% кальциту і реагування в цих умовах також значно сповільнюється.

Як видно з реакцій (5-6), процес утворення кислот даним способом також відбувається з

виділенням тепла. Однак, перший етап цих реакцій супроводжується зниженням температури за рахунок ендотермічного ефекту, який проявляється під час гідратації, розчинення та дисоціації солей амонію у воді. Інтегральна ентальпія розчинення хлориду та нітрату амонію становить



$$\Delta H_{298}^{\circ} = 15,13 \text{ кДж/моль}; \quad (9)$$



$$\Delta H_{298}^{\circ} = 25,73 \text{ кДж/моль}. \quad (10)$$

На початковому етапі взаємодії реагентів відбувалось зниження температури в зоні реакції на 10-12 °C і лише впродовж 20-30 хв. утворений кислотний розчин нагрівався до початкової температури. Додавання магнію призводить до підвищення температури реакційної суміші на 40-90 °C залежно від кількості магнію.

На рис. 2. наведено залежності залишкової концентрації кислотного розчину, температури реакційного середовища та пласта і питомої глибини теплового впливу (з розрахунку на 1 м товщини пласта) в залежності від зміни маси солей амонію та формаліну відносно теоретичних витратних масових коефіцієнтів та відповідно такої ж зміни маси утворених кислот.

Реалізація способу з закачуванням соляної кислоти та магнію відбувається за звичайною технологією і лише у високотемпературних свердловинах необхідно застосовувати схему отримання кислотного розчину з нейтральних реагентів безпосередньо в пласті. Враховуючи значно більшу агресивність розчинів азотної кислоти, закачувати їх насосно-компресорними трубами звичайним способом не можна, тому необхідно застосовувати описані вище способи отримання кислоти в пластових умовах.

Переваги технології з використанням азотної кислоти полягають у підвищенні ефективності термокислотного оброблення пласта за рахунок більшого у 1,5 рази порівняно з реакцією магнію з соляною кислотою теплового ефекту. Це означає, що, взявши однакову кількість магнію та відповідні об'єми кислот, при використанні азотної кислоти можна значно збільшити ступінь та розмір зони прогріву, або, за



Рисунок 2 – Залежність температури розчину (1) та пласта (2), залишкової концентрації  $HNO_3$  (3) та питомого радіусу зони оброблення (4) від зміни мас  $NH_4NO_3$  та  $CH_2O$

умови однакового нагрівання, на 50% зменшити масу необхідного магнію. Крім того, азотна кислота та продукти її реакції (азот та діоксид вуглецю) знижують в'язкість нафти з великим вмістом асфальто-смолистих речовин, а також діють як деемульгатор на обводнену нафту.

### Висновки

1. Аналіз стану термохімічних та термокислотних оброблень привибійної зони пласта свідчать, що використання даного методу інтенсифікації на вітчизняних нафтових промислах не виправдано зменшилось, хоча умови для його ефективного застосування є на багатьох родовищах.

2. Проведені дослідження свідчать, що технології, які базуються на проведенні взаємодії дрібнодисперсного магнію з азотною кислотою, утвореною з нейтральних реагентів, є ефективною як з точки зору збільшення теплового впливу, так і виключення корозії металу.

3. Необхідно ширше впроваджувати комплексні види діяння, насамперед поєднання термокислотних оброблень з гідророзривом пласта.

4. Перспективним напрямком розвитку термохімічних та термокислотних технологій є використання рідких реагентів.

4. Враховуючи високу енергетичну спроможність низки новітніх реагентів, їх токсичність і вибухонебезпечність в певних умовах, потрібно строго регламентувати та витримувати допустимі концентрації, умови зберігання, транспортування та проведення робіт на гирлі та безпосередньо у свердловинах, виконуючи всі необхідні заходи з техніки безпеки та охорони довкілля.

### Література

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

2 Геотермические исследования нефтяных и газовых месторождений / Мехтиев Ш.Ф., Мирзажанзаде А.Х., Алиев С.А. – М.: Недра, 1971. – 216 с.

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

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

5 Розробка технологій та технічних засобів для забезпечення надійності постачання вуглеводнів в Україні / Божко О.Є., Коцкулич Я.С., Кравченко О.В., Тарко Я.Б. та ін. – Харків: Нове слово, 2011. – 548 с.

6 А.с. № 1383886 СССР, ДСП Способ кислотной обработки скважин / В.В. Бантуш, В.М. Дорошенко, А.И. Акульшин, Ю.А. Зарубин. Патентовласник – ИФНТУНГ.

7 А.с. 1739014 СССР Способ термохимической обработки пласта / В.В. Бантуш, Ю.А. Зарубин, А.И. Акульшин, В.М. Светлицкий. – Оpubл. 07.06.92, Бюл. №21.

8 А.с. № 1527993 СССР, ДСП Способ термокислотной обработки пласта / Я.Б. Тарко, Г.А. Лесовой, Р.В. Грибовський, В.В.Бантуш.

Стаття надійшла до редакційної колегії 25.02.16

Рекомендована до друку професором **Бойком В.С.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) канд. техн. наук **Цьомком В.В.** (НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)

# Техніка і технології

УДК 622.244.442

## МАЛОГЛИНИСТА ЕМУЛЬСІЙНА ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА ДЛЯ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

Я.С. Коцкулич<sup>1</sup>, Б.А. Тершак<sup>2</sup>, А.М. Андрусак<sup>3</sup>, Є.Я. Коцкулич<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. 380956882141,  
e-mail: [drill@nuing.edu.ua](mailto:drill@nuing.edu.ua)

<sup>2</sup>ПАТ "Укрнафта"; 04053, м. Київ, Несторівський пров., 3-5,  
тел. 380504146419

<sup>3</sup>Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ "Укрнафта";  
76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. О.Пушкіна, 2, тел. 380955310376

Сформульовано вимоги до промивальних рідин, призначених для первинного розкриття продуктивних пластів, обґрунтовано необхідність розроблення екологічно безпечних промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів у свердловинах, територіально розташованих в рекреаційних зонах Бориславського нафтопромислового району.

Розроблено системи інгібованих малоглинистих емульсійних промивальних рідин, до складу яких сумісно вводяться неорганічні та органічні інгібітори і вуглеводні рослинного походження вітчизняного виробництва замість нафтопродуктів, що забезпечує екологічність їх застосування.

Дослідженнями властивостей малоглинистої емульсійної промивальної рідини з вмістом рицинової оливи підтверджено її структурно-реологічні, фільтраційні і мастильні властивості, практично такі ж, як із вмістом нафти. Крім цього, вони володіють псевдопластичними властивостями, які посилюються при підвищенні температури і належать до екологічно безпечних.

Регулювання фільтраційних властивостей розробленої промивальної рідини здійснюється традиційними хімічними реагентами (КМЦ, КССБ). Для регулювання структурно-реологічних показників промивальної рідини застосовується розроблений авторами екологічно безпечний органоколід "Премікс О".

Встановлено, що промивальна рідина з вмістом екологічно безпечних складових забезпечує високу якість первинного розкриття продуктивних пластів з коефіцієнтом відновлення проникності ядра до 95-100%.

Ключові слова: інгібітори, вуглеводні, рицинова олива, фільтрація, проникність.

Сформулированы требования к промывочным жидкостям для первичного вскрытия продуктивных пластов. Обоснована необходимость разработки экологически безопасных жидкостей для вскрытия продуктивных пластов в скважинах, расположенных в рекреационных зонах Бориславского нефтепромышленного района.

Разработаны системы ингибированных малоглинистых эмульсионных промывочных жидкостей, обработанных совместно неорганическими и органическими ингибиторами, а также химреагентами, состоящими из углеводородов растительного происхождения вместо нефтепродуктов, что обеспечивает экологичность их применения.

Исследованиями свойств малоглинистой эмульсионной промывочной жидкости, содержащей в своем составе касторовое масло, подтверждено, что ее структурно-реологические, фильтрационные и смазывающие свойства не уступают промывочной жидкости с содержанием нефти. Кроме этого, они обладают псевдопластическими свойствами, усиливающимися при повышении температуры и относятся к экологически безопасным.

Регулирование фильтрационных свойств разработанной промывочной жидкости осуществляется традиционными химическими реагентами (КМЦ и КССБ). Для усиления ингибирующих и структурно-реологических свойств промывочной жидкости используется разработанный авторами экологически безопасный химический реагент органокоloid "Премикс О".

Установлено, що промывочная жидкость, содержащая экологически безопасные составляющие, обеспечивает высокое качество вскрытия продуктивных пластов с коэффициентом восстановления проницаемости керна до 95-100%.

Ключевые слова: ингибиторы, углеводороды, касторовое масло, фильтрация, проницаемость.

The requirements for drilling muds designed for primary drilling-in of producing formations were formulated; the necessity to work out the environmentally safe drilling muds for primary drilling-in of producing formations in the wells located in recreation zones of the Boryslav oil field region was grounded.

The systems of inhibited thin clay emulsion drilling muds were worked out and domestic non-organic and organic inhibitors and carbohydrates of vegetable origin were jointly introduced into their composition instead of oil products, which ensures environmental friendliness of their usage.

The study of the properties of thin clay emulsion drilling mud containing castor oil confirmed it's structural-rheological, filtration, and lubricating properties, which are practically the same as the ones of the oil containing muds. Besides, they have pseudo-plastic properties that could be enhanced by temperature increasing and are environmentally friendly.

Regulation of the developed drilling mud filtration properties is conducted with the help of the traditional chemical reagents (CMC, SWL). In order to regulate the drilling mud structural-rheological properties, the environmentally safe organic colloid "Premiks O" developed by the authors is used.

It was found out that drilling mud containing environmentally friendly ingredients provides high qualitative primary drilling-in of producing formations with core permeability reconstitution coefficient up to 95-100%.

Key words: inhibitors, carbohydrates, castor oil, filtration, permeability

**Вступ.** Характерною особливістю нафтових і газових родовищ України є значна виснаженість основних запасів нафти і газу, що вимагає створення і впровадження нових вітчизняних технологій, технічних засобів та матеріалів, спрямованих на підвищення ефективності бурових робіт.

Основні запаси покладів нафти і газу у Карпатській нафтогазоносній провінції приурочені до родовищ, які літологічно представлені низькопроникними піщаноалевролітовими пісковиками з чергуванням аргілітів і глин. Загально визнаною умовою якісного первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах із складними гірничо-геологічними умовами, до яких належать родовища Бориславського нафтопромислового району (БНПР), є застосування таких методів і технологій первинного розкриття продуктивних пластів, які забезпечують збереження колекторських властивостей порід. Родовища БНПР характеризуються низькими пластовими тисками, малою проникністю та великим вмістом материнських глин. Окрім цього, окремі родовища БНПР територіально розташовані в рекреаційних зонах (санаторний комплекс курорту "Східниця", водозабірні зони рік Дністер і Стрий), що висуває додаткові вимоги з екологічної безпеки бурових робіт.

**Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень.** На основі аналізу стану первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах БНПР та результатів досліджень вітчизняних і зарубіжних вчених розроблено такі вимоги, що спрямовані на підвищення ефективності робіт з розкриття продуктивних пластів [1]:

– забезпечення максимального обмеження гідратації і набрякання глинистих мінералів розбурюваних порід;

– запобігання утворенню водяної та емульсійної блокади, наслідком якої є закупорювання порового простору між зернами породи і тріщин;

– обмеження гідростатичних і гідродинамічних репресій на продуктивні пласти;

– попередження кольматації компонентами твердої фази колоїдної дисперсності (колоїдні глини);

– забезпечення виконання вимог екологічної безпеки під час первинного розкриття продуктивних пластів.

З метою збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів під час їх первинного розкриття бурінням при компонуванні складу промивальних рідин враховуються такі чинники: фізико-механічні характеристики гірських порід, фізико-хімічні властивості пластових флюїдів, тривалість контакту рідини з породами-колекторами, величина репресії на пласт, екологічна безпека застосування промивальних рідин [2, 3]. Оскільки проникність порід-колекторів родовищ БНПР знаходиться в межах від  $5 \cdot 10^{-3}$  до  $20 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> і для більшості з них не характерна тріщинність, то спричинювачем кольматації є фільтрат промивальної рідини.

Авторами [4] розроблені системи подвійноінгібованих малоглинистих емульсійних промивальних рідин (МЕПР), до складу яких входять неорганічні (KCl, CaCl<sub>2</sub>) та органічні (ПЕГ-400) інгібітори. Сумісне введення до МЕПР неорганічних та органічних інгібіторів позитивно позначилось не тільки на обмеженні гідратації порід та підвищенні стійкості стовбура свердловини, але й на контролі фільтрації, покращенні реологічних і мастильних властивостей промивальної рідини, фільтраційних властивостей порід-колекторів.

При додатковому введенні в систему промивальної рідини вуглеводневої фази (нафти, природних олів) створюються передумови одержання малоглинистих емульсійних систем з псевдопластичними властивостями, поведінку яких описують рівнянням Оствальда. Такі промивальні рідини з величиною показника ньютонівської поведінки (показника нелінійності  $n < 1$ ) характеризуються мінімальними гідравлічними втратами тиску у свердловині, забезпечують ефективне винесення шламу, запобігають розміщенню порід, забезпечують збереження фільтраційних властивостей колекторів [5].

Таблиця 1 – Характеристики рослинних олив

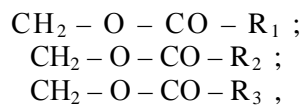
Олива	Густина при 15°C, кг/м <sup>3</sup>	Коефіцієнт рефракції при 20°C	Число омилення	Йодне число
Ріпакова	917-918	1,48	171-180	95-103
Рицинова	950 - 974	1,46	176-187	81-90
Соняшникова	920 - 927	1,47	185-194	119-144

**Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми.** Під час спорудження свердловин, розташованих в рекреаційних зонах, особлива увага акцентується на підвищенні екологічної безпеки виконання бурових робіт, і у зв'язку з цим законодавчими актами заборонено використання нафтових вуглеводнів в системі промивальних рідин. Керуючись вказаними вимогами нами випробувано можливість використання в складі МЕРП вуглеводнів рослинного походження, таких як рицинова і ріпакова оливи та продуктів виробництва соняшникової оливи.

Рицинова олива належить до сполук біологічно і екологічно безпечних. В складі рицинової оливи переважає вміст складних ефірів жирних кислот (R-O-R), які забезпечують їх ефективність в аеробних і анаеробних умовах, що свідчить про їх сумісність з навколишнім середовищем. Рицинова і ріпакова оливи характеризуються антиоксидантними і антиспінуючими властивостями, вогнестійкістю і пожежобезпечністю.

Оливи рицинові вилучають із рослинної сировини, що на 95-97% складається із тригліцеридів – органічних сполук складних ефірів гліцерину і жирних кислот. До складу олив можуть входити воски, фосфатиди, вільні жирні кислоти, ліпохромі, токоферолі та інші речовини.

Загальна будова олив відповідає такій структурі:



де R – радикали жирних кислот.

Властивості олив рослинного походження визначаються, передусім, складом і вмістом жирних кислот. Зазвичай, це насичені і ненасичені (з одним, двома, трьома подвійними зв'язками) одноосновні жирні кислоти із нерозгалуженими ланцюгами. Залежно від вмісту ненасичених жирних кислот змінюється консистенція і температура застигання олив.

Переваги вуглеводневих сполук рослинного походження порівняно із нафтою полягають у тому, що вони характеризуються більш стабільними значеннями фізико-хімічних характеристик

Як видно з табл. 1 оливи рослинного походження більшою мірою різняться між собою значенням йодного числа, тобто кількістю ненасичених сполук.

Йодне число (як і бромне число) характеризує вміст ненасичених сполук в аналізованій речовині і рівне масі йоду (г), що приєднується до 100 г даної речовини.

**Цілі статті.** Хімічні властивості рослинних олив пов'язані з реакційною здатністю тригліцеридів, які здатні розкладатися з утворенням гліцерину і жирних кислот, особливо при підвищених температурах і тисках. Тригліцериди омилюються лугами.

За оцінкою американського нафтового інституту (American Petroleum Institute -API) ці сполуки відповідають стандартам вимог для їх випуску і застосування. У світовій практиці відомі розробки технологічних рідин з використанням рицинової і ріпакової олив. Так, компанія "Varoid" (США) у співавторстві з компанією "Henkel KGaA" (Німеччина) практикували використання системи рідин із назвою "Petrofee", подібні системи пропонує компанія "British Petroleum Development" (Великобританія), певні елементи новизни з досвіду застосування рицинової оливи внесено ВАТ "Бурение" (РФ) [6].

Щодо розроблення методик дослідження умов створення і стабілізації емульсій з використанням вуглеводневих сполук як дисперсної фази в емульсіях на водній основі значний внесок належить Кістеру С.Г. [7]. Стабільність гідрофільних емульсій визначають за часом існування глобул вуглеводневої фази та їх відділення у стані спокою. Кістером С.Г. встановлено, що кількість нафтових глобул у розмірі 10-100 мкм становить більше 90 %. Зменшення дисперсності глобул вуглеводневої фази забезпечує покращення мастильних і фільтраційних властивостей, зменшення міжфазного натягу, підвищення стабільності емульсій. При цьому суттєва роль належить також реагентам-емульгаторам і глинистій фазі. Емульсійні системи за характером структурування з врахуванням глинистої фази називають суспензійно-емульсійними.

**Основний матеріал дослідження.** В табл. 2 наведено результати дослідження властивостей МЕРП з концентраціями бентонітового глинопорошку від 2 до 7% та з використанням однакової кількості (5%) різних за природою вуглеводнів (нафта, рицинова олива, продукти виготовлення соняшникової оливи).

З даних табл. 2 видно, що структурно-реологічні, фільтраційні і мастильні властивості МЕРП з різними вуглеводневими фазами за значеннями показників близькі між собою. Із збільшенням вмісту бентоніту в глинистій суспензії, на базі якої отримували МЕРП, підвищуються значення структурно-реологічних параметрів. Оптимальні значення показників забезпечуються при вмісті в МЕРП 5% бентоніту.

Таблиця 2 – Властивості МЕПР з різними видами вуглеводневої фази

№	Досліджувана рідина (МЕПР)		Показники							
	Глиниста фаза, %	Вуглеводнева фаза	Умовна в'язкість, с	Густина, кг/м <sup>3</sup>	СНЗ <sub>1/10</sub> , дПа	Пластична в'язкість, мПа·с	Динамічне напруження зсуву, дПа	Фільтрація за 30 хв, см <sup>3</sup>	Товщина фільтраційної кірки, мм	Коефіцієнт тертя кірки
1	2,0	нафта	24	1020	1/1	9	3	9	0,5	0,15
2	3,0	нафта	28	1030	1/36	12	13	9	0,5	0,07
3	4,0	нафта	40	1030	18/54	17	25	5,5	0,5	0,052
4	5,0	нафта	52	1030	28/70	18	49	5	0,5	0,048
5	7,0	нафта	116	1040	137/186	22	71	5,5	1	0,035
6	2,0	рицинова олива	28	1020	3/4	13	10	9	0,5	0,19
7	3,0	рицинова олива	34	1025	10/41	14	38	7,5	0,5	0,123
8	4,0	рицинова олива	44	1030	18/54	16	58	5,5	1	0,052
9	5,0	рицинова олива	46	1030	32/67	19	67	4,5	1	0,035
10	7,0	рицинова олива	156	1040	143/204	22	73	5,5	1	0,035
11	2,0	соняшникова олива	30	1020	1/5	13	6	8,5	0,5	0,136
12	3,0	соняшникова олива	36	1025	17/59	14	11	6	0,5	0,039
13	4,0	соняшникова олива	56	1030	47/104	16	23	5,5	0,5	0,035
14	5,0	соняшникова олива	72	1030	117/178	19	31	5,5	0,5	0,035
15	7,0	соняшникова олива	232	1040	184/234	21	49	4	1	0,035

Малоглинисті емульсійні промивальні рідини (з альтернативними нафті вуглеводневими продуктами) вирізняються високим значенням коефіцієнта коагуляційного структуроутворення ( $\tau/\eta$ ), в т.ч. з підвищенням температури, що важливо для забезпечення ефективного винесення вибуреної породи.

Дослідження реологічних характеристик МЕПР з різною вуглеводневою фазою від температури (табл. 3) свідчать, що значення пластичної в'язкості промивальних рідин з 5%-им вмістом нафти, рицинової та соняшникової оливи підвищуються із збільшенням вмісту глинистої фази в МЕПР, а з підвищенням температури знижуються, що характерно для всіх типів псевдопластичних рідин. Показовим є те, що для МЕПР спостерігається тенденція до стабільності і/або підвищення значень динамічного напруження зсуву, що свідчить про збереження коагуляційних характеристик структуроутворення ( $\tau/\eta > 1$ ) і проявлення псевдопластичних властивостей МЕПР.

Особливими відмінностями від інших вуглеводнів рослинного походження вирізняється рицинова олива, яка належить до рідких невисихаючих олів. Вона містить 3-9 % олеїнової кислоти, 3-5 % лінолевої кислоти і не менше 80 %

рицинової кислоти, що забезпечує їх підвищену кінематичну в'язкість (при 50°C > 110·10<sup>-6</sup> м<sup>2</sup>/с) і густину (при 15 °C – в межах 950-974 кг/м<sup>3</sup>). Рицинова олива як суміш складних ефірів і жирних кислот містить, головним чином, кислоти рициноолеїнову C<sub>17</sub>H<sub>32</sub>(OH)COOH і діоксистеаринову C<sub>17</sub>H<sub>33</sub>(OH)<sub>2</sub>COOH. Температура застигання рицинової оливи від -10 до -18 °C.

Важливою властивістю рицинової оливи є здатність змішуватися у будь-яких співвідношеннях з більшістю органічних розчинників (гексан, бензол, дихлоретан та ін), що пов'язано з її низькою полярністю, вона добре розчиняється у спиртах. Діелектрична проникність рицинової оливи, порівняно з іншими оливами рослинного походження найвища і рівна 4,7 (проти 3,0-3,2 для інших). Рицинова олива характеризується вогнестійкістю і пожегобезпечністю, антиспінюючими і антиоксидантними властивостями, а особливо важливо те, що вона екологічно безпечна.

Особливості фізико-хімічних властивостей рицинової оливи стали предметом досліджень у створенні систем емульсійних промивальних рідин на водній і вуглеводневій основі. МЕПР слід розглядати як пряму емульсію, в якій рицинова олива є вуглеводневою фазою.

Таблиця 3 – Результати дослідження впливу температури на реологічні показники МЕПР

№	Досліджувана рідина (МЕПР)		Показники при температурі, °С							
			20		40		60		80	
	Глиниста фаза, %	Вуглеводнева фаза	Пласт. в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	Пласт. в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	Пласт. в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	Пласт. в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа
1	2,0	нафта	9	3	8	19	6	23	2	24
2	3,0	нафта	12	13	10	24	8	29	3	32
3	4,0	нафта	17	25	13	28	10	32	7	38
4	5,0	нафта	18	49	16	58	11	67	10	73
5	7,0	нафта	22	71	19	86	13	92	12	96
6	2,0	рицинова олива	13	10	11	12	6	19	2	34
7	3,0	рицинова олива	14	38	12	43	7	48	6	59
8	4,0	рицинова олива	16	58	15	60	9	67	8	74
9	5,0	рицинова олива	19	67	18	75	12	82	9	86
10	7,0	рицинова олива	22	73	21	86	17	92	16	97
11	2,0	соняшниковая олива	13	6	11	14	9	18	6	22
12	3,0	соняшниковая олива	14	11	12	24	10	34	7	41
13	4,0	соняшниковая олива	16	23	13	29	11	33	9	49
14	5,0	соняшниковая олива	19	31	16	53	14	64	12	72
15	7,0	соняшниковая олива	21	49	18	64	16	73	14	89

Таблиця 4 – Властивості МЕПР з рициновою оливою

№	Вміст рицинової оливи в МЕПР, %	Показники								
		Умовна в'язкість, с	Густина, кг/м <sup>3</sup>	СНЗ <sub>1/10</sub> , дПа	Пластична в'язкість, мПа·с	Динамічне напруження зсуву, дПа	Фільтрація за 30 хв, см <sup>3</sup>	Товщина фільтраційної кірки, мм	Коефіцієнт тертя кірки	Коефіцієнт неоднорідності
1	базовий склад МЕПР	64	1040	113/133	15	126	8,0	плівка	0,045	0,6
2	№1+1%	44	1040	72/83	16	50	7,0	1,0	0,035	0,38
3	№1+3%	38	1030	58/71	17	57	5,5	1,0	0,035	0,4
4	№1+5%	46	1030	32/67	19	67	4,5	1,0	0,035	0,41
5	№1+7%	72	1020	60/76	19	72	5,0	1,0	0,032	0,42
6	№1+10%	52	1010	76/82	20	78	5,0	1,0	0,032	0,43

При розробленні рецептури МЕПР з вмістом рицинової оливи як вуглеводневої фази враховували наукові засади праць Клейтона, Абрамзона [8]. Особливу увагу звернено на вибір ПАР-емульгаторів і їх модифікацію. Жиринокс виявився найбільш ефективним як у разі використання в якості вуглеводневої фази нафти, так і у разі використання рицинової оливи. В подальшому удосконалювалися способи введення жириноксу в систему МЕПР та методи

його модифікації з метою підвищення стабільності промивальної рідини.

В табл. 4 наведено результати дослідження технологічних властивостей промивальних рідин залежно від вмісту рицинової оливи, з яких видно, що вони відповідають вимогам до промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах Прикарпаття, в тому числі і Бориславського НПР, які розташовані в рекреаційних зонах. Стабільність

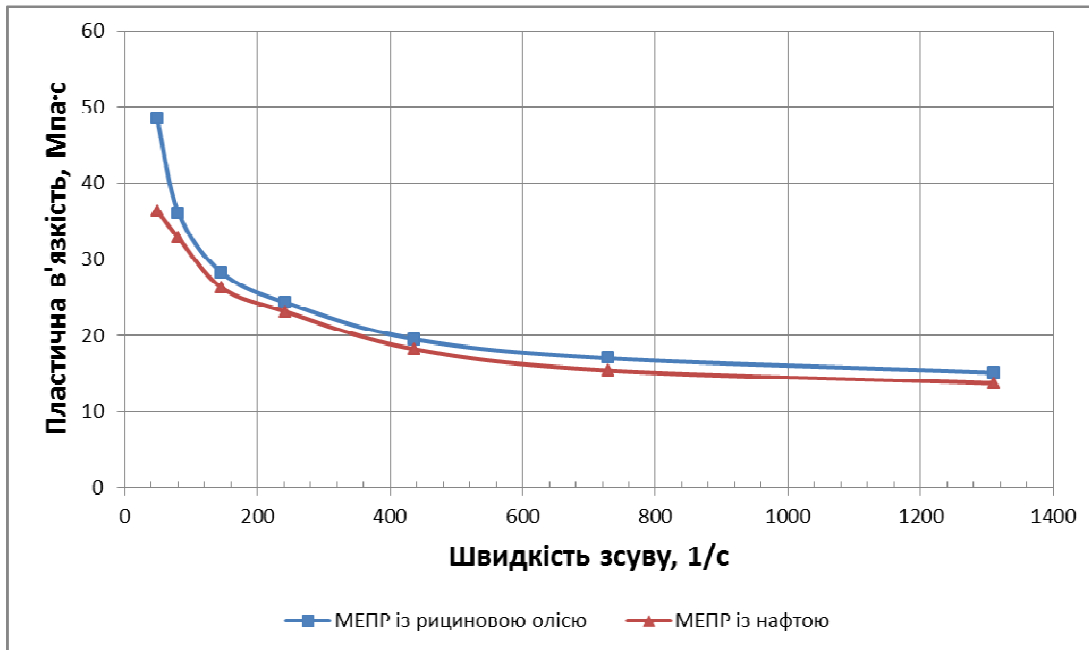


Рисунок 1 – Залежність пластичної в'язкості від швидкості зсуву

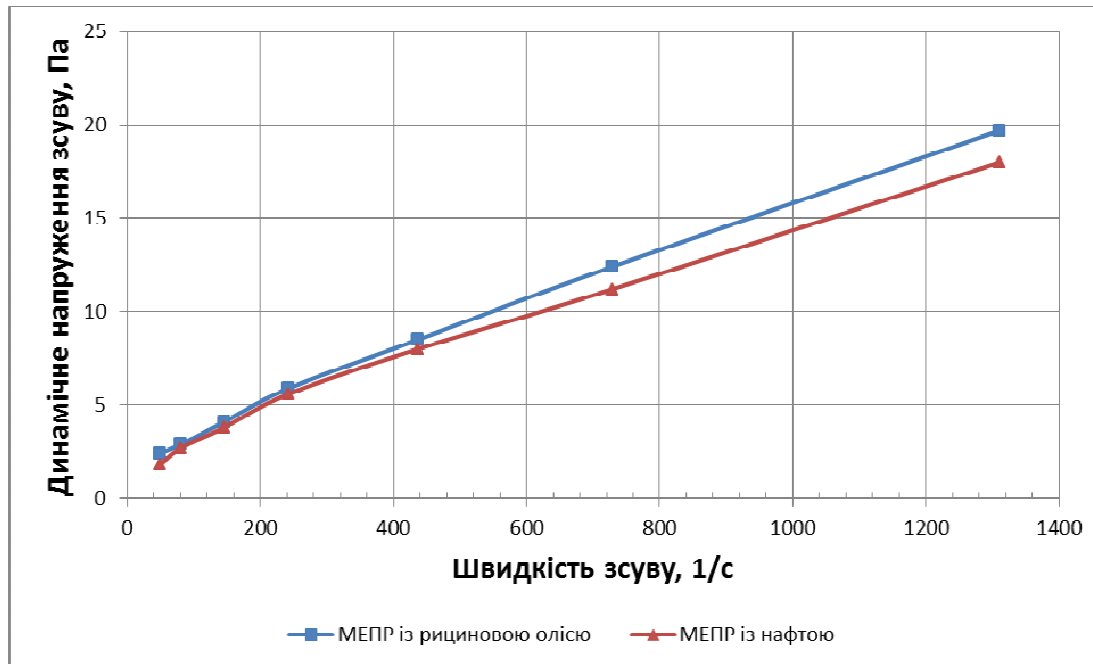


Рисунок 2 – Залежність динамічного напруження від швидкості зсуву

структурно-реологічних параметрів МЕРП зберігається із збільшенням вмісту ріщинової оливи від 1 до 10%. З додаванням до МЕРП ріщинової оливи покращується її тиксотропність, коагуляційна стабільність, показник фільтрації, коефіцієнт тертя фільтраційної кірки та інші характеристики.

Дослідження структурно-реологічних характеристик базової МЕРП з вмістом в якості вуглеводневої фази нафти (5%) і ріщинової оливи (5%) за програмою Reotest 2.1 свідчать, що зі зміною швидкості зсуву рідини характер зміни пластичної в'язкості і динамічного напруження зсуву для обох рідин майже однаковий (рис.1).

З наведеної на рис. 1 залежності пластичної в'язкості від швидкості зсуву можна зробити висновок, що промивальна рідина, як з вмістом нафти так і ріщинової оливи, відноситься до неньютонівської і володіє псевдопластичною в'язкістю. Однак при низькій швидкості зсуву показник пластичної в'язкості МЕРП з вмістом ріщинової оливи на 30% перевищує цей показник промивальної рідини з вмістом нафти.

Підтвердженням псевдопластичності промивальної рідини є характер зміни динамічного напруження зсуву МЕРП залежно від швидкості зсуву (рис. 2). Композиція МЕРП з вмістом нафти має коефіцієнт консистенції 0,13 при ко-

Таблиця 5 – Залежність властивостей МЕПР з рициновою оливою від вмісту КМЦ

№	Досліджу-вана рідина	Умовна в'язкість, с	Густина, кг/м <sup>3</sup>	СНЗ <sub>1/10</sub> , дПа	Пластична в'язкість, мПа·с	Динамічне напруження зсуву, дПа	pH	Коефіцієнт нелінійності	Коефіцієнт консистентності	Коефіцієнт пластичності	Фільтрація за 30 хв, см <sup>3</sup>	Товщина фільтраційної кірки, мм	Коефіцієнт тертя кірки
Додавання КМЦ у вигляді 2%-го водного розчину													
1	МЕПР без КМЦ	52	1050	24/70	17	20	9,28	0,76	0,11	106	7	1,0	0,052
2	№1+2,5% КМЦ	48	1050	26/75	16	23	9,16	0,68	0,17	162	5,5	0,5	0,052
3	№1+5% КМЦ	52	1050	24/76	16	25	9,14	0,65	0,15	144	5	0,5	0,048
4	№1+15% КМЦ	60	1050	33/77	22	48	9,14	0,60	0,38	214	4,5	0,5	0,048
5	№1+25% КМЦ	66	1050	34/83	25	53	9,13	0,50	0,42	212	4,5	0,5	0,039
6	№1+35% КМЦ	78	1050	39/88	28	67	9,12	0,48	0,56	233	4,5	0,5	0,039

Таблиця 6 – Залежність властивостей МЕПР з рициновою оливою від вмісту КССБ

№	Досліджу-вана рідина	Умовна в'язкість, с	Густина, кг/м <sup>3</sup>	СНЗ <sub>1/10</sub> , дПа	Пластична в'язкість, мПа·с	Динамічне напруження зсуву, дПа	pH	Коефіцієнт нелінійності	Коефіцієнт кон-систентності	Коефіцієнт пластичності	Фільтрація за 30 хв, см <sup>3</sup>	Товщина фільтраційної кірки, мм	Коефіцієнт тертя кірки
1	МЕПР без КССБ	96	1050	65/100	23	63	9,57	0,57	0,59	267	6	1,0	0,0437
2	№1+2,5% КССБ	86	1050	54/91	23	64	9,48	0,57	0,57	258	5	0,5	0,0437
3	№1+5% КССБ	80	1050	44/79	23	53	9,27	0,6	0,46	233	5	0,5	0,0437
4	№1+15% КССБ	60	1050	41/70	20	49	9,17	0,56	0,55	275	4,5	0,5	0,0437
5	№1+25% КССБ	70	1050	36/62	20	42	9,14	0,63	0,34	200	4,5	0,5	0,0437
6	№1+35% КССБ	56	1050	27/51	20	38	9,11	0,63	0,31	200	4,5	0,5	0,0437

ефіцієнті нелінійності 0,68, а з вмістом рицинової оливи 0,17 і 0,65, відповідно.

Регулювання фільтраційних властивостей МЕПР із 5%-им вмістом рицинової оливи здійснювали за допомогою реагентів-стабілізаторів КМЦ і КССБ. З результатів дослідження властивостей МЕПР (табл. 5) видно, що при збільшенні вмісту КМЦ підвищується умовна в'язкість, реологічні показники, коефіцієнти консистентності і пластичності, а показник фільтрації та коефіцієнт нелінійності зменшуються.

Мінімального значення (4,5 см<sup>3</sup>/30хв.) показник фільтрації досягає при додаванні 15% КМЦ 2%-ої концентрації (0,3% у сухому вигляді) із забезпеченням задовільних структурно-реологічних показників та мастильних властивостей.

Результати дослідження властивостей МЕПР (табл.6) свідчать, що при додаванні КССБ 25%-ої концентрації в кількості від 2 до 12% умовна в'язкість знижується у 1,5 рази, а структурно-реологічні показники змінюються не суттєво. Показник фільтрації зменшився з 6,0 до 4,5 см<sup>3</sup>/30хв., а коефіцієнт нелінійності, товщина фільтраційної кірки і коефіцієнт тертя кірки практично не змінюються. Аналіз результатів свідчить, що найкращими фільтраційними властивостями володіють МЕПР при додаванні 8-12% КССБ 25%-ої концентрації (2-3% у сухому вигляді) і 0,3% КМЦ.

За результатами дослідження властивостей МЕПР при додаванні органічного інгібітора ПЕГ-400 (табл. 7) виявлено, що збільшення концентрації ПЕГ-400 від 1 до 7% практично не впливає на структурно-реологічні та фільтра-

Таблиця 7 – Залежність властивостей МЕПР з рициновою оливою від вмісту ПЕГ-400

№	Досліджувана рідина	Умовна в'язкість, с	Густина, кг/м <sup>3</sup>	СНЗ <sub>1/10</sub> , дПа	Пластична в'язкість, мПа·с	Динамічне напруження зсуву, дПа	pH	Коефіцієнт нелійності	Коефіцієнт консистентності	Коефіцієнт пластичності	Фільтрація за 30 хв, см <sup>3</sup>	Товщина фільтраційної кірки, мм	Коефіцієнт тертя кірки
1	МЕПР без ПЕГ-400	98	1050	74/74	18	95	9,44	0,4	1,7	523	5,5	0,5	0,0524
2	№1+1% ПЕГ-400	84	1050	61/106	20	80	9,51	0,54	0,64	300	5	0,5	0,048
3	№1+2% ПЕГ-400	78	1050	55/105	20	72	9,44	0,55	0,62	289	4,5	0,5	0,0437
4	№1+3% ПЕГ-400	76	1050	51/92	21	66	9,44	0,55	0,64	283	4,5	0,5	0,0437
5	№1+5% ПЕГ-400	74	1050	49/82	22	56	9,37	0,53	0,48	241	4,5	0,5	0,0437
6	№1+7% ПЕГ-400	72	1050	48/76	22	50	9,36	0,61	0,41	220	4,5	0,5	0,0437

ційні властивості промивальної рідини. В той же час додавання вже 1% ПЕГ-400 призводить до зміни окремих параметрів МЕПР у порівнянні з параметрами у разі його відсутності. Так, наприклад, умовна в'язкість знижується з 98 до 84 с, динамічне напруження зсуву з 95 до 60 дПа, коефіцієнт консистентності (з 1,7 до 0,64), відношення  $\tau_0/\eta$  високе і дорівнює близько 3,0, що характеризує високу виносну здатність вибраної породи рідиною.

Після прокачування МЕПР з вмістом рицинової оливи через керни встановлено, що для низькопроникних колекторів (2,5 та 7,0 мкм<sup>2</sup>·10<sup>-3</sup>) початкові значення коефіцієнту відновлення проникності становили 47,5 та 57% відповідно, що свідчить про створення бар'єру фільтрації на торці керну, оскільки після зрізу торця керну на 1 мм значення коефіцієнтів відновлення проникності підвищилися майже до 100%. Характерно, що для кернів з більшою проникністю (56,8 і 137,4 мкм<sup>2</sup>·10<sup>-3</sup>) спостерігалось майже повне відновлення проникності (до 100%) без зрізу торця керна.

Отримані результати виконаних досліджень є підтвердженням високих відновлювальних властивостей розробленої системи малоглинистої емульсійної промивальної рідини з вмістом рицинової оливи.

Дослідженнями обґрунтовано переваги використання рицинової оливи в якості вуглеводневої фази МЕПР, показано, що вона володіє здатністю змішуватися у будь-яких співвідношеннях з більшістю розчинників, має найвищу діелектричну проникність порівняно з іншими оливами рослинного походження, характеризується вогнестійкістю і пожегобезпечністю, антиспінюючими та антиоксидантними властивостями, екологічно безпечна у використанні.

Результатами експериментальних досліджень фізико-хімічних властивостей МЕПР із вмістом рицинової оливи замість нафти підтверджено доцільність її використання при спорудженні свердловин на родовищах Бориславського НПР, територіально розташованих в рекреаційних зонах.

дженні свердловин на родовищах Бориславського НПР, територіально розташованих в рекреаційних зонах.

### Висновки

1. Обґрунтовано вимоги до промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів у свердловинах, що споруджуються на родовищах, розташованих в рекреаційних зонах.

2. Розроблено рецептуру екологічно безпечної малоглинистої емульсійної промивальної рідини, до компонентного складу якої входять вуглеводи рослинного походження.

3. Проведено дослідження з регулювання фільтраційних, інгібуючих, структурно-реологічних та мастильних властивостей мало глинистої емульсійної промивальної рідини з використанням в якості вуглеводневої фази рицинової оливи та хімічного реагента-органоколоїда "Премікс О".

Наукова новизна матеріалу статті полягає в розробленні екологічно безпечної малоглинистої промивальної рідини, до складу якої входить вуглеводнева фаза рослинного походження – рицинова олія – замість нафти. Результатами досліджень підтверджено екологічність промивальної рідини із вмістом рицинової олії, і вона рекомендована до застосування в рекреаційних зонах.

Практичне значення полягає в розробленні компонентного складу і технології приготування малоглинистої промивальної рідини для спорудження свердловин на родовищах, розташованих в рекреаційних зонах.

## Література

1. Коцкулич Є.Я. Особливості первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах Бориславського нафтопромислового району / Є.Я.Коцкулич // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология изготовления и применения. Сб. научн. тр., вып.17. – Киев, 2014. – С. 41-46.
2. Коцкулич Я.С. Аналіз ефективності промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів / Я.С. Коцкулич, Є.Я. Коцкулич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №1(31)– С. 21-28.
3. Мислюк М.А. Система вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів / М.А.Мислюк, Ю.М.Салижин // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №5. – С. 25-28.
4. Андрусак А.М. Застосування подвійно-інгібованих бурових промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів / А.М.Андрусак, Б.А.Тершак, Є.Я.Коцкулич // Наукові праці ДонНТУ. Серія "Гірничо-геологічна". – 2012. – Вип. 16 (206). – С. 61-64.
5. Кошелев В.Н. Основные тенденции развития полигликолевой технологии совершенствования буровых растворов / В.Н.Кошелев, А.П.Вахрушев, Е.В.Беленко, А.И.Пеньков // Бурение скважин. – 2001. – №12. – С. 29-32.
6. Филиппов Е.Ф. Управление реологическими свойствами буровых растворов / Е.Ф. Филиппов, Ю.А. Нифонтов, Н.И. Николаев, З.З.Шарафутдинов // Сб. научн. тр.: ОАО НПО Бурение. – Вып.12. – Краснодар, 2004. – С. 83-95.
7. Кистер Е.Г. О набухании глин / Е.Г.Кистер // Нефтяное хозяйство. – 1947. – №12. – С. 23-28.
8. Абрамзон А.А. Поврехностно-активные вещества, свойства и применение / А.А.Абрамзон. – Л.: Химия, 1981. – С. 230-265.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*01.02.16*

*Рекомендована до друку*

*професором Кондратом Р.М.*

*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*

*професором Давиденком О.М.*

*(Національний гірничий університет,  
м. Дніпропетровськ)*

## АНАЛІТИЧНИЙ РОЗРАХУНОК ТОЧНОСТІ ПРОФІЛЮ ПОВЕРХНІ ГВИНТОВОЇ НАРІЗИ ЗАЛЕЖНО ВІД ВЕЛИЧИНИ ТАНГЕНЦІАЛЬНОГО ВІДХИЛУ УСТАНОВЛЕННЯ ВЕРШИНИ РІЗЬОВОГО РІЗЦЯ

О. Р. Онисько

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,  
e-mail: Onysko.Oleg@gmail.com

Отримано аналітичні вирази зміни профілю гвинтової нарізи у залежності від величини тангенціального відхилу встановлення вершини різьового різця з непохилою передньою поверхнею. На основі вказаних залежностей створено програмний застосунок для визначення значень кута профілю і осевих та радіальних відхилів отриманої гвинтової нарізи. Його використання дає підстави зробити висновок про несуттєвий вплив тангенціального відхилу встановлення вершини різця на точність осевого перерізу отриманої гвинтової нарізи діаметром понад 25 мм. Водночас тангенціальні відхили вершини різця понад 200 мкм призводять до більшого, ніж допустимі відхили, кута профілю нарізи діаметром до 20-25 мм.

Ключові слова: гвинтова нарізь, кут профілю нарізи, тангенціальний відхил, непохила передня поверхня, різьовий різець.

Получены аналитические выражения изменения профиля винтовой резьбы в зависимости от величины тангенциального отклонения установки вершины резьбового резца с ненаклонной передней поверхностью. На основании указанных зависимостей создано программное приложение для определения значений угла профиля, а также осевых и радиальных отклонений полученной резьбы. Его использование позволяет сделать вывод о незначительном влиянии тангенциального отклонения установки вершины резца на точность осевого сечения полученной винтовой резьбы с диаметром более 25 мм. При этом тангенциальные отклонения установки вершины резца более чем 200 мкм приводят к превышающим допустимые отклонения угла профиля резьбы с диаметром до 20-25 мм.

Ключевые слова: винтовая резьба, угол профиля резьбы, тангенциальное отклонение, ненаклонная передняя поверхность, резьбовой резец.

The article deals with the obtained analytic expression of the screw thread profile change depending on the magnitude of the tangential deviation of the thread cutter tip adjustment with the non-inclined face. Based on these dependencies, there was developed an application to determine the angle values of the profile and axial and radial deviations of the obtained screw thread. Its utilization gives the reason to conclude that tangential deviation of the thread cutter tip adjustment doesn't significantly influence the obtained axial section accuracy of the screw thread with the diameter of over 25 mm. Meanwhile, tangential deviations of the thread cutting tip of more than 200 microns result in the deviations of the thread profile angle with the diameter of 20-25 mm that are greater than the admissible deviations.

Key words: screw thread, thread profile angle, tangential deviation, non-inclined face, thread cutter

**Вступ.** Від точності інструмента значною мірою залежить точність гвинтових нарізей, які ним формуються. Впливовим чинником є також точність технологічної системи, а в ній точність встановлення різьового різця. Якщо величина доцентрового зміщення різця видається цілком очевидним чинником, бо від нього залежить точність виконання діаметру гвинтової нарізи, то вплив величини тангенціального зміщення є не настільки очевидним і вимагає, на наш погляд, окремого дослідження.

**Огляд досліджень і публікацій.** Проблему виготовлення гвинтових нарізей за допомогою різців широко розкрито у публікації [1]. Проте питання точності нарізи у ній стосується тільки функціональної залежності від величин геометричних параметрів інструмента, а не точності його встановлення. Публікація [2] торкається проблематики точності виготовлення метричних гвинтових нарізей, але не містить розрахунків точності профілю їх виготовленої у залежності від точності встановлення інструменту. У цій роботі привертає увагу дум-

ка про те, що внаслідок нерівномірного спрацювання кромки різьового різця задля більш тривалого часу експлуатації кут при його вершині роблять на 0,5–1° меншим ніж у заданого профілю гвинтової нарізи. Схожої рекомендації притримується автор у публікації [3], вказуючи на те, що при швидкісному різанні спостерігається певне «розвалювання» заданого профілю гвинтової нарізи на вище означену величину. Проте, автори публікацій [2, 3] не пов'язують цю величину із точністю встановлення інструмента та й узагалі не доводять її теоретично. У публікації [4] досліджується величини відхилу від прямолінійності сторін профілю внутрішньої гвинтової нарізи, що виконується круглим багатонитковим різцем. Однак дані відхилів подаються не на основі аналітичних досліджень, а на підставі отриманих результатів автоматизованого проектування і подані без прив'язки до конкретних параметрів точності встановлення інструмента. Функціональну залежність точності гвинтової нарізи від точності тангенціального встановлення представлено у публікації [5]. На рисунку 1 проілюстровано

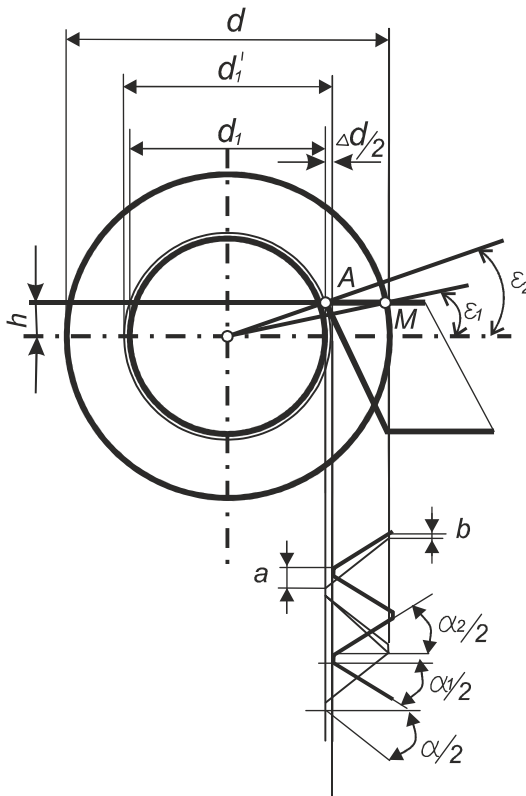
схему до теоретичного розрахунку величини зміни кута профілю гвинтової нарізи  $\alpha$  згідно із [5]. Точка  $A$  виконується швидше аніж точка  $M$ , оскільки  $\varepsilon_2 > \varepsilon_1$ . Звідси різне зміщення точок отриманого профілю, а, отже, і викривлення значень його кутів.

Зміщення точок, що лежать на внутрішньому діаметрі, розраховується за формулою:

$$a = (P/2\pi) \cdot \varepsilon_2, \text{ при цьому } \sin \varepsilon_2 = \frac{2h}{d_1};$$

Зміщення точок, що лежать на зовнішньому діаметрі розраховується за формулою:

$$b = (P/2\pi) \cdot \varepsilon_1, \text{ при цьому } \sin \varepsilon_1 = \frac{2h}{d}.$$



**Рисунок 1 – Зміна профілю різьби залежно від величини вертикального зміщення вершини різця  $h$**

Оскільки  $a > b$  приріст правої половини кута профілю гвинтової нарізи  $\Delta_n \alpha/2$  отримує позитивне значення, а приріст лівої  $\Delta_n \alpha/2$  — таке ж за значенням, тільки негативне. Значення похибок визначається за формулою:

$$\Delta_n \alpha/2 = -\Delta_n \alpha/2 = \frac{2P}{\pi} h \frac{\cos^2(\alpha/2)}{d_1 \cdot d}, \quad (1)$$

де параметри гвинтової нарізи:

- $P$  – крок,
- $d$  – зовнішній радіус,
- $d_1$  – внутрішній радіус;
- $h$  – висота тангенціального зміщення.

Отже значення половинних кутів профілю отриманої гвинтової нарізи розраховують за формулами:

$$\alpha_1/2 = \alpha/2 - \Delta_n \alpha/2;$$

$$\alpha_2/2 = \alpha/2 + \Delta_n \alpha/2.$$

Автор [5] наводить приклади розрахунків, серед яких величина похибки половини кута метричної гвинтової нарізи  $M10 \times 3$  при тангенціальному зміщенні  $h=0,200$  мм становить  $19'$ . Величина діаметрального зміщення  $\Delta d/2$ , на думку автора, є мізерно малою і до уваги її брати не слід.

На нашу думку, у жодній із перелічених публікацій не враховано гіперболічний характер перетину площини передньої поверхні із поверхнею конуса, який є поверхнею паралелізму архімедового гвинта, тобто заданої гвинтової нарізи. Розрахунки гіперболічного профілю різьових різців представлено у публікації [6], які є функціями величини переднього кута у вершинній точці різця і діаметра гвинтової нарізи. У роботі [7] доведена формула осьового профілю отриманої гвинтової нарізи у залежності від величини переднього кута різьового різця. У цих теоретичних розрахунках доведено високий ступінь кореляції заданого і отриманого профілю гвинтової нарізи, виконаної за допомогою відкоректованого за гіперболічним профілем різця. При цьому зазначається, що будь-яке зміщення прямолінійної різальної кромки відносно осі деталі призводить до відтворення конволютного гвинта замість заданого стандартом архімедового. Теоретичне підґрунтя означених розрахунків міститься у роботі [8].

**Метою роботи** є визначення впливу тангенціального відхилення розміщення вершини різальної кромки різьового різця на точність отриманого профілю гвинтової нарізи, причому різальну кромку слід розглядати як твірну гвинтової конволютної поверхні.

**Постановка задачі.** Завдання полягає в тому, щоб здійснити аналітичний розрахунок осьового профілю конволютного гвинта у функціональній залежності від діаметра гвинтової нарізи, кута її профілю та тангенціального зміщення різальної кромки різьового різця відносно осі деталі. При цьому величини переднього кута і кута нахилу різальної кромки різця слід прийняти за нульову. Задля наочності слід розробити прикладну програму для моделювання профілю та отримання його даних на основі величин тангенціального зміщення різальної кромки різьового різця, зовнішнього діаметра гвинтової нарізи та кута її профілю.

**Виклад матеріалу дослідження.** Гвинтові нарізи, з геометричної точки зору, є спіральними гвинтовими поверхнями, створеними під час руху прямолінійної твірної вздовж гвинтової напрямної. У стандартних трапецевидних і трикутних гвинтових нарізах твірна лежить у їх осевій площині. Це відповідає поверхні закритого косоного гелікоїда, або, інакше, архімедово-

го гвинта. На рисунку 2 ця твірна відображена відрізком  $BN$ , який одночасно є твірною зрізаного конуса, що, у свою чергу, є поверхнею паралелізму згаданого гвинта. Водночас різальна кромка різця представлена іншою лінією –  $CM$ , яка не лежить у осьовій площині даного зрізаного конуса із радіусами  $r$  і  $R$ , що відповідають внутрішньому і зовнішньому радіусам нарізі.

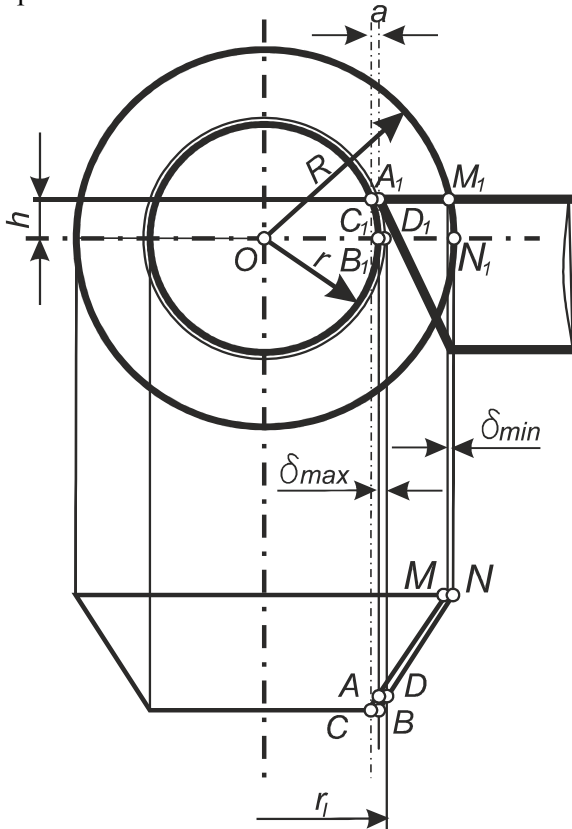


Рисунок 2 – Схема отримання форми гіперболи у передній площині

**Гіперболічний профіль отриманої нарізі.**

Горизонтальна проекція лінії  $CM$  має гіперболічний вигляд, оскільки гіперболічним є будь-який перетин конуса і площини, що є паралельною до осі, але не проходить через неї. Слід відразу зауважити, що форма гіперболічного перетину не залежатиме від знаку величини  $h$  (додатнього чи від’ємного тангенціального зміщення). Користуючись доведеннями [6] можна отримати формули розрахунку точок гіперболічного профілю у залежності від величини  $h$ :

$$\delta_{\min} = \frac{h^2}{R + \sqrt{R^2 - h^2}}; \quad (2)$$

$$\delta_{\max} = \frac{h^2}{r \left( 1 + \sqrt{1 - \frac{h^2}{r^2}} \right)}. \quad (3)$$

Для довільної  $i$ -ої точки гіперболічного профілю, яка належить колу з радіусом  $r_i$ , формула знаходження її відстані від відповідної точки профілю зрізаного конуса  $D$  буде такою:

$$\delta_i = \frac{h}{r_i + \sqrt{r_i^2 - h^2}};$$

Для вершинної точки різальної кромки  $A$  радіус  $r_i$  можна розрахувати за формулою :

$$r_1 = \sqrt{r^2 + h^2}.$$

Таким чином внаслідок тангенціального зміщення  $h$  і без радіальної корекції  $a$  (див. рис. 2) внутрішній діаметр отриманої різи відхилитиметься від заданої на величину :

$$\Delta_d = 2(r_1 - r) = 2(\sqrt{r^2 + h^2} - r);$$

У роботах [9, 10] теоретично обґрунтовано заміну гіперболічного профілю на отриманий шляхом інтерполяції за двома крайніми точками – прямолінійний. Отже у даному випадку крива  $MAC$  буде замінена прямою  $MC$ . Розміщення точок  $M$  і  $C$  розраховують за формулами 2 і 3 відповідно. Виходячи із таких міркувань, різальна кромка зміщеного на величину  $h$  різця для отримання теоретично точного профілю мала б лежати на прямій  $MC$ , а не  $NB$ . Оскільки така заміна не передбачається, то отриманий кут профілю отриманої нарізі буде більшим, ніж профільний кут заданої нарізі на величину  $\Delta\alpha$ , яку можна розрахувати за формулою:

$$\Delta\alpha = 2 \cdot \arctg \left( \frac{P}{2(H + \delta_{\max} - \delta_{\min})} \right) - \alpha, \quad (4)$$

де параметри заданої гвинтової нарізі:

- $P$  – крок,
- $H$  – висота вихідного профілю,
- $\alpha$  – профільний кут.

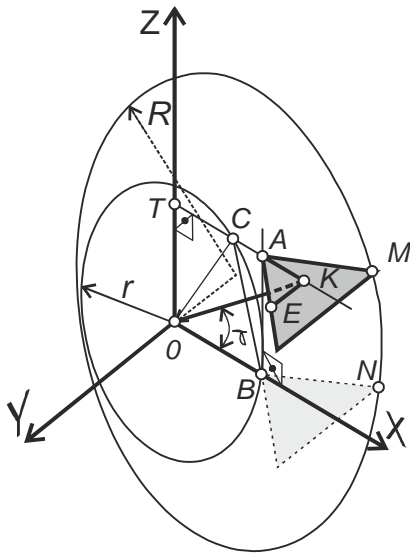
Іншим способом аналізу впливу тангенціального зміщення вершини різця на профіль отриманої різби є побудова конволютного гелікоїда, у якого твірною є різальна кромка різця, і порівняння його осьового профілю із профілем заданого архімедового гвинта.

**Знаходження аналітичного виразу осьового профілю отриманої гвинтової нарізі** у залежності від величини тангенціального зміщення вершини різця  $h$ , а також внутрішнього радіуса  $r$  та кута профілю гвинтової нарізі  $\alpha$ .

На рисунку 3 побудовано зображення різальної кромки  $AM$  у циліндричних координатах, які суміщені із декартовими координатами  $OXYZ$  наступним чином:

- вісь  $OY$  спільна для систем декартових і циліндричних координат і збігається із віссю поверхні гвинтової нарізі;
- вісь  $OX$  відповідає полярній осі від якої відкладається кут повороту  $\tau$  координати  $\rho$  довільної точки прямої  $AM$ ;
- вісь  $OZ$  належить декартовій системі координат і лежить у площині меншої основи зрізаного конуса з радіусом  $r$ .

На даній схемі різальна кромка  $AM$  не належить поверхні зрізаного конуса, на відміну від її проекції  $BN$ , яка є його твірною. Площина передньої поверхні  $EAM$  розміщена паралельно до площини проєкцій  $YOX$  на відстані  $h = |OT|$  від неї. Симетричною до різальної кромки  $AM$  є



**Рисунок 3 – Схема розміщення  
прямолінійних різальних кромки  
з нульовими значеннями переднього кута  
і кута нахилу різальної кромки  
у циліндричних координатах**

інша кромка, яка лежить на прямій  $AE$ . Віссю симетрії передньої поверхні різьбового різця є пряма  $TK$ , яка і лежить у площині проєкцій  $ZOX$ . Довільна точка  $E$  різальної кромки визначається ординатою  $Y$ , тобто довжиною відрізка  $EK$ , а також полярними координатами  $\tau$  і  $\rho$  її проєкції – точки  $K$ . У циліндричних координатах пряма  $AE$  може визначатися параметрично:

$$\rho = f(\tau);$$

$$y = F(\tau).$$

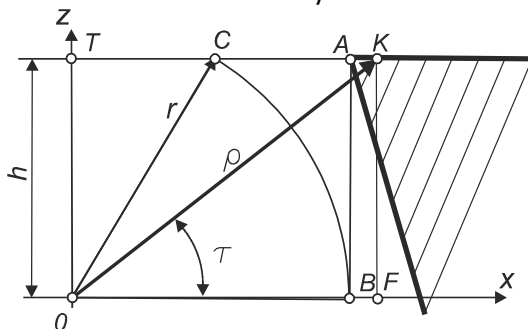
Визначимо залежність  $\rho$  від  $h$  і  $\tau$ .

Величина  $\rho$  на рисунку відповідає довжині відрізка променя  $OK$ . Для визначення шуканої залежності скористаємося додатковою ілюстрацією у площині  $ZOX$  на рисунку 4. Заштрихована область відповідає перетину різця і площини  $ZOX$ . Із прямокутного трикутника  $OKF$  маємо:

$$\rho = |OK| = \frac{h}{\sin \tau};$$

звідси:

$$\tau = \arcsin \frac{h}{\rho}.$$



**Рисунок 4 – Схема розміщення  
прямолінійної різальної кромки  
у полярних координатах**

Визначимо залежність у від  $\tau$ .

Із прямокутного трикутника  $OTK$  маємо формулу:

$$|TK| = |TO| \operatorname{tg} \left( \frac{\pi}{2} - \tau \right).$$

Оскільки  $|KA| = |TK| - r$ , то величину відрізка  $KA$  у залежності від  $h$  і  $\tau$  можна записати у такому вигляді:

$$|KA| = h \cdot \operatorname{tg} \left( \frac{\pi}{2} - \tau \right) - r.$$

Із трикутника  $AKE$  на рисунку 3 можемо отримати таке співвідношення:

$$|KE| = |KA| \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2},$$

де кут  $\frac{\alpha}{2}$  – це кут  $EAK$ , тобто половинний кут профілю різі.

Отже, у результаті підстановки отримаємо таке рівняння:

$$y(\tau) = \left( h \cdot \operatorname{tg} \left( \frac{\pi}{2} - \tau \right) - r \right) \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}.$$

Застосуємо методику, представлену у [7,8], і визначимо осьовий профіль поверхні, отриманої внаслідок гвинтового руху прямолінійної різальної кромки уздовж осі  $Y$  (передній кут і кут нахилу різальної кромки різця мають нульові значення):

$$y(x) = \left( h \cdot \operatorname{tg} \left( \frac{\pi}{2} - \tau \right) - r \right) \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2} - \frac{P\tau}{2\pi}, \quad (5)$$

де  $\tau = \arcsin \frac{h}{x}$ ;

$h$  – вертикальне зміщення вершин різьбового різця.

$r$  – внутрішній радіус гвинтової нарізі;

$P$  – крок гвинтової нарізі;

$\alpha$  – кут профілю гвинтової нарізі.

**Програмний застосунок для розрахунку відхилів профілю нарізі внаслідок тангенціального зміщення вершини різця з нульовими значеннями переднього кута і кута нахилу різальної кромки.**

На рисунках 5,6 показано інтерфейс прикладної програм, яка дає змогу отримати графічну реалізацію осьового профілю гвинтового профілю бічної сторони нарізі на основі формули 5 (нижня півня) і порівняти її з прямою, яка відповідає заданому осьовому профілю бічної сторони гвинтової нарізі (верхня лінія) згідно з формулою:

$$y(x) = \operatorname{tg} \left( \frac{\alpha}{2} \right) x. \quad (6)$$

На рисунку 5 задана гвинтова нарізь має трикутний профіль з кутом профілю  $60^\circ$ , виконана з кроком 3,175 мм і її зовнішній діаметр становить 16 мм. Тангенціальний відхил установлення вершини різця – 4 мм.

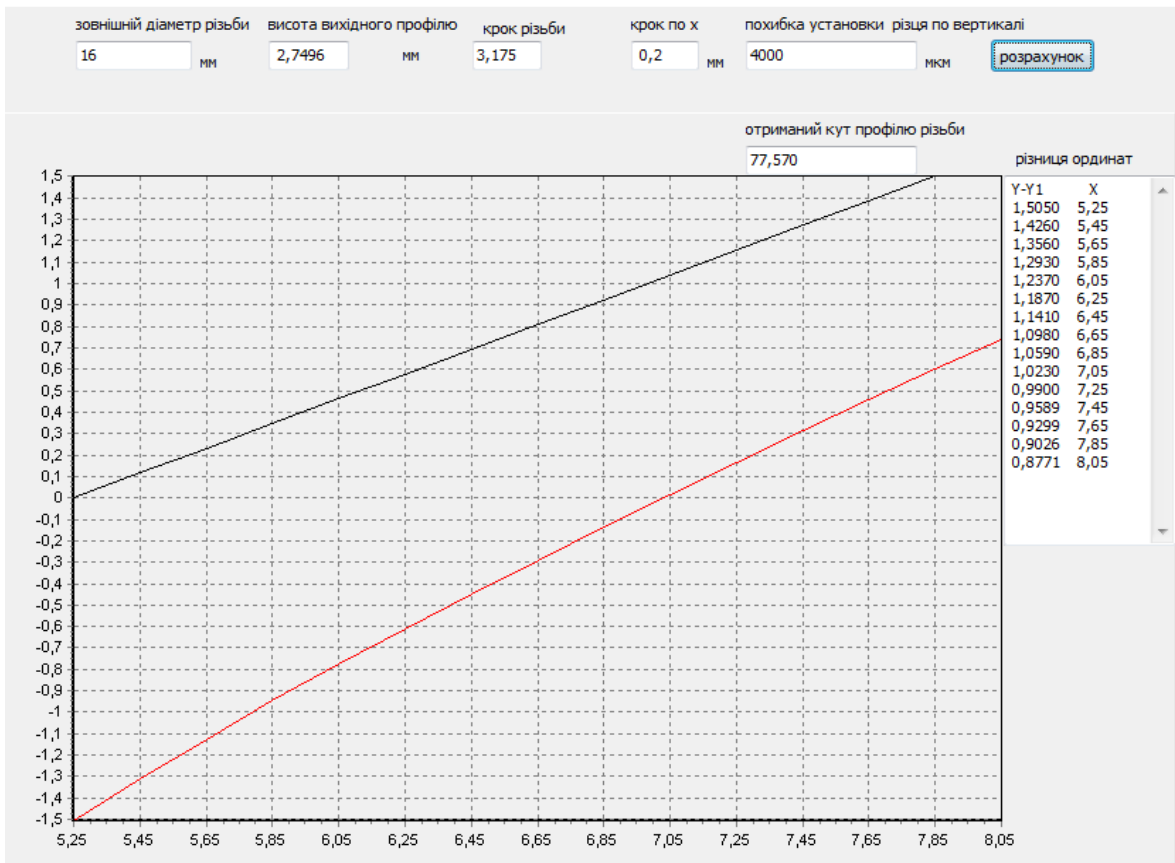


Рисунок 5 – Графік бічного профілю отриманої гвинтової нарізі Tr16x3,175 (нижня лінія) при тангенціальному відхиленні вершини різця – 4 мм.

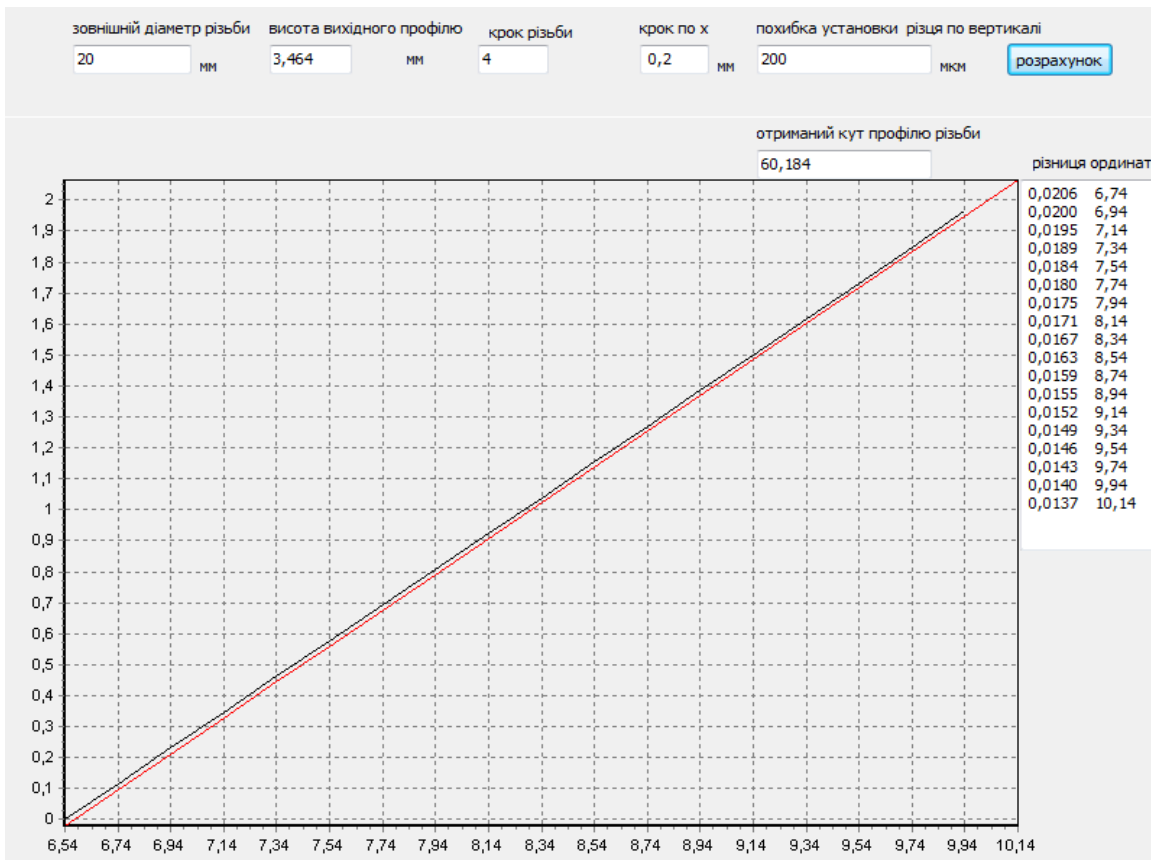


Рисунок 6 – Графік бічного профілю отриманої різьби M20x4 (нижня лінія) при тангенціальному відхиленні вершини різця – 0,2 мм

зовнішній діаметр різьби	висота вихідного профілю	крок різьби	крок по x	похибка установки різця по вертикалі	
10 мм	2,598 мм	3	0,2 мм	200 мкм	<input type="button" value="розрахунок"/>
отриманий кут профілю різьби					
60,766					різниця ординат

**Рисунок 7 – Фрагмент за стосунку для автоматизованого розрахунку кута профілю отриманої M20x3 при тангенціальному відхилі вершини різця – 0,2 мм**

зовнішній діаметр різьби	висота вихідного профілю	крок різьби	крок по x	похибка установки різця по вертикалі	
10 мм	1,73 мм	2	0,1 мм	300 мкм	<input type="button" value="розрахунок"/>
відхил зовнішнього діаметру	розрахований кут гіперболічного профілю	отриманий кут профілю різьби			
0,0090081	60,0781600	60,697			різниця ординат

**Рисунок 8 – Фрагмент за стосунку для автоматизованого розрахунку кута профілю отриманої M10x2 при тангенціальному відхилі вершини різця – 0,3 мм**

зовнішній діаметр різьби	висота вихідного профілю	крок різьби	крок по x	похибка установки різця по вертикалі	
10 мм	3,46 мм	4	0,1 мм	300 мкм	<input type="button" value="розрахунок"/>
відхил зовнішнього діаметру	розрахований кут гіперболічного профілю	отриманий кут профілю різьби			
0,0090081	60,2339900	62,472			різниця ординат

**Рисунок 9 – Фрагмент застосунку для автоматизованого розрахунку кута профілю гвинтової нарізі M10x4 при тангенціальному відхилі вершини різця – 0,3 мм**

Нижня лінія — це профіль отриманої правої кромки, яка має криволінійний гіперболічний характер і значно відрізняється від прямолінійного профілю правої кромки заданої гвинтової нарізі. У точці, яка відповідає внутрішньому діаметру ( $x=5,25$  мм) різниця між ординатами заданої нарізі ( $Y$ ) і отриманої ( $YI$ ) є максимальною і становить 1,5 мм. Мінімальне відхилення отриманих профілів становить 0,88 мм у точці  $x=8,05$  мм, що відповідає зовнішньому діаметру гвинтової нарізі.

Даний рисунок слугує для ілюстрації власне гіперболічного характеру профілю гвинтової нарізі, яка отримана внаслідок тангенціального зміщення вершини різьбового різця з непохилою передньою поверхнею.

На рисунку 6 задана гвинтова нарізь теж має трикутний профіль, з кутом профілю  $60^\circ$ , її крок становить 4 мм, а зовнішній діаметр – 20 мм. Згідно із чинним стандартом [11] – це гвинтова нарізь метрична M20x4. Тангенціальний відхил встановлення різця – 0,2 мм.

Із даного рисунка видно, що різниця ординат за формулами 6 і 5 є значно меншою, ніж у попередньому прикладі. Вказана різниця у межах 0,014–0,02 мм доводить відносно незначний вплив тангенційного зміщення вершини різця на осьове зміщення профілю гвинтової нарізі. При цьому радіальне зміщення буде дещо більшим. Для знаходження величини радіального зміщення величину осьового зміщення слід помножити на  $k=\text{tg}(\alpha/2)$ .

Варто звернути увагу на значення кута профілю отриманої гвинтової нарізі  $\alpha$ , який, на

відміну від заданого  $60^\circ$ , має значення –  $60,184^\circ$ , що співмірне із даними, котрі отримані у [5], де відхил половини профільного кута складає –  $5,1'$  для нарізі M20x4, що допустимо для класу точності 3.

Розрахунки показують, що для цієї ж нарізі, зі збільшенням тангенціального відхилу вершини різця до 400 мкм величина профільного кута становитиме –  $60,46^\circ$ . При тому ж відхилі і кроці, але для нарізі з діаметром 25 мм розрахований кут профілю матиме значення –  $60,22^\circ$ .

На рисунку 7 показано фрагмент прикладної програми для нарізі M10x3 (за стандартом кут профілю  $60^\circ$ ) і тангенціальним відхилом у встановлення вершини різця — 0,2 мм.

Як бачимо з даного рисунку, отриманий кут профілю нарізі має значення –  $60,766^\circ$  ( $60^\circ 46'$ ). Якщо застосувати методику [5], то згідно з формулою 1 нарізь M10x3 буде виконана несиметричною так, що одна половина профілю матиме значення на  $19'$  менше, тобто —  $30^\circ 4'$ , а інша буде настільки ж більшою —  $30^\circ 42'$ .

Звертає на себе увагу те, що отримані дані фактично повністю збігаються із величиною збільшення кута профілю нарізі на  $0,5\text{--}1^\circ$ , яка подається у публікаціях [2, 3]. Різниця полягає у тому, що автори цих публікацій наполягають на технологічному характері таких відхилів, в той час, як на нашу думку, причина цього криється саме у використанні у даній статті теорії гвинтових поверхонь.

Для перевірки відповідності отриманих у прикладній програмі відхилів профільного кута

допустимим значенням можна скористатися емпіричною формулою розрахунку [2]:

$$\delta \frac{\alpha}{2} = (6 + 8P), \text{ хв};$$

Таким чином, для нарізі М10х3 відхил  $\delta \frac{\alpha}{2} = 6 + 8 \cdot 3 = 30'$ , а це, у свою чергу, означає, що верхня межа кута профілю сягатиме  $61^\circ$ , що є більшим, ніж вище розрахована величина  $60^\circ 46'$ , але при цьому один із половинних профілів отриманої нарізі –  $30^\circ 42'$  перевищуватиме допустиме значення –  $30^\circ 30'$  на  $12'$ .

Рисунки 8 і 9 містять додаткову інформацію про відхили зовнішнього діаметру і розрахований згідно із формулами 2,3,4 кут профілю нарізі. Як бачимо, відхил зовнішнього діаметру є доволі незначний, тобто значно менший ніж допуски: 180 мкм для кроку 2 мм і 300 мкм для кроку 4 мм (якщо ступінь її точності – 4), адже програмний застосунок показав значення 9 мкм. Кути профілю, розраховані формулами гіперболічного відхилення, значно відрізняються від отриманих згідно із формулою 5. Це можна пояснити тим, що згідно із формулою 4 розраховано кут профілю у площині паралельній до осьової і віддаленій на величину  $h$ , а згідно із формулою 5 – у осьовій площині.

Із рисунків 8, 9 також простежується залежність величини кута профілю від величини кроку гвинтової нарізі.

### Висновки

1. Запропоновані у роботі аналітичні залежності величини кута профілю гвинтової нарізі і її осьового перерізу від величини тангенціального зміщення вершини різьбового різця з непохилою передньою поверхнею і створена на їх основі прикладна програма доводять суттєвість впливу тангенціального відхилу установлення вершини різьбового різця у межах від 200 і більше мкм для гвинтових нарізей з діаметром приблизно до 20–25 мм і не є суттєвими для гвинтових нарізей великих діаметрів.

2. Зі збільшенням кроку гвинтової нарізі зменшується відхил отриманого кута її профілю.

3. Тангенційний відхил установлення вершини різьбового різця несуттєво впливає на відхил зовнішнього діаметра гвинтової нарізі.

У подальших розвідках слід розробити аналогічну прикладну програму, але для різців із подвійним нахилом передньої поверхні.

### Література

1 Бобров В. Ф. Многопроходное нарезание крепежных резьб резцом [текст] / В. Ф. Бобров. – М.: Машиностроение, 1982. – 104 с.

2 Никифоров А. Д. Точность и технология изготовления метрических резьб [текст]: [учебник для студентов технологических вузов] / А. Д. Никифоров. – М.: Высшая школа, 1963. – 181 с.

3 Родин П.Р. Металлорежущие инструменты [текст]: [учебник для студентов машиностроительных вузов] / П.Р. Родин. – К.: Вища школа, 1986. – 456 с.

4 Прокофьев А. Н. Технологическое обеспечение и повышение качества резьбовых соединений [Текст]: дис. ... докт. техн. наук: 05.02.08: защищена 01.07.08 / Прокофьев Александр Николаевич. – Брянск, 2008. – 304 с. – Библиогр.: с.298–302. – 00319276.

5 Фомин Е. В. Повышение стойкости и точности резьбовых резцов на основе моделирования процесса резбонарезания [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 05.03.01: защищена 22.03.07: утв. 24.09.07 / Фомин Евгений Владимирович. – М., 2007. – 206 с. – Библиогр.: с. 194–202. – 003653715.

6 Онисько О.Р. Розрахунок гіперболічного профілю різальної кромки різця для виготовлення різьбових кінців труб нафтогазового сортаменту [Текст] / О.Р.Онисько // Прикарпатський вісник НТШ. – 2014. – №1(25). – С.126–137.

7 Онисько О. Р. Теоретична основа технологічної неможливості відтворення теоретично точного профілю різьб на трубах нафтогазового сортаменту [Текст] / О. Р. Онисько, Я.В.Теліхович, Т. Р. Гнатик // Нафтогазова енергетика. – 2015. – № 1(23). – С. 94–99.

8 Люкшин В.С. Теория винтовых поверхностей в проектировании режущих инструментов [текст] / В.С.Люкшин. – М.: Машиностроение, 1967. – 372 с.

9 Онисько О.Р. Програмна реалізація визначення величини опуклості гіперболічного профілю різьбового різця з ненульовим значенням переднього кута [Текст] / О.Р.Онисько, О.В.Зубик // Наукові нотатки: Міжвузівський збірник. – 2015. – № 48. – С.159–166.

10 Онисько О.Р. Алгоритм визначення величини відхилення профілю різьби виконаної різцем з ненульовим значенням кута нахилу різальної кромки [Текст] / О.Р.Онисько, П. І. Войтенко, Н. О. Костюк // Наукові нотатки: Міжвузівський збірник. – 2015. – № 50. – С.137–144.

11 ДСТУ ISO 965-3:2005 Національний стандарт України. Нарізі метричні ISO загальної призначеності. Допуски. Частина 3. Відхили (ISO 965–3632:1998, IDT). Видання офіційне. [Текст]. Чинний від 01.07.2007 (БЗ №11–2005/817.); К.: «Держспоживстандарт України», 2008. – 28 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 08.02.16

Рекомендована до друку професором **Мойсициним В.М.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором **Никифорциним О.Р.** (Прикарпатський національний університет ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)

## ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА К ТРАНСПОРТУ НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

А. Н. Гурбанов

НИПИнефтегаз; Азербайджан, Аз. 1123, г. Баку, тел. (99412) 3735393,  
e-mail: q a b d u l a g a @ m a i l . r u

У зв'язку з інтенсивним розвитком нафтогазової промисловості Республіки Азербайджан існує потреба у розробці і впровадженні нових високоефективних технологічних процесів. При видобуванні, зборі та транспортуванні газу в умовах моря у зв'язку зі зміною термодинамічних показників в системі виникають технологічні ускладнення. В результаті цих явищ відбуваються значні втрати газу, газового конденсату та хімічних реагентів. З метою забезпечення безперервного транспортування газу в промислових умовах, потрібне вдосконалення технології підготовки газу до транспортування.

Наведено результати фізико-хімічних і технологічних показників розробленого нового абсорбенту на основі місцевих хімічних продуктів, а також промислових випробувань запропонованої композиції на основі монопропіленгліколю як осушувача газу замість імпортного триетиленгліколю.

На підставі результатів впровадження композиції інгібітора для осушення газу, запобігання гідратуутворенню і солевідкладенню вибрано оптимальний склад абсорбенту та технологічний режим роботи установки осушення газу.

Ключові слова: конденсат, рідка фаза, газопровід, сепаратор, пінні системи, високов'язкі пружні склади.

В связи с интенсивным развитием нефтегазовой промышленности Республики Азербайджан требуется разработка и внедрение новых высокоэффективных технологических процессов. При добыче, сборе и транспорте газа в условиях моря в связи с изменением термодинамических показателей в системе возникают технологические осложнения. В результате этих явлений происходят большие потери газа, газового конденсата и химических реагентов. С целью обеспечения бесперебойного транспорта газа в промышленных условиях требуется усовершенствование технологии подготовки газа к транспорту.

Приведены результаты физико-химических и технологических показателей разработанного нового абсорбента на основе местных химических продуктов. Показаны результаты промышленных испытаний предложенной композиции на основе монопропиленгликоля в качестве осушителя газа взамен импортного триэтиленгликоля.

На основании результатов внедрения композиции ингибитора для осушки газа, предотвращения гидратообразования и солеотложения выбран оптимальный состав абсорбента и технологический режим работы установки осушки газа.

Ключевые слова: конденсат, жидкая фаза, газопровод, сепаратор, пенные системы, высоковязкие упругие составы.

In connection with the intensive development of oil and gas industry in the Republic Azerbaijan, there is a need in development and introduction of new highly efficient technology processes and their improvement. When producing, gathering, and transporting gas under the offshore conditions, there emerge some technological complications because of thermodynamic indices change in the system. These complications disturb normal operational well behavior, gas preparation unit and trunk (main) pipeline conditions. As a result of these phenomena, high volume losses of gas, gas condensate, and chemical reagents take place. On the basis of the field study results, some variants of calculation were given to increase efficiency of low pressure gas transportation system in offshore oil and gas field conditions.

In order to provide continuous gas transportation under field conditions, there is a need to improve the gas preparation technologies for transportation. The article presents the results of the physical-and-chemical and technological indices of the new absorbent developed on the basis of the local chemical products.

The results of the field studies of the composition developed on the basis of the monopropylene glycol as a gas drier instead of the imported triethylene glycol was also shown. Based on the results of introduction of the inhibitor composition for gas drying, prevention of hydrates formation and salt deposition, an optimal absorbent composition and technological mode of the gas drying unit operation were chosen.

Key words: condensate, liquid phase, gas pipeline, separator, foam systems, high viscosity elastic compositions

**Введение.** Высокие темпы развития нефтяной и газовой промышленности Республики связаны с разработкой и внедрением новых высокоэффективных технологических процессов с целью повышения эффективности технологии подготовки и транспортировки нефти и газа из морских месторождений.

При добыче, сборе и транспорте газа и газового конденсата на морских месторождениях происходят изменения термодинамических показателей, влияющие на образование техно-

логических осложнений, связанных с отделением в транспортной системе жидкой фазы. Кроме того, при определенных условиях образуются твердые гидратные соединения и отложения минеральных солей, способствующие полному закупориванию нефтегазопроводов.

**Состояние проблемы.** В системе промышленной подготовки газа для борьбы с технологическими осложнениями применяются различные ингибиторы индивидуального дей-

ствия, а именно: для осушки гликоля; для предупреждения гидратообразования, в основном, метанол, водные растворы хлорида кальция; против солеотложения – ГМФН, реагент А-4 и различные его модификации, поверхностно-активные вещества и др. [1-2].

Опыт эксплуатации установки комплексной подготовки газа показал, что применение нескольких ингибиторов индивидуального действия усложняет схемы промышленной подготовки газа и повышает энергозатраты на процесс.

До последнего времени для осушки природного и компримированного газа на нефтегазодобывающих промыслах Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики (ГНКАР), в частности, широко применялся триэтиленгликоль (ТЭГ) [3,4].

Триэтиленгликоль, являясь хорошим абсорбентом, имеет ряд технологических и технических недостатков: сложность регенерации водных растворов, повышенная вязкость и температура замерзания, высокая стоимость, токсичность, дефицитность, кроме того он, в основном, изготавливается за рубежом, что требует больших валютных затрат на закупку и доставку его на промысел.

Целью исследований является разработка новой композиции ингибитора комплексного действия для повышения качества обрабатываемого газа, упрощения технологической схемы установки и предотвращения промышленных осложнений.

Изложение основного материала. Для разработки новых композиционных ингибиторов на основе местных нефтехимических продуктов, были отобраны образцы различных химических реагентов и в лабораторных условиях были проведены экспериментальные исследования по определению их основных физико-химических и технологических показателей.

Результаты экспериментов показали, что среди исследуемых реагентов для осушки газа, предотвращения гидратообразования и солеотложения, наиболее эффективным является композиция ингибитора, создаваемая на основе монопропиленгликоля (МПГ), пилпропиленгликоля, сульфанола и лигносульфоната.

Состав и основные физико-химические показатели комплексного абсорбента приведены ниже:

агрегатное состояние	коричневая жидкость
монопропиленгликоль (МПГ), % масс.	90- 92,0
полипропиленгликоль (или метанол) % масс.	5-7,0
лигносульфонат (ЛС)	0,5 - 1,0
сульфонол	0,05 0,1
вода	остальное
плотность при 20 <sup>0</sup> С, кг/м <sup>3</sup>	1025÷1030
вязкость при 20 <sup>0</sup> С, мм <sup>2</sup> /с	20 ÷ 26
температура застывания, <sup>0</sup> С	минус 65-68
температура начала кипения, <sup>0</sup> С	185
среда, рН среды	7,0-7,1

Основным технологическим показателем процесса подготовки газа является температура точки росы осушаемого газа. С целью определения осушающей способности композиции ингибитора проведены лабораторные исследования.

Результаты исследований по осушке газа с использованием предложенной композиции приведены на рис. 1, из которого видно, что она обладает глубокой степенью осушки газа.

Установлено, что при одинаковой концентрации гликолей степень осушки газа при использовании композиции на основе монопропиленгликоля по сравнению со степенью осушки газа традиционными гликолями ДЭГ и ТЭГ практически равны. Используя предложенную графическую зависимость при заданной температуре и концентрации гликоля в промышленных условиях, можно определить степень осушки газа.

Другим важным показателем предложенного абсорбента является его регенерирующая способность, так как от степени регенерации зависит концентрация регенерируемого абсорбента и температура точки росы осушаемого газа. Кроме того, достаточная степень регенерации позволяет повторно использовать абсорбент в системе. Результаты опытов, проведенных в регенерационной колонне, показали, что при температуре 130-145<sup>0</sup>С водные растворы композиции на основе монопропиленгликоля практически полностью регенерируются. Установлено, что температура необходимая для регенерации водных растворов композиции, намного ниже, чем температура регенерации ДЭГ и ТЭГ. Опыты также показали, что для регенерации ДЭГ и ТЭГ (98–99 %) требуется использование вакуумной установки, что значительно повышает стоимость процесса осушки газа в условиях производства.

Одним из положительных показателей композиции ингибитора является ее низкая температура замерзания. Например, 75-80% раствор ее замерзает при температуре минус 70-75<sup>0</sup>С, полностью смешивается с водой в любых отношениях. Низкая температура замерзания композиции, дает возможность использовать ее для предотвращения гидратообразования в процессе промышленной подготовки газа при широких интервалах температур.

Определено понижение температуры начала гидратообразования газа в зависимости от концентрации водных растворов композиции ингибитора и традиционного ингибитора, широко применяемых для предотвращения гидратообразования в системе добычи и промышленной подготовки газа на основе водного раствора моноэтиленгликоля.

Из рисунка 2 видно, что водные растворы композиции ингибитора обладают хорошими антигидратными свойствами, поэтому предложено использование его, наряду с традиционными реагентами, для предотвращения гидратообразования в технологию подготовки природного и нефтяного газа к транспорту.

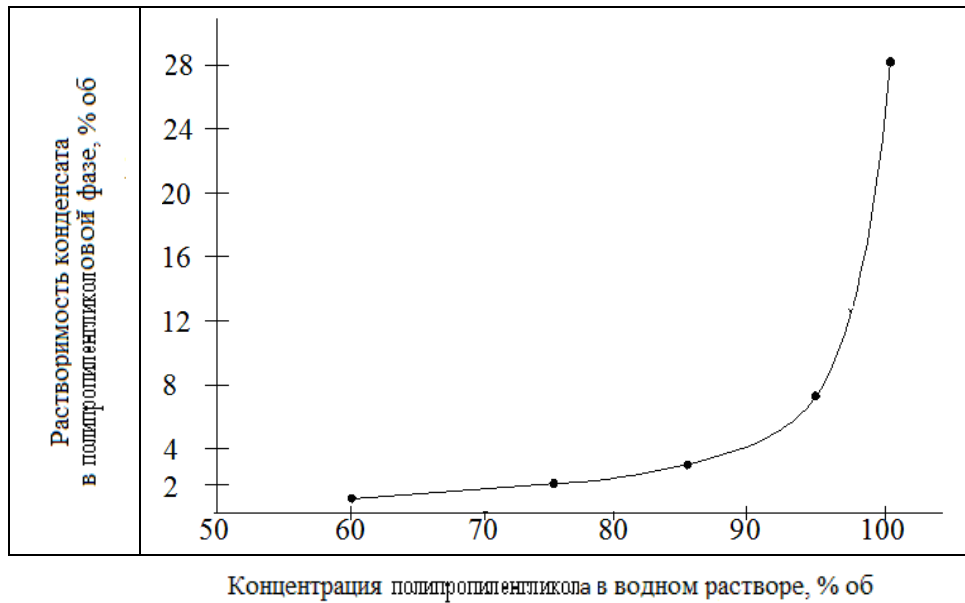


Рисунок 1 – Концентрації поліпропіленгликоля в водному розстворі

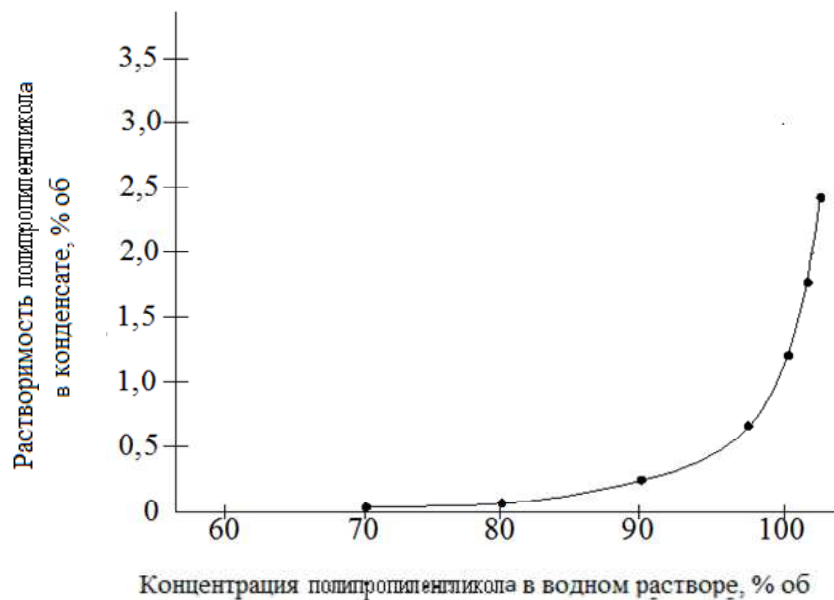


Рисунок 2 – Концентрації поліпропіленгликоля в водному розстворі

Исследования по определению эффективности в качестве ингибитора солеотложения проводились на лабораторной установке. Для проведения опытов была использована пластовая вода общей минерализацией 80 г/л.

Пластовая вода заливалась в сосуд, из которого через дозатор вместе с потоком природного газа поступала на образец-свидетель, помещенный в нагревательную печь.

Температуру в печи поддерживали автотрансформатором в пределах 100-120°C и контролировали с помощью термометра. Объем пропущенной жидкости в каждом опыте составлял 5 л. По окончании опыта образец-свидетель осушали при температуре 120°C, после чего взвешивали для определения количества отложений на его поверхности.

Эффективность композиции по предупреждению солеотложений определялась по формуле:

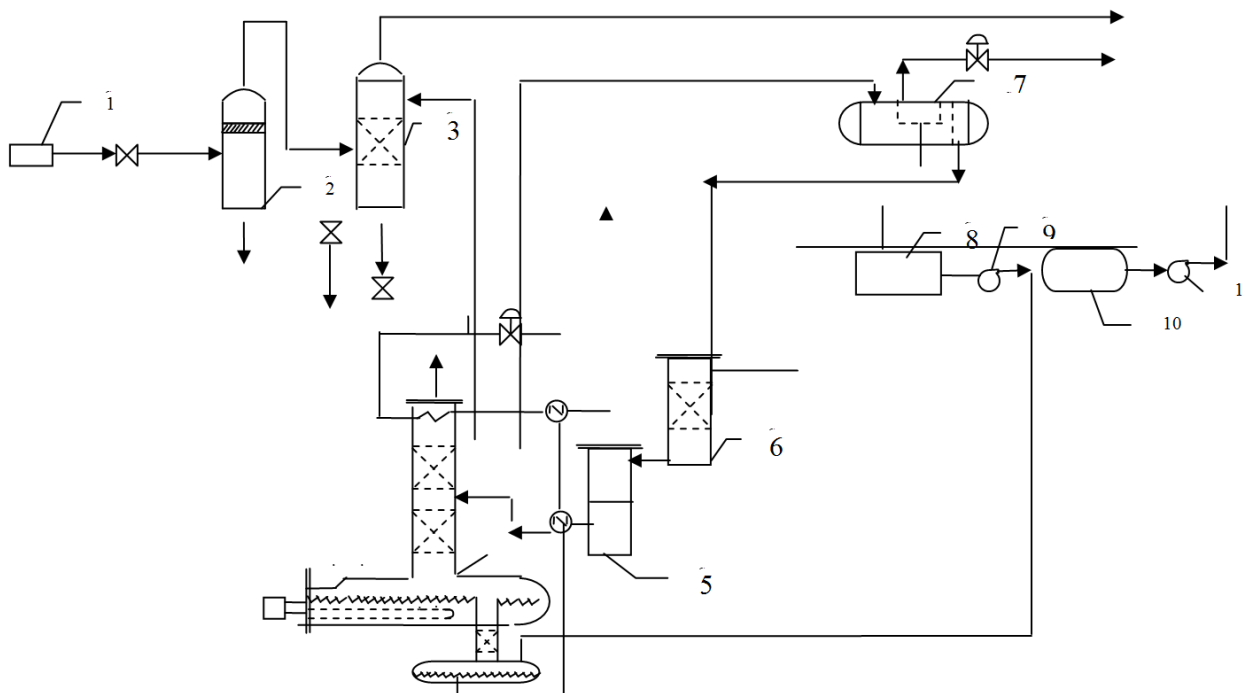
$$\mathcal{E} = (M_0 - M) \times 100 / M_0$$

где  $\mathcal{E}$  – эффективность действия;

$M_0$  и  $M$  – масса осадка, выпавшего на образце без и с добавкой ингибитора.

В таблице 1 представлены результаты исследований композиции как ингибитора солеотложений.

Из таблицы видно, что использование композиции позволяет достичь высокого защитного эффекта предотвращения отложения солей в стволах скважин, отдельных узлах установок комплексной подготовки газа и на теплообменных поверхностях установок регенерации осушителей газа. Действие добавок композиции на снижение выпадения солей из пласто-



1 – компрессорная станция; 2 – сепаратор; 3 – абсорбер; 4 – блок регенерации гликоля;  
5 – механический фильтр; 6 – угольный фильтр; 7 – емкость для свежего гликоля;  
8 – емкость для насыщенного гликоля; 9 – насос; 10, 11 – теплообменники

Рисунок 3 – Технологическая схема установки осушки газа в НГДУ им. Н. Нариманова

Таблица 1 – Эффективность использования композиции ингибитора по результатам исследования

Содержание композиции в пластовой воде, г/м <sup>3</sup>	Количество осадка в теплообменной поверхности образца, г	Защитный эффект, %
0	0,4100	—
10	0,1230	70
20	0,0492	88
30	0,0370	91
40	0,0328	92

вых вод обусловлено полукolloидными свойствами мыльноподобных поверхностно-активных веществ, к которым относится данная композиция. Наличие солей в композиции сильно повышает их гидрофильность, что позволяет получать растворы высоких концентраций. При дальнейшем увеличении концентрации ингибитора эффект защиты от солеотложения повышается незначительно, что говорит о наличии порогового эффекта у ингибиторов солеотложения.

Добавка сульфанола и лигносульфоната в смесь монопропиленгликоля, полипропиленгликоля позволяет получить синергетическую композицию, которая способствует комплексному решению вопросов осушки газа, предотвращения гидратообразования и отложения минеральных солей при промысловой обработки газа.

На основании полученных положительных результатов экспериментальных исследований, нами проводились испытания композиции ингибитора в промышленных условиях в качестве осушителя природного и компримированного газа. Испытания проводились на промышленной установке, действующей на НГДУ имени Н. Нариманова.

Технологическая схема промышленной установки осушки газа показана на рис. 3. Для проведения опытных испытаний установка была заполнена 10 тоннами композиции на основе монопропиленгликоля.

При испытании монопропиленгликоля установка осушки газа имела следующие технологические параметры:

Производительность установки по газу, млн. м <sup>3</sup> /сут.	1,8 – 2,2
Давление газа на входе абсорбера, МПа	5,3 – 5,5
Давление газа на выходе из абсорбера, МПа	5,1 – 5,3
Температура газа на входе абсорбера, °С	15 – 17
Удельный расход гликоля, подаваемого в абсорбер, кг/1000 м <sup>3</sup> газа	20 – 25
Температура регенерации насыщенного гликоля, °С	130 – 145

В ходе испытания были определены следующие параметры: давление, температура процесса осушки, количество абсорбента, впрыскиваемого в газовый поток, концентрация

Таблица 2 – Результаты опытно-промышленных испытаний композиции ингибитора на установке осушки газа

Мероприятия	Газ			Концентрация насыщенной водяными парами композиции, % масс.	Концентрация регенерируемой композиции, % масс.	Температура генерируемой композиции, °С	Температура точки росы осушаемого газа, °С	Производительность установки по газу, млн. м <sup>3</sup> /сут	Потери композиции, газа г/1000м <sup>3</sup>	Количество подаваемой композиции в газовый поток, кг/1000 м <sup>3</sup>	Защитный эффект по солеотложению, %
	Давление, МПа		Тем. °С								
	На входе абсорбера	На выходе абсорбера	На входе абсорбера								
ТЭГ	5,3	5,1	15,5	97,5	98,0	160-165	минус 28	1,250	25	20-25	—
После	5,2	5,0	14,5	97,5	99,5	150	минус 26	1,250	25	20-25	86,5
После	5,2	5,0	14,8	97,5	99,0	145	минус 25	1,250	25	20-25	86,5
После	5,0	4,9	14,6	97,5	99,0	145	минус 25	1,250	30	20-25	85,8
После	5,1	5,0	15,2	97,5	98,5	135	минус 24	1,260	30	20-25	85,3
После	5,0	4,9	15,4	97,5	98,0	135	минус 24	1,295	30	20-25	86,4
После	5,0	4,9	15,5	97,5	97,0	130	минус 23	1,285	30	20-25	85,8
После	5,1	4,9	14,8	97,5	98,0	132	минус 24	1,285	30	20-25	86,5
После	5,2	5,1	15,5	97,5	98,0	134	минус 23	1,280	30	20-25	85,8
После	5,2	5,0	15,5	97,5	98,0	135	минус 23	1,280	30	20-25	86,4

насыщенного композиции, производительность установки по газу, температура регенерации, общие потери композиции в системе и др.

Данные опытных испытаний композиции на действующей установке НГДУ им. Н. Нариманова приведены в таблице 2.

Результаты многократного использования композиции ингибитора в системе промышленной подготовки газа показали, что за время испытаний никаких технологических осложнений в работе установки не наблюдалось.

Общие потери композиции на основе монопропиленгликоля для всех режимов работы установки составили 25–30 г/1000 м<sup>3</sup> газа. На основании результатов проведенных промышленных исследований было рассмотрено несколько вариантов с целью повышения эффективности системы транспортировки газа и газового конденсата в условиях морских месторождений.

**Первый вариант:** чтобы обеспечить нормальную транспортировку низконапорного газа по морским газопроводам, необходимо найти оптимальное рабочее давление высоконапорного газа для вытеснения выпавшей из газа жидкости и обеспечить нормальную работу газлифтных скважин.

Результаты расчетов показали, что для поднятия первой части накопленной жидкости из трубопровода рабочее давление должно составлять  $P = 0,3 \rho g H$ , а для вытеснения второй части жидкости -  $P = 0,7 \div 1,0 \rho g H$ . Для полной очистки трубопровода от жидкой фазы требуется давление  $P_{\max} = 4,5 \div 5,0$  МПа.

Таким образом, расчётным путём найдено оптимальное рабочее давление газа, необходимо для вытеснения скапливающейся жидкости из трубопровода, проложенного по дну моря.

Следует отметить, что с целью обеспечения беспрепятственной транспортировки низконапорного газа между глубоководными основаниями месторождениях рекомендуется произвести подключение низконапорного нефтегазопровода к газопроводу высоконапорного газа ( $P = 4,5 \div 5,0$  МПа), используемому в системе газлифта.

Однако этот вариант не обеспечивает нормальную транспортировку нефти на морских глубоководных трубопроводах в связи с образованием гидратных пробок в транспортной системе. Поэтому этот вопрос должен решаться комплексно.

**Второй вариант:** повышение, эффективности подготовки и транспортировки газа и газового конденсата на морских месторождениях требует разработки и внедрения новых комплексных способов, одновременно обеспечивающих вытеснение жидкой фазы из трубопроводов и предотвращения образования гидратных пробок в транспортной системе. С целью выбора и разработки новых реагентов на основе местных нефтехимических продуктов были отобраны образцы различных составов, и в лабораторных условиях были проведены экспериментальные исследования по определению их основных физико-химических и технологических показателей.

На основании опытно-промышленных испытаний композиции на установке осушки газа

в НГДУ им. Н. Нариманова был выбран следующий технологический режим:

Концентрация регенерированного абсорбента, % (об.)	98 – 99
Концентрация абсорбента, насыщенного водяными парами, % (об.)	95 – 96
Температура регенерации абсорбента, °С	
в зимнее время	135 - 145
в летнее время	130 – 140
Температура на контакте газ – абсорбент, °С	15 - 20
Количество впрыскиваемого в поток газа-абсорбента, кг/1000 м <sup>3</sup> газа	20- 25

Использование предложенного комплексного мероприятия позволит повысить интенсивность вытеснения выпавшей жидкой фазы и предотвратить образования гидратных пробок в системе транспортировки низконапорного газа между глубоководными морскими газлифтными скважинами.

Применение этого способа исключает выпадение жидкой фазы в трубопроводе и предотвращает образования гидратов в системе и повысить эффективности газлифтного способа добычи нефти на месторождениях.

Предложенный способ очень прост, и его внедрение потребует некоторых изменений в технологии существующего газопромыслового оборудования.

Наряду с вышеуказанным способом для очистки низконапорного трубопровода от жидкой фазы и других примесей предлагается использовать гелеобразные и высоковязкие упругие составы.

Следует отметить, что при внедрении данной разработки в систему промысловой подготовки и транспортировки газа и газового конденсата на морских месторождениях можно достичь нижеследующего:

– будут исключены нефтегазовые потери и остановки газлифтных скважины за счет образования гидратов в системе;

– будет предотвращено попадание жидкой фазы на внутрипромысловом газо- и газоконденсатопроводе, за счет чего повысится и стабилизируется технологический режим работы транспортной сети и газлифтных скважин;

– расходы газа на добыче и транспортировке газоконденсата добываемой газлифтным способом значительно уменьшится;

– использование комплексного абсорбента, разработанного на основе отечественных нефтехимических продуктов, позволит исключить закупку импортных химических реагентов.

Результаты проведенных опытно-промышленных испытаний также показали, что композиция на основе монопропиленгликоля обеспечивает требуемую точку росы осушаемого газа и является эффективным, экологически чистым абсорбентом и не создает трудностей технологического процесса на установке осушки газа.

На основании положительных результатов испытания композиция была рекомендована для широкого внедрения на нефтегазодобывающих промыслах Государственной Нефтяной Компании Республики.

На основании результатов проведенных исследований сделаны нижеследующие выводы:

1. Проанализировано существующее состояние технологии сбора и подготовки низконапорного газа, осуществлены сбор и анализ фактических промысловых данных по газлифтным скважинам НГДУ им. Н. Нариманова.

2. Расчетным путём установлено рабочее давление высоконапорного газа для вытеснения жидкой фазы, выпавшей при транспортировке низконапорного нефтяного газа между глубоководными морскими платформами.

3. На основании результатов исследования с целью предотвращения гидратообразования и выпадения жидкой фазы в трубопроводе низконапорного газа предложено использовать композиции ингибитора, создаваемые на основе различных химических реагентов отечественного производства.

4. Предложен способ для вытеснения выпавшей жидкой фазы из трубопровода низконапорного газа с применением высоковязкого упругого состава.

#### Литература

1 Бухгалтер Э. Б. Метанол и его использование в газовой промышленности / Э. Б. Бухгалтер. – М.: Недра, 1986. – 238 с.

2 Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – М.: Недра, 1999. – 362 с.

3 Гурбанов А. Н. Выбор и исследование нового ингибитора для подготовки газа к транспорту / А. Н. Гурбанов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 7. – С. 56-63.

4 Гурбанов А. Н. Промышленные испытания монопропиленгликоля в качестве осушителя природного газа / А. Н. Гурбанов // Нафтогазова енергетика. – 2011. – № 1(14). – С. 29-33.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
27.01.16

Рекомендована до друку  
професором **Тарком Я.Б.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Мамедовим Т.**  
(НІПНафтогаз, Азербайджан, м. Баку)

## СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ БЕЗТРАНШЕЙНОГО РЕМОНТУ ТЕПЛОГАЗОВИХ МЕРЕЖ

<sup>1</sup>К. А. Поляруш, <sup>2</sup>Я. В. Дорошенко, <sup>2</sup>С. І. Тихонов, <sup>2</sup>А. Р. Бабій

<sup>1</sup>ПАТ "Київенерго" СВП "Київські Теплові Мережі" РТМ "Печерськ";  
01103, м. Київ, вул. Товарна, 1, тел. (044) 529-88-75, e-mail: pubrel@kievenergo.com.ua

<sup>2</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157,  
e-mail: snp@nimg.edu.ua

Обґрунтовано доцільність розроблення рекомендацій з вибору сучасних технологій безтраншейного ремонту трубопроводів теплогазових мереж, мереж водопостачання, водовідведення міст України, доцільність розроблення нормативно-технічної бази, проведення експертиз, наукового опрацювання, підготовки висококваліфікованих працівників, випробування та масштабного впровадження в Україні безтраншейних технологій ремонту трубопроводів міст, що дасть змогу забезпечити їх необхідну надійність і експлуатаційну довговічність.

Розглянуто порядок підготовки трубопроводів теплогазових мереж до безтраншейного ремонту (очищення, контроль якості очищення та геометрії внутрішньої порожнини трубопроводів). Наведено тренди сьогодення з безтраншейного ремонту теплогазових мереж різними матеріалами. Проаналізовано технічні можливості сучасних безтраншейних технологій і встановлено їх придатність для ремонту трубопроводів теплогазових мереж міст України. Класифіковано та здійснено аналіз існуючих в світі методів безтраншейного ремонту теплогазових мереж, включаючи лайнери (методи "труба в трубі", "U-лайн", "Swigeling", протягування полімерної труби з руйнуванням дефектного трубопроводу, "Прімум Лайн", "панчоха"), нанесення цементно-піщаного або цементно-полімерного покриття на внутрішню поверхню дефектного сталевих трубопроводу. Виділено можливості, особливості, діапазон технічних параметрів, переваги та недоліки кожного з них, зроблено висновки про придатність того чи іншого методу для ремонту різних дефектних ділянок трубопроводів теплогазових мереж. Наведено чинники, які треба враховувати під час прийняття рішення про ремонт теплогазових мереж безтраншейними технологіями.

Ключові слова: дефектний сталевий трубопровід, лайнер, полімерна труба, протягування, рукав, цементно-полімерне покриття.

Обоснована целесообразность разработки рекомендаций по выбору современных технологий бестраншейного ремонта трубопроводов теплогазовых сетей, сетей водоснабжения, водоотведения городов Украины, целесообразность разработки нормативно-технической базы, проведение экспертиз, научной проработки, подготовки высококвалифицированных работников, испытания и масштабного внедрения в Украине бестраншейных технологий ремонта трубопроводов городов, что позволит обеспечить их необходимую надежность и эксплуатационную долговечность.

Рассмотрен порядок подготовки трубопроводов теплогазовых сетей к бестраншейному ремонту (очистка, контроль качества очистки и геометрии внутренней полости трубопроводов). Приведены тренды с бестраншейного ремонта теплогазовых сетей различными материалами. Проанализированы технические возможности современных бестраншейных технологий и установлено их пригодность для ремонта трубопроводов теплогазовых сетей городов Украины. Осуществлен анализ и проведена классификация существующих в мире методов бестраншейного ремонта теплогазовых сетей, включая лайнери (методы "труба в трубе", "U-лайн", "Swigeling", протягивания полимерной трубы с разрушением дефектного трубопровода, "Прімум Лайн", "чулок"), нанесения цементно-песчаного или цементно-полимерного покрытия на внутреннюю поверхность дефектного стального трубопровода. Выделены возможности, особенности, диапазон технических параметров, преимущества и недостатки каждого из них, сделаны выводы о пригодности того или иного метода для ремонта различных дефектных участков трубопроводов теплогазовых сетей. Приведены факторы, которые необходимо учитывать при принятии решения о ремонте теплогазовых сетей по бестраншейным технологиям.

Ключевые слова: дефектный стальной трубопровод, лайнер, полимерная труба, протягивание, рукав, цементно-полимерное покрытие.

The article justifies expediency of recommendations development for choosing of modern technologies for trenchless pipeline repair of gas and heat networks, water supply networks, and wastewater disposal systems of Ukrainian cities. The feasibility of development of normative and technical base, carrying-out of examinations, scientific studies, training of highly qualified personnel, testing and large-scale introduction of trenchless pipeline repair technologies in Ukrainian cities will allow to provide them with the necessary operational reliability and durability.

The article also considers the preparation procedure of gas and heat pipeline networks for trenchless repair (cleaning, cleaning quality control, and geometry of the internal pipelines cavity). The modern trends for trenchless repair of gas and heat networks with the help of different materials are shown. Technical capabilities of the modern trenchless technologies are analyzed and their suitability for repair of the gas and heat networks pipelines of Ukrainian cities is determined. The existing methods for trenchless repair of the gas and heat networks, including liners (methods "pipe in pipe", "U-liner", "Swigeling", polymer pipe laying with the defective pipeline destruction,

“PRIMUS Line”, “stocking”), and covering of the internal surface of the defective steel pipeline with cement-sand or cement-polymer coating are classified and analyzed. The possibilities, peculiarities, and range of technical parameters, advantages, and disadvantages of each of them are distinguished and conclusions about suitability of the methods for repairing different defective parts of the gas and heat networks pipelines are made. The factors that should be considered when making a decision on repair of the gas and heat networks with the help of the trenchless technologies are shown.

Key words: defective steel pipeline, liner, polymer pipe, laying, hose, cement-polymer coating

**Вступ.** З часом усі комунікації міст та населених пунктів старіють і потребують ремонту, реконструкції. Старіння підземних трубопроводних комунікацій призводить до аварій і зменшення пропускної здатності трубопроводів.

Втрати води з мереж теплопостачання можуть бути причиною підняття рівня ґрунтових вод, що призводить до зсуву ґрунтів, руйнування будівель та споруд. Доволі часто відбувається розмивання ґрунту під автодорогами, що призводить до провалювання автомашин у вимиті порожнини (рис. 1, а). Нерідко наслідком аварій мереж теплопостачання є фонтани води в містах (рис. 1, б). Особливо небезпечними є витoki природного газу з газових мереж міст, які можуть призводити до вибухів (рис. 2). Фактично старі комунікації міст є постійною загрозою життю і здоров'ю мешканцям міст – “мінами” час і місце вибуху яких невідомі. В містах, де стан комунікацій незадовільний, доцільним є уникання місць просідання асфальту автодорогі, асфальту, бруківки тротуарів.

Другим негативним моментом є щорічні великі матеріальні втрати, які з року в рік збільшуються через аварійний стан підземних інженерних комунікацій. За офіційними статистичними даними витoki та не зафіксовані витрати води з систем теплопостачання складають близько 15-20 % від усієї подачі води в рік, а в ряді міст втрати сягають 30-40 %.

З іншої сторони, практика експлуатації сталевих мереж теплопостачання підтверджує їх ненадійність, що вимагає дострокової заміни дефектних ділянок трубопроводів уже через 10-15 років експлуатації (особливо діаметром до 300 мм). Аварійність металевих трубопроводів перевищує аварійність трубопроводів із полімерних матеріалів в 8-10 разів. Станом на сьогодні в більшості країн світу з розвинутою економікою більше 80 % трубопроводів, які вводяться в експлуатацію після спорудження чи ремонту виготовлені із полімерних матеріалів. Причому загальновідомо, що міцнісні властивості сталевих труб, наприклад, в системах теплопостачання, водопостачання використовуються тільки на 2...4%, що є наслідком монополізму чорної металургії.

Традиційні траншейні технології ремонту теплогазових мереж є надзвичайно ресурсомісткими і пов'язані з виконанням великих обсягів земляних робіт, кріпленням стінок траншей, котлованів, перекиванням доріг, руйнуванням дорожнього полотна та зеленої зони, порушенням інфраструктури, благоустрою міст, що вимагає збільшення витрат на відновлювальні роботи, ускладнює дорожній рух, спричинює соціальний дискомфорт. В щільно забудованих

місцях, центрах міст, як правило, траншейна технологія ремонту теплогазових мереж є взагалі неприйнятною.



а)



б)

а) провалювання автомашин у вимиту порожнину; б) фонтан води

**Рисунок 1 – Наслідки аварій мереж теплопостачання**



**Рисунок 2 – Наслідки аварії мережі газопостачання**

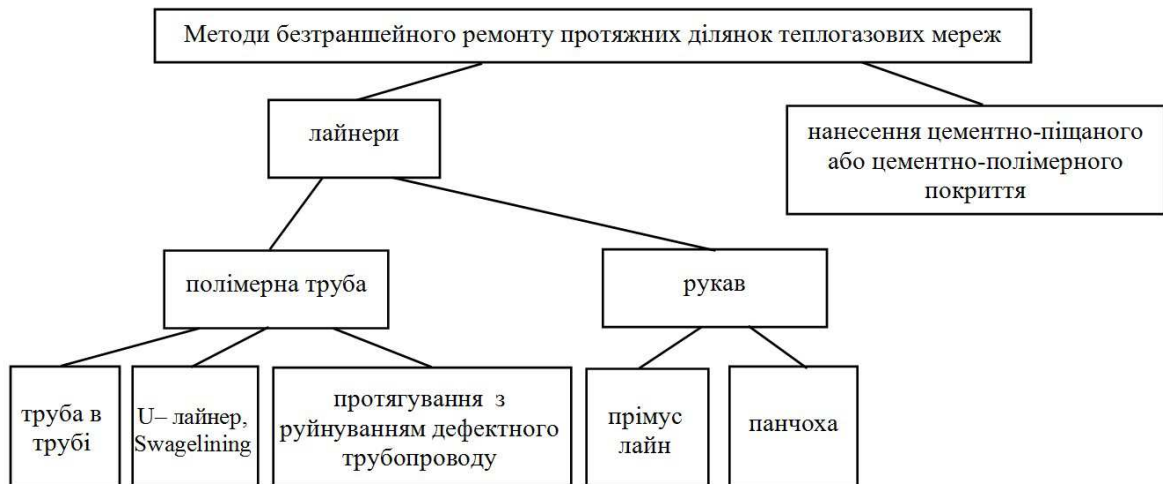


Рисунок 3 – Методи безтраншейного ремонту протяжних ділянок теплогазових мереж

Саме тому безтраншейні технології ремонту трубопроводів з протягуванням нової труби чи рукава виготовлених із полімерних матеріалів у дефектний металевий трубопровід, коли земляні роботи зведено до мінімуму або взагалі відсутні є найефективнішим та найрентабельнішим рішенням проблеми відновлення теплогазових мереж.

За даними статистики в таких країнах, як Великобританія, Німеччина, Скандинавські країни, США 95 % усього обсягу робіт з ремонту підземних комунікацій виконується безтраншейними технологіями. В багатьох великих містах Америки та Західної Європи прокладати та реконструювати інженерні комунікації відкритим способом заборонено.

На сьогодні безтраншейними технологіями ремонту теплогазових мереж займаються багато зарубіжних науковців, фірм. Одними з найактуальніших праць, присвячених безтраншейним технологіям є [1-8].

За даними ДК Газ України та провідних експертів енергетичних програм аналітичного Центра Розумкова Українські теплогазові мережі безнадійно застаріли і їх знос перевищує 75 %. Їхній стан близький до критичного, про що свідчить збільшення кількості вибухів побутового газу в різних містах України, розривів теплових мереж. На кожні 100 км сталевих трубопроводів за один рік в середньому відбувається 55 аварій, причому з кожним роком стан погіршується. До того ж в Україні практично не розробляються і не впроваджуються безтраншейні технології ремонту теплогазових мереж міст та населених пунктів. Ці, а також цілий ряд інших чинників обумовлюють особливу актуальність розроблення та масштабного впровадження безтраншейних технологій реконструкції теплогазових мереж України. Як зазначено у низці досліджень зарубіжних учених, XXI століття стане сторіччям заміни всіх інженерних комунікацій, побудованих у XX столітті.

Масовість, висока вартість та жорсткі вимоги, які висуваються до ремонту та реконструкції теплогазових мереж, вимагають вирішення складних науково-технічних задач, ви-

вчення та впровадження передових досягнень сучасної науки і техніки. Для розроблення і впровадження ефективних, економічних безтраншейних технологій ремонту теплогазових мереж міст України треба вивчати передовий світовий досвід, виділити найефективніші технології, встановити їх можливості, переваги та недоліки, розробити рекомендації з вибору сучасних технологій ремонту трубопроводів теплогазових мереж, мереж водопостачання, водовідведення міст України.

#### Виклад основного матеріалу

Здійснивши аналіз існуючих у світі методів безтраншейного ремонту протяжних ділянок теплогазових мереж їх класифіковано таким чином (рис. 3):

- протягування полімерної труби меншого діаметра в дефектний сталевий трубопровід – метод “труба в трубі”;
- протягування полімерної труби в дефектний сталевий трубопровід з розширенням протягнутої труби до її щільного прилягання до внутрішньої стінки дефектного трубопроводу – метод “U-лайнер”, метод “Swagelining”;
- протягування полімерної труби з руйнуванням дефектного трубопроводу;
- протягування синтетичного рукава в дефектний сталевий трубопровід – метод “Прімум Лайн”;
- вивертання синтетичного рукава в дефектний сталевий трубопровід – метод “панчоха”;
- нанесення цементно-піщаного або цементно-полімерного покриття на внутрішню поверхню дефектного сталевого трубопроводу.

Вибір методу безтраншейного ремонту залежить від:

- діаметру трубопроводу, кількості поворотів та їх кутів;
- потрібної швидкості виконання робіт;
- допустимого обсягу земляних і відновлювальних робіт;
- потрібної міцності та несучої здатності трубопроводу;
- кваліфікації персоналу та наявної техніки.

В деяких випадках для виконання поставлених цілей раціональним рішенням є комбінований метод ремонту.

Перед ремонтом трубопроводів теплогазових мереж будь-яким методом треба очистити їх внутрішню порожнину. Після чого контролюють якість очистки та геометрію (виявляють наявність вм'ятин, гофрів, та інших порушень) внутрішньої порожнини трубопроводу самохідними внутрішньотрубними відеокамерами (рис. 4).



**Рисунок 4 – Контроль внутрішньої порожнини трубопроводу самохідною відеокамерою**

Методом “труба в трубі” ремонтують прямолінійні ділянки трубопроводів теплогазових мереж (рис. 5). Даним методом можна ремонтувати трубопроводи, які мають наскрізні корозійні або інші дефекти стінки труби.



**Рисунок 5 – Ремонт трубопроводу методом “труба в трубі” в місті Венеція**

Протягувати нову полімерну трубу у дефектний сталевий трубопровід доцільно, якщо:

- дефектний трубопровід не має суцільних розривів;
- профіль та внутрішня геометрія дефектного трубопроводу дає змогу протягнути новий трубопровід у дефектний;
- існує можливість відключення ремонтної ділянки трубопроводу на час виконання ремонтних робіт.

Методом “труба в трубі” дає змогу протягувати в дефектний сталевий трубопровід нові ділянки полімерного трубопроводу довжиною декілька сотень метрів при мінімальному об'ємі земляних робіт.

Зменшення прохідного діаметра труби значно не впливає на пропускну здатність трубопроводу через те, що гідравлічні характеристики полімерних труб значно кращі ніж сталевих.

Переваги методу “труба в трубі”:

- мінімальний об'єм земляних робіт. В більшості випадків виконується протягування з котловану в котлован (колодязя в колодязь, що означає повне виключення земляних робіт);
- роботи можна виконувати в колодязі (камері) будь-якого діаметра (полімерна труба повинна бути намотана на барабан);
- широка сфера застосування;
- довжина ремонтної ділянки трубопроводу може складати до сотень метрів (залежно від діаметра, наявності поворотів, ґрунту, матеріалу ремонтної труби тощо);
- відносна дешевизна;
- мінімальні технічні складнощі;
- відсутність ризику пошкодження інших трубопроводів, які проходять поряд з ремонтованим;
- міцний, довговічний матеріал протягнутого трубопроводу (термін придатності більше 50 років);
- додатковий захист полімерної труби від зовнішніх пошкоджень оскільки вона розміщена в сталевому трубопроводі;
- не потрібно додаткової техніки (компресорів, парогенераторів тощо).

Недоліки методу “труба в трубі”:

- велика матеріаломісткість та трудомісткість;
- незначне збільшення гідравлічних втрат в результаті зменшення діаметру ділянки трубопроводу;
- великий розмір монтажного майданчика у разі протягування полімерних труб не намотаних на барабан.

Метод протягування полімерної труби з руйнуванням дефектного сталевого трубопроводу застосовують тоді, коли треба зберегти або збільшити діаметр ремонтного трубопроводу. Цим методом безтраншейно замінюють старі трубопроводи з сталі, чавуна, бетону, кераміки, азбестоцементу, пластику на нові труби з полімерних та інших матеріалів.

Під час протягування нової полімерної труби старий трубопровід руйнується розширювачем (рис. 6). Керамічні, бетонні, чавунні і азбестоцементні труби роздроблюються на частини і вдавлюються в ґрунт, а труби із сталі або синтетичних матеріалів розрізаються і розвальцьовуються. Цей метод руйнування передбачає, що зруйнована стара труба вдавлюється в ґрунт. Для протягування таким методом треба прикладати значні тягові зусилля, тому тягові засоби повинні бути відповідної потужності, а тяговий трос доцільно замінити на штангу.

Крім правильного підбору устаткування для протягування треба точно визначити тип ґрунтів в місці виконання робіт. В деяких типах ґрунтів розширювання легко виконувати, а для піску чи щільно ущільненої глини для зменшення тертя може знадобитись бентоніт. В кам'янистому ґрунті збільшення діаметра нового



**Рисунок 6 – Розширювач для руйнування дефектного металевго трубопроводу**

трубопроводу обмежене. Іншими чинниками, які повинні бути враховані є глибина ґрунтових вод, наявність скельних порід, доступність до місця виконання робіт. Крім того, слід особливо увагу приділити питанню наявності комунікації поряд з ремонтованим трубопроводом, оскільки існує реальна загроза їх пошкодження.

Переваги методу протягування полімерної труби з руйнуванням дефектного сталевго трубопроводу:

- збереження або збільшення діаметра ремонтваного трубопроводу до  $1,5 D_3$ ;
- мінімальний об'єм земляних робіт. В більшості випадків виконується протягування з котловану в котлован;
- роботи можна виконувати в колодязі (камері) будь-якого діаметра (полімерна труба повинна бути намотана на барабан);
- не потрібно додаткової техніки (компресорів, парогенераторів тощо).

Недоліки методу протягування полімерної труби з руйнуванням дефектного сталевго трубопроводу:

- ризик пошкодження інших трубопроводів, які проходять поряд з ремонтованим;
- ризик пошкодження полімерної труби до зруйнованого дефектного трубопроводу;
- велика матеріаломісткість та трудомісткість;
- великий розмір монтажного майданчика у разі протягування полімерних труб не намотаних на барабан.

Методом протягування полімерної труби з розширенням протягнутої труби до її щільного прилягання до внутрішньої стінки дефектного сталевго трубопроводу ремонтують трубопроводи теплогазових мереж. Даний метод можна застосовувати навіть у разі наявності в дефектній трубі тріщин, зруйнованих ділянок або невеликих зміщень зварних з'єднань.

Технологія методу полягає в протягуванні у відновлювальний трубопровід поліетиленової труби, яка має тимчасово зменшений діаметр. Після протягування спеціальним обладнанням відновлюють круглий переріз протягнутої поліетиленової труби. При цьому поліетиленова труба щільно прилягає до внутрішньої поверхні ремонтваного трубопроводу.

Методом протягування полімерної труби в дефектний сталевий трубопровід з розширенням

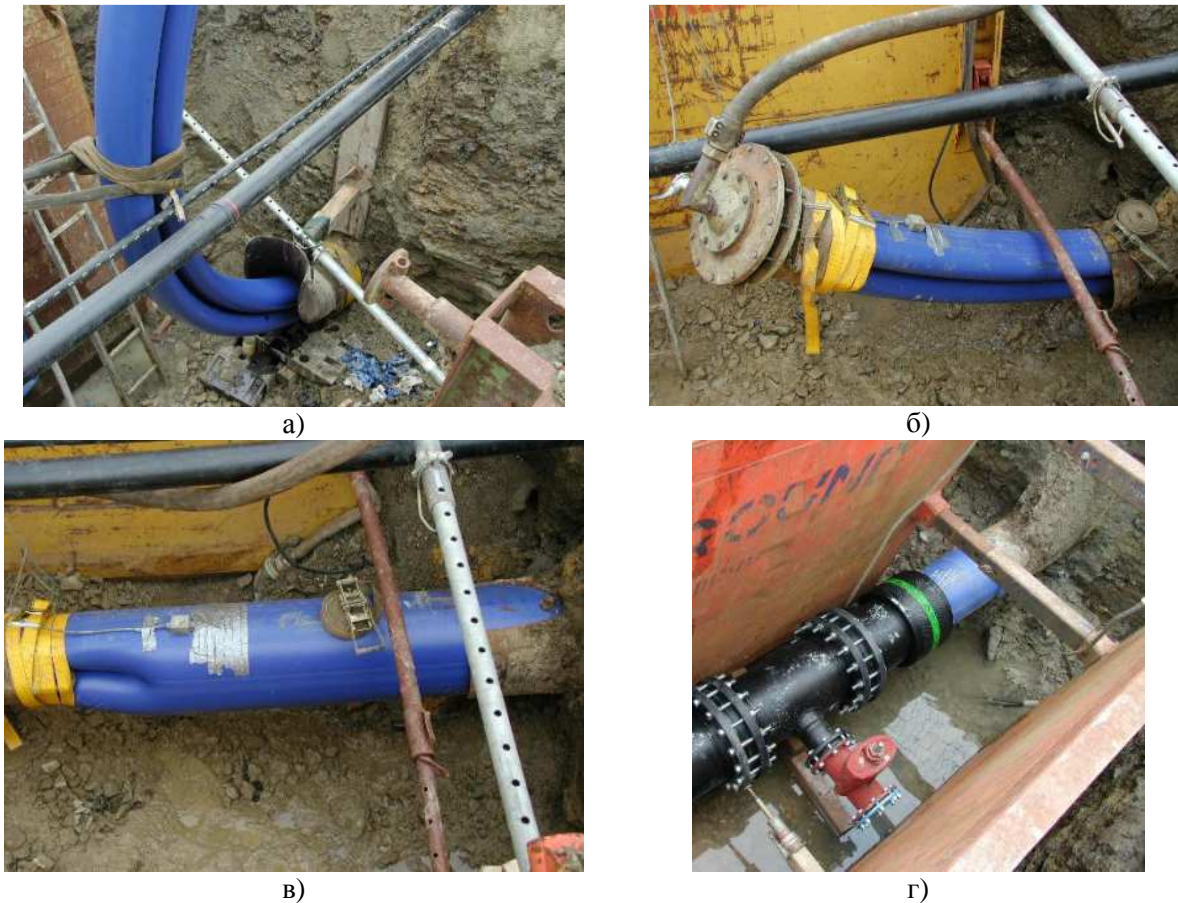
протягнутої труби поділяється на "U-лайнер", "Swagelining".

U-подібні лайнери виготовляють з термопластичної полімерної труби діаметром від 80 до 1200 мм великої міцності попередньо деформованої в нагрітому стані у формі літери "U" і закрученої на барабан. Такі лайнери виготовляють з поліетилену або поліетилену, армованого поліефірним волокном, що дає змогу досягти його щільного прилягання до стінки дефектної труби після розширення. Лайнер протягують у дефектну ділянку трубопроводу (рис. 7, а). Тоді обидва кінці лайнера закривають спеціальними заглушками (рис. 7, б) і трубопровід розширюють до круглої форми тиском пари, яку подають машиною-парогенератором (рис. 7, в). В середину U-подібного лайнера пароповітряна суміш подається від парогенератора під тиском 0,1-0,3 МПа та з температурою 105 °С. Тривалість відновлення форми труби залежить від діаметра та довжини ремонтваної ділянки трубопроводу і може становити від 3 до 5 годин. Після відновлення круглої форми полімерної труби вона повинна бути охолоджена. Для охолодження в неї треба подавати повітря під тиском не вище 0,3 МПа. Час охолодження залежить від діаметру трубопроводу і температури довкілля і може становити від 2 до 6 годин. Після охолодження U-лайнера його за допомогою спеціальних з'єднувачів під'єднують до прилеглих ділянок трубопроводу (рис. 7, г).

Однією із найперспективніших технологій безтраншейного ремонту протяжних ділянок теплогазових мереж U-подібними лайнерами є технологія "Смарт Пайп" однойменної компанії "SmartPipe" (США). Технологія – Смарт Пайп дає змогу витримувати великий тиск (понад 5 МПа) і ремонтувати ділянки теплогазових мереж довжиною понад 16 кілометрів безтраншейним способом. Зменшення внутрішнього діаметру трубопроводу компенсується гладкою внутрішньою поверхнею лайнера.

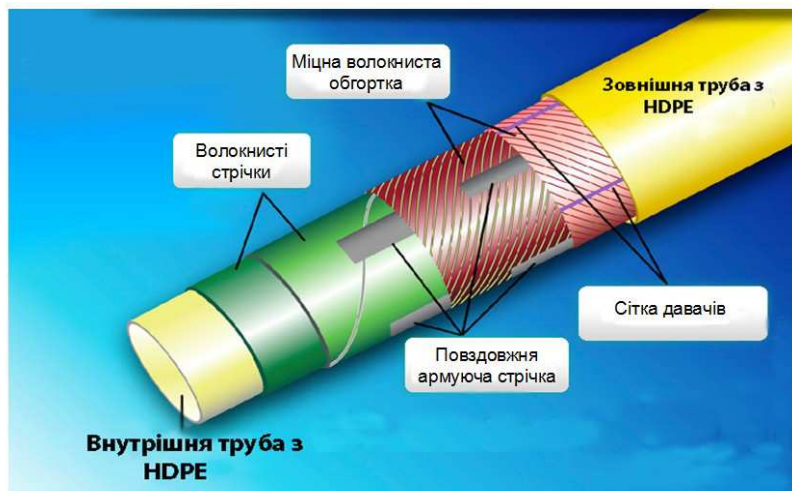
Оригінальність технології Смарт Пайп полягає у застосуванні волоконно-оптичних давачів, вбудованих в лайнер (рис. 8). Система моніторингу в змозі виявити розрив або витікання продукту з відремонтованої ділянки трубопроводу. Волоконно-оптична система моніторингу призначена для безперервного виявлення загроз або аномалій під час протягування та експлуатації трубопроводу. Ця технологія, яка довела свою ефективність в багатьох європейських проектах, забезпечує можливість безперервного контролю температури та повздовжніх напружень у трьох або більше точках по колу труби. Кожен оптичний сенсор має кілька оптичних волокон. Навіть незначна зміна температури газу в газопроводі може свідчити про наявність мінімального витоку газу через стінку. Технологія Смарт Пайп дає можливість виявляти переломи температури понад 0,01 °С вздовж усієї відремонтованої ділянки [4].

Найважливішими особливостями технології Смарт Пайп, які роблять її унікальною є:



а) протягування U-лайнера у дефектний сталевий трубопровід;  
 б) U-лайнера підготовлений до розширювання; в) розширений U-лайнера;  
 г) U-лайнера під'єднаний до прилеглої ділянки трубопроводу

**Рисунок 7 – Безтраншейний ремонт трубопроводу U-лайнера**



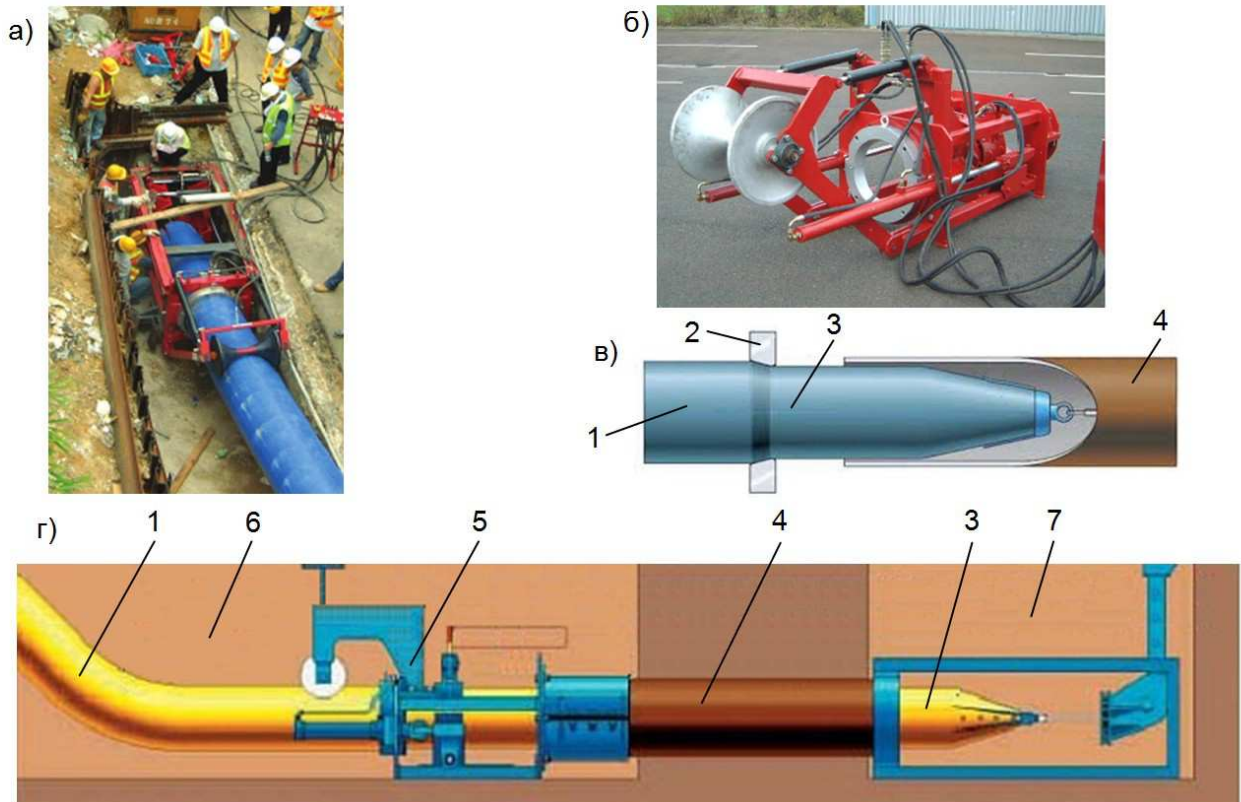
**Рисунок 8 – Смарт Пайп**

- портативна (мобільна) виробнича лінія, яка може бути встановлена на монтажному майданчику для одночасного виготовлення і прокладання лайнера в дефектний трубопровід;

- сучасні надміцні неткані матеріали, що дає змогу витримувати високі тиски.

Технологія “Swagelining” призначена для ремонту трубопроводів теплогазових мереж діаметром від 100 мм до 1000 мм довжиною до

300 м (рис. 9, а). Вона полягає в протягуванні полімерної труби через спеціальну стискаючу матрицю (рис. 9, б), яка зменшує її зовнішній діаметр (рис. 9, в). Після чого полімерну трубу з зменшеним діаметром протягують в дефектний сталевий трубопровід (рис. 9, г). Тоді полімерну трубу розширюють до її щільного прилягання до внутрішньої стінки дефектного сталевого трубопроводу. Тимчасове термомеханічне



а) робочий котлован; б) стискаюча матриця; в) стиснення полімерної труби; г) загальна схема;  
 1 – полімерна труба до стиснення; 2 – стискаюча матриця; 3 – стиснута полімерна труба;  
 4 – дефектний сталевий трубопровід; 5 – пристрій для стиснення полімерного трубопроводу;  
 6 – робочий котлован; 7 – приймальний котлован

**Рисунок 9 – Безтраншейний ремонт трубопроводу технологією Swagelining**

стиснення труби не призводить до порушення властивостей труб з термопластів зберігати ефект пам'яті початкової форми. Протягом короткого часу вони розправляються і щільно прилягають до внутрішньої стінки старого трубопроводу.

Переваги методу протягування полімерної труби з розширенням протягнутої труби до її щільного прилягання до внутрішньої стінки дефектного сталевого трубопроводу:

- виготовлення труб з поперечним перерізом на 30-40 % менше потрібного, що полегшує і пришвидшує їх транспортування і протягування "U-лайнер", протягування "Swagelining";

- велика міцність відремонтованого трубопроводу та захист від зовнішніх пошкоджень (сталевий трубопровід є каркасом для полімерної труби, яка щільно прилягає до нього);

- міцний, довговічний матеріал протягуваного трубопроводу (термін придатності більше 50 років);

- незначне зменшення внутрішнього діаметра ремонтного трубопроводу (зовнішній діаметр протягнутої полімерної труби після розширення відповідає внутрішньому діаметру відновлюваного трубопроводу);

- довжина ремонтного трубопроводу може досягати 300 м (залежно від діаметра, наявності поворотів, ґрунту, матеріалу ремонтної труби тощо);

- широка гама внутрішніх діаметрів полімерної труби, що досягається підбором діаметра стискаючої матриці;

- можливість застосування у разі наявності в дефектному трубопроводі зруйнованих ділянок або невеликих зміщень зварних з'єднань;

- прокладена всередині ремонтного трубопроводу полімерна труба запобігає подальшій корозії металевих труб;

- мінімальний об'єм земляних робіт. В більшості випадків виконується протягування з котловану в котлован (колодязя в колодязь, що означає повне виключення земляних робіт);

- роботи можна виконувати в колодязі (камері) будь-якого діаметра (полімерна труба повинна бути намотана на барабан);

- мінімальні технічні складнощі;

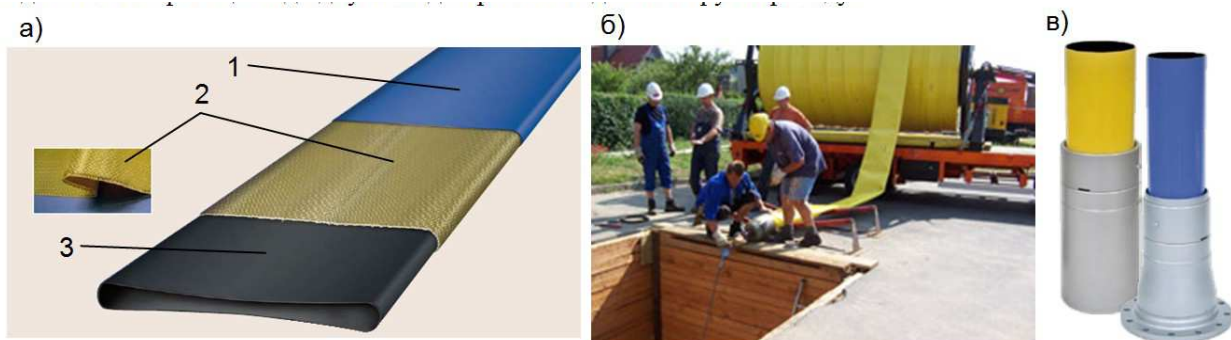
- відсутність ризику пошкодження інших трубопроводів, які проходять поряд з ремонтним.

Недоліки методу протягування полімерної труби з розширенням протягнутої труби до її щільного прилягання до внутрішньої стінки дефектного сталевого трубопроводу:

- велика матеріаломісткість та трудомісткість;

- потрібна додаткова техніка (компресори, парогенератори тощо);

- великий розмір монтажного майданчика у разі протягування полімерних труб не намотаних на барабан.



а) структура рукава; б) підготовка до протягування рукава; в) з'єднувачі;  
 1 – стійкий до стирання поліетилен; 2 – волокно кевлар (1 або 2 шари безшовної армованої тканини); 3 – термопластичний синтетичний матеріал

**Рисунок 10 – Безтраншейний ремонт трубопроводу рукавом Прімум Лайн**

Метод “Прімум Лайн” однойменної компанії “Primus Line” (Німеччина) – полягає в протягуванні в дефектний сталевий трубопровід діаметром від 150 до 500 мм випробуваного на практиці рукава Прімум Лайн, який витримує високий тиск (рис. 10, а). Внутрішнє покриття рукава Прімум Лайн є термопластичним синтетичним матеріалом, який має малу гідрравлічну шорсткість. Зовнішнє покриття складається із стійкого до зношування поліетилену. Між зовнішнім і внутрішнім покриттям містяться один або два шари тканини з арамідних ниток (кевлару). Кевлар має найбільшу серед усіх волокон міцність на розрив. Найкраще співвідношення міцності і ваги кевлару означає, що всюди, де вага має вирішальну роль, елементи з кевлару забезпечують необхідну міцність і водночас, у багато разів легші за елементи з інших матеріалів.

Рукав Прімум Лайн протягують в очищений, обстежений трубопровід (рис. 10, б). Біля робочого котловану розміщують барабан з рукавом Прімум Лайн, а біля приймального – тяговий засіб. Після протягування рукав Прімум Лайн, який на кінцях має спеціальні з'єднувачі (рис. 10, в), зварюванням або з допомогою фланців під'єднується до прилеглих ділянок трубопроводу.

Переваги методу “Прімум Лайн”:

- незначне зменшення внутрішнього діаметра ремонтovanого трубопроводу (рукав Прімум Лайн щільно прилягає до внутрішньої стінки дефектного трубопроводу і має малу товщину стінки);

- висока міцність (витримує тиск до 2,5 МПа) і стійкість рукава до абразивного зношування;

- рукав “Прімум Лайн” є гнучким, що дає змогу ремонтувати протяжні ділянки довжиною до 1 км, які містять криві повороту до 30°;

- гладкість внутрішньої поверхні рукава, що зменшує опір потоку;

- відремontований трубопровід методом “Прімум Лайн” має гарантійний термін 50 років;

- мінімальний об'єм земляних робіт. В більшості випадків виконується протягування з

котловану в котлован (колодязя в колодязь, що означає повне виключення земляних робіт);

- мінімальні технічні складнощі;
- відсутність ризику пошкодження інших трубопроводів, які проходять поряд з ремонтovanим;

- широка сфера застосування;
- не потрібно додаткової техніки (компресорів, парогенераторів тощо);

- незначні терміни виконання робіт і швидке відновлювання перекачування;

- невеликі розміри ремонтного майданчика. Недоліки методу “Прімум Лайн”:

- відсутність виробників рукава “Прімум Лайн” в Україні;

- необхідність якісного очищення внутрішньої порожнини дефектного трубопроводу.

Методом “панчохи” (метод “фенікс”) (рис. 11, а) ремонтують трубопроводи теплогазових мереж діаметром більше 100 мм. Він є ефективним для ремонту ділянок трубопроводів, які містять такі кути повороту, що неможливо протягувати новий поліетиленовий трубопровід. Крім того, методом “панчохи” можна ремонтувати труби не круглого перерізу, наприклад овального або іншого. Такі трубопроводи можуть бути відновлені тому, що матеріал, який застосовується для ремонту трубопроводів методом “панчохи” відрізняється гнучкістю.

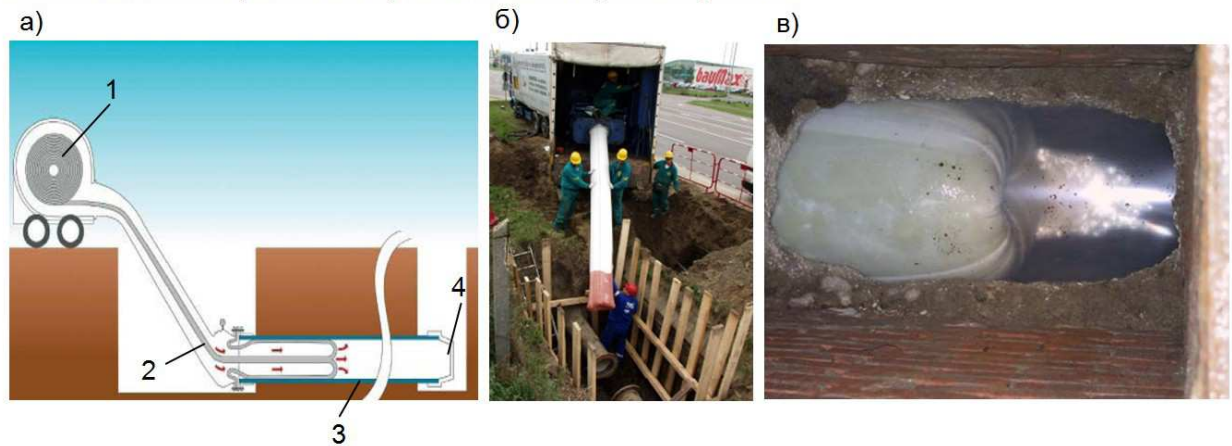
Метод “панчохи” був розроблений в Японії для захисту трубопровідних систем від землетрусів, а до досконалості був доведений в Європі.

На відміну від методу “труба в трубі”, коли старий трубопровід є каркасом, ця технологія передбачає подальше функціонування відремontovanого трубопроводу, як робочого.

Кожен виробник виготовляє рукави з різних матеріалів, але в загальному вони є синтетичним полотном з поліефірних і нейлонових ниток товщиною – від 3 до 50 мм.

Перед реконструюванням трубопроводу методом “панчохи” треба якісно підготувати внутрішню поверхню старої труби (очистити до твердого (без корозії) металу і висушити).

Спочатку вимірюють і відрізають необхідну довжину рукава. Змащують його внутрішню



а) загальна схема; б) прошивування рукава з автомашини; в) прошивування рукава в дефектний трубопровід; 1 – барабан з рукавом; 2 – рукав; 3 – дефектний трубопровід; 4 – заглушка

### Рисунок 11 – Безтраншейний ремонт трубопроводу методом “панчохи”

поверхню двокомпонентним епоксидним клеєм за допомогою катка і змотують один кінець, а інший затискають в прикріпленому до трубопроводу або установленому на автомашині фланці (рис. 11, б). Тоді рукав тиском повітря, яке подають від компресора, вивертають внутрішньою стороною на зовні, як панчохи, прошивуючи таким чином в дефектний трубопровід (рис. 11, в). Після вивертання сторона рукава просякнута епоксидним клеєм приклеюється до внутрішньої сторони труби. Для розладжування гофр та прискорення полімеризації епоксидного клею в рукав парогенератором нагнітають пар. В місцях бокових відводів вирізають отвори дистанційно керованим роботом.

В тих місцях, де зварні з'єднання зміщені або повністю відсутні рукав створює плавний перехід.

Метод “панчохи” менш складний та трудомісткий, ніж метод протягування, але потребує більших витрат через велику вартість застосовуваних матеріалів і необхідність спеціального обладнання. Внутрішня поверхня рукава є гладкою, що забезпечує максимальну швидкість потоку і зменшує виникнення осаду.

Переваги методу “панчохи”:

- м'який синтетичний рукав може проходити кути повороту трубопроводів до 45°;
- незначне зменшення внутрішнього діаметра ремонтovanого трубопроводу (рукав щільно приклеюється до внутрішньої стінки дефектного трубопроводу і має малу товщину стінки);
- висока стійкість рукава до абразивного зношування;
- гладкість внутрішньої поверхні рукава, що зменшує опір потоку;
- можливість ремонту труб не круглого перерізу;
- мінімальний об'єм земляних робіт. В більшості випадків виконується протягування з котловану в котлован (колодязя в колодязь, що означає повне виключення земляних робіт);
- віддаль між котлованами (колодязями) може складати до 500 м;

- відсутність ризику пошкодження інших трубопроводів, які проходять поряд з ремонтovanим;

- широка сфера застосування;
- велика швидкість виконання робіт;
- невеликі розміри ремонтного майданчика. Недоліки методу “панчохи”:
- відносна висока вартість матеріалів;
- потрібна додаткова техніка (компресори, парогенератори тощо);
- недостатня міцність матеріалу рукава;
- необхідність якісного очищення внутрішньої порожнини дефектного трубопроводу і повного її висушування;
- можливе нещільне прилягання рукава до внутрішньої стінки дефектного трубопроводу (особливо на кутах повороту, де можливе утворення гофрів), що суттєво впливає на міцність трубопроводу.

Методом нанесення цементно-піщаного або цементно-полімерного покриття на внутрішню поверхню дефектного сталевго трубопроводу ремонтують трубопроводи теплових мереж діаметром більше 300 мм. Цементно-піщані та цементно-полімерні покриття є надійним засобом ліквідації різного роду дефектів на внутрішній поверхні трубопроводу, а також мають добрі антикорозійні властивості.

Цементно-піщане або цементно-полімерне покриття наноситься методом центрифугування або відцентрового розпилення пневматичною або електричною металюною головою облицювального агрегату. Товщина покриття може становити від 3 до 16 мм залежно від діаметру ремонтovanого трубопроводу та наявних дефектів в трубопроводі. До складу цементно-полімерного покриття, окрім смоли, входять волокнисті добавки на основі скла, які захищають трубопровід від корозії і абразивного зношування, гарантуючи водонепроникність стінок.

Облицювальний агрегат протягують всередині ремонтovanого трубопроводу. Одночасно з нанесенням пневматичною або електричною металюною головою облицювального агрегату

покриття розправляється розгладжувальними лопатками (рис. 12). Така операція може бути виконана кілька разів до досягнення необхідної товщини захисного покриття.



**Рисунок 12 – Нанесення цементно-піщаного покриття на внутрішню поверхню дефектного сталевго трубопроводу облицювальним агрегатом**

Після закінчення виконання робіт трубопровід набуває багатшарової конструкції, внутрішня поверхня якого виконана з гладкого тонкостінного бетону. Контроль за процесом нанесення цементно-піщаного покриття полягає у вимірюванні товщини захисного шару і перевірки якості шліфування.

Переваги методу нанесенням цементно-піщаного та цементно-полімерного покриття:

- відносна простота виконання і низьку вартість ремонтних робіт, що становить близько 30% вартості нового будівництва;

- покриття зберігає свої властивості протягом тривалого терміну експлуатації – близько 50 років;

- довжина ремонтної ділянки залежить від діаметру і конфігурації трубопроводу і може досягати 240 м;

- запобігання корозії внутрішньої поверхні трубопроводів;

- запобігання мінеральних відкладень і біологічних обростань;

- тонка і гладка поверхня облицювання знижує гідравлічний опір і втрати напору в трубопроводі при незначному зменшенні внутрішнього діаметра;

- відсутність ризику пошкодження інших трубопроводів, які проходять поряд з ремонтними;

- усунення витоків за рахунок герметизування нещільностей;

- мінімальний розмір ремонтного майданчика;

- мінімальний об'єм земляних робіт. В більшості випадків роботи виконуються з котловану в котлован (колодязя в колодязь, що означає повне виключення земляних робіт);

- збереження якості питної та високоякісної технологічної води.

На основі своїх мікробіологічних властивостей, високої міцності, опірності механічним навантаженням, цементно-піщане покриття є

ідеальним матеріалом для реконструкції систем водопостачання.

Лабораторні досліди свідчать, що навіть якщо при нанесенні цементного розчину в захисному шарі утворилися тріщини, то з часом вони затягуються при взаємодії вологи, яка є в транспортованому продукті і цементного каменю з карбонатом кальцію.

Недоліки методу нанесенням цементно-піщаного та цементно-полімерного покриття:

- після нанесення покриття трубопровід може бути введений в експлуатацію тільки через 3-5 діб, тобто технологічний цикл процесу є відносно тривалим;

- метод неефективний у місцях зміщення труб у стиках, деформування трубопроводу, розгалуженої мережі трубопроводів (під час нанесення покриття може закупоритись відвід з малим поперечним перерізом);

- незначне збільшення гідравлічних втрат в результаті зменшення діаметру ділянки трубопроводу;

- наявність вздовж траси трубопроводу кутів повороту більше  $11^\circ$ , спусків та підйомів робить неможливим проходження облицювального агрегату. В даному випадку необхідно додаткове розкопування трубопроводу;

- у разі інтенсивної експлуатації трубопроводу можливе механічне (надлишкова проникність покриття, ерозія, поява тріщин (в основному внаслідок недотримання технології приготування і нанесення покриття)) або хімічне (вплив різних кислот, лугів, газів; біологічна корозія з утворенням сірководню) руйнування захисного шару.

Дані чинники треба враховувати під час прийняття рішення про ремонт трубопроводу цим методом, тому що в сукупності може виявитися, що дана технологія може бути недоцільна і, як підсумок, не буде досягнуто кінцевої мети проекту – відновлення міцних показників трубопроводу і гідравлічних характеристик потоку.

Дані фірм виконавців робіт дають змогу оцінити питому вагу реалізації вище вказаних методів безтраншейного ремонту трубопроводів:

- метод “труба в трубі” – 44-55 %;

- метод “U-лайн”, метод “Swagelining” – 15-18 %;

- метод протягування полімерної труби з руйнуванням дефектного сталевго трубопроводу – 8-10 %;

- метод “Прімуc Лайн” – 9-11 %;

- метод “панчохи” – 7-9 %;

- метод нанесення цементно-піщаного або цементно-полімерного покриття – 6-8 %.

Після ремонту теплогазових мереж більшістю методами безтраншейного ремонту зменшується внутрішній діаметр ремонтного трубопроводу. Але зменшення внутрішнього діаметра ремонтного трубопроводу, як правило, майже повністю компенсується зменшенням опору потоку, що зумовлене значно меншою шорсткістю полімерного матеріалу порівняно з шорсткістю старих металевих труб. Треба зазначити, що в деяких випадках такими

технологіями ремонту можна збільшити пропускну здатність трубопроводу. Величина зменшення внутрішнього діаметра трубопроводу після ремонту визначається:

- міцністю ремонтного трубопроводу і розмірами його пошкоджень;
- робочим тиском;
- фізико-механічними властивостями ремонтного матеріалу;
- технологією ремонту.

### Висновки

Переваги безтраншейних технологій ремонту теплогазових мереж є очевидними і полягають в тому, що капітальні витрати на ремонт знижуються в середньому на 40-50%, а продуктивність робіт збільшується в рази, що дає змогу підвищити темпи виконання робіт. Відсутні значні труднощі з розкопування дефектних трубопроводів (влаштування котловану, колодязя необхідне тільки на одному кінці ремонтної ділянки трубопроводу, там де готують нову полімерну трубу, а в деяких випадках не потрібно взагалі. Так, наприклад, для ремонту гравітаційних трубопроводів можна обійтись без колодязя, застосовуючи труби з замковим або різьовим з'єднанням). Безтраншейні технології є ефективними у місцях щільної міської забудови. Не потрібно багатьох і часто дорогих та довготривалих узгоджень на виконання ремонтних робіт, не треба перекривати дороги, не руйнується дорожнє покриття, благоустрій міст. Характерною особливістю сучасних безтраншейних технологій є високий рівень механізації і мінімальні обсяги ручної роботи.

### Література

- 1 Орлов В. А. Восстановление ветхих трубопроводов предварительно сжатыми полимерными трубами [Текст] / В. А. Орлов, К. Е. Хренов, И. О. Богомолова // Вестник МГСУ. – 2014. – № 2. – С. 105 – 113.
- 2 Орлов В. А. Технология Swagelining. Опыт восстановления напорного чугунного трубопровода с использованием бестраншейного метода [Текст] / В. А. Орлов, Е. А. Кашкина // Технологии Мира. – 2011. – № 9. – С. 13 – 14.
- 3 Allouche E. State-of-the-Art Review of No-Dig Technologies for New Installations [Text] / E. Allouche, S. Ariaratnam // Proceedings, Pipeline, ASCE Conference. – Reston. – 2002.
- 4 Catha S. An innovative new technology for trenchless rehabilitation of high pressure gas (liquid) transmission pipelines [Text] / S. Catha, R. Burke, M. Kanninen // Pipeline Technology Conference. – 2008.
- 5 Elzink W. Lining with Plastics Pipes - Experiences from Europe [Text] / W. Elzink, J. Schuurmans // Trenchless Asia, ISTT Conference. – Singapore. – 1995.
- 6 Janflen A. Importance of lateral structural repair of lateral lines simultaneously with main line CIPP rehabilitation [Text] / A. Janflen // NO-DIG Sao Paulo (Brasil). – 2012.
- 7 Kutz G. E. Predicting I/I Reduction for Planning Sewer Rehabilitation [Text] / G. E. Kutz // Trenchless Pipeline Projects: Practical Applications. – New York: ASCE. – 1997. – P. 103-110.
- 8 Zwierzchowska A. Technologie bezwykopowej budowy sieci gazowych, wodociagowych i kanalizacyjnych [Text] / A. Zwierzchowska // Politechnika swietokrzyska. – Kielce, 2006. – 180 p.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*  
05.02.16

*Рекомендована до друку*  
*професором Грудзом В.Я.*  
*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*  
*канд. техн. наук Братахом М.І.*  
*(УкрНДІгаз, м. Харків)*

# Дослідження та методи аналізу

---

---

УДК 622.245

## АНАЛІЗ, СИСТЕМАТИЗАЦІЯ ТА ОЦІНЮВАННЯ ВАГОМОСТІ ФАКТОРІВ, ЩО СПРИЧИНЯЮТЬ НЕЯКІСНЕ КРІПЛЕННЯ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН ТА БОКОВИХ СТВОЛІВ

*І.М. Ковбасюк, О.Б. Марцинків, М.І. Ковбасюк, Б.О. Марцинків*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727137,  
e-mail: drill@nung.edu.ua*

*Систематизовано причини неякісного кріплення похило-скерованих свердловин та бокових стволів з врахуванням результатів нових теоретичних, експериментальних та промислових досліджень. Пропонується випадки неякісного кріплення свердловин обсадними колонами розділити на дві групи: 1) пошкодження обсадних колон, 2) недопуск колон і неякісне стикування секцій. До кожної з груп віднесено відповідно види неякісного кріплення.*

*Запропоновано узагальнену класифікацію причин зм'яття обсадних колон, згідно якої основні з них об'єднані в дві групи: гірничо-геологічні та техніко-технологічні. Першоосною причин зм'яття обсадних колон вважаються гірничо-геологічні фактори, основним з яких є текучість пластичних порід. Техніко-технологічні фактори вважаються вторинними, які полегшують або провокують прояв текучості порід, а також знижують опір обсадних труб деформуванню під дією зовнішнього тиску.*

*З метою оцінки вагомості впливу різних факторів, що спричиняють неякісне кріплення похило-скерованих свердловин та бокових стволів, запропоновано проводити багатофакторний аналіз з використанням теорії розпізнання об'єктів. На прикладі одного з родовищ розраховано вагомості і значення діагностичних коефіцієнтів для найбільш та найменш сприятливих умов з точки зору цілісності обсадних колон, виявлено основні причини їх пошкодження та запропоновано заходи з їх попередження.*

*Ключові слова: обсадні колони, пошкодження, текучість порід.*

*Систематизировано причины некачественного крепления наклонно-направленных скважин и боковых стволов с учетом результатов новых теоретических, экспериментальных и промышленных исследований. Предлагается случаи некачественного крепления скважин обсадными колоннами разделить на две группы: 1) повреждение обсадных колонн, 2) недопуск колонн и некачественная стыковка секций. К каждой из групп отнесены соответствующие виды некачественного крепления.*

*Предлагается обобщенная классификация причин смятия обсадных колонн, согласно которой главные причины объединены в две группы: горно-геологические и технико-технологические. Первоосновой причин смятия обсадных колонн считаются горно-геологические факторы, главным из которых является текучесть пластических пород. Техничко-технологические факторы считаются второстепенными, которые облегчают или провоцируют проявление текучести пород, а также понижают сопротивляемость обсадных труб деформированию под воздействием внешнего давления.*

*С целью оценки весомости влияния разных факторов, которые могут стать причиной некачественного крепления наклонно-направленных скважин и боковых стволов, предложено проводить многофакторный анализ с использованием теории распознавания образов. На примере одного из месторождений рассчитаны вес и значения диагностических коэффициентов для наиболее и наименее благоприятных условий, с точки зрения целостности обсадных колонн, выявлены главные причины их повреждений и предложены мероприятия по их предупреждению.*

*Ключевые слова: обсадные колонны, повреждение, текучесть пород.*

*Causes of poor quality casing of the directional wells and side holes taking into account the results of new theoretical, experimental and industrial research have been systemized. Cases of poor quality fastening of the casing can be divided into two groups: 1) damage to the casing, 2) non-admission of columns and poor joining of the sections. Each of the groups is classified in accordance with the types of poor casing.*

*A generalized classification of the reasons of casing jams, according to which the main ones are united in two groups: the geological and technical-technological has been proposed. Geological factors the main of which is flow of plastic rocks are considered to be the main reasons of casing jams. Technical and technological factors are considered secondary ones facilitating or provoking the manifestation of fluidity cases and reduce the resistance of casing deformation under external pressure.*

*To evaluate the importance of various factors that cause poor fastening of the directional wells and side holes, it is proposed to conduct multivariate analysis using the theory of object recognition. By the example of one of the fields the importance of diagnostic factors for the most and least favorable conditions in terms of the integrity of the casing has been calculated, the main causes of damage and proposed measures to prevent them have been suggested.*

Keywords: casing, damage, rocks fluidity.

**Вступ.** Під час буріння та експлуатації похило-скерованих свердловин та бокових стволів підвищується імовірність ускладнень та аварій, найбільш затратними серед яких є пошкодження обсадних колон. Аналіз статистичних даних показує, що близько 7 % всіх аварій в бурінні припадає на аварії з обсадними колонами, на ліквідацію яких витрачається майже 12 % від усього аварійного часу. Нерідко ремонтно-відновлювальні роботи не дають позитивних результатів, і закінчені свердловини, в тому числі і такі, що знаходяться в експлуатації, приходиться ліквідувати. Це призводить, крім значних матеріальних втрат, до порушення режимів відбору пластових флюїдів, зниження коефіцієнтів флюїдовилучення, забруднення доквілля та інше.

**Аналіз сучасних вітчизняних і закордонних досліджень і публікацій.** Кількість факторів, що спричиняють неякісне кріплення похило-скерованих свердловин та бокових стволів досить велика, тому виникає потреба в їх систематизації та оцінюванні вагомості кожного з них.

Аналіз причин неякісного кріплення свердловин та їх класифікацію описано в літературних джерелах [1 – 11], однак більшість з них ґрунтується на даних окремих родовищ і недостатньо уніфіковано.

В роботі А.А.Абрамова і Л.Б.Ізмайлова [1] розроблено класифікацію пошкоджень обсадних колон на основі вивчення фактичного матеріалу по свердловинах Північного Кавказу. Це була перша класифікація, в якій систематизовані основні види і причини пошкодження обсадних колон. На думку авторів, основними видами пошкоджень обсадних колон слід вважати:

- зім'яття;
- розрив;
- зношування;
- втрата герметичності різьбових з'єднань.

Слід зауважити, що зношування колон не можна вважати видом пошкодження, а його слід вважати однією з причин пошкодження колон. Крім цього, в згаданій роботі авторами подано не всі, на наш погляд, основні причини пошкоджень обсадних колон.

М.Л.Кісельманом [2] запропонована схема класифікації пошкоджень обсадних колон, яка складена на основі вивчення промислового матеріалу. За цією класифікацією розрізняється три групи причин пошкоджень обсадних труб, а саме:

- дефекти металургійного виробництва;

- дефекти, які утворилися при перевезенні і зберіганні труб;

- дефекти, які утворилися в процесі експлуатації свердловин.

Однак дана класифікація не дає змоги систематизувати основні види і причини пошкодження обсадних колон, а лише встановлює джерело виникнення дефектів.

Класифікація пошкоджень обсадних труб, розроблена Н.Г.Федоровою [3], обмежена тільки зміною форми поперечного перерізу труби та наявністю мікротріщин на її внутрішній поверхні.

Автор роботи [4], досліджуючи проблему аварій з обсадними колонами, дійшов висновку, що пошкодження обсадних колон найчастіше спостерігається:

- в інтервалах, ускладнених кавернами;
- при великій різниці діаметра свердловини і обсадної колони;
- внаслідок зовнішнього тиску, що виникає вище цементного кільця за рахунок обвалювання порід;
- від одночасної дії горизонтальної і вертикальної сил;

- через наявність в розрізах свердловин горизонтів глин, пружно-пластичний стан яких з часом значно змінюється, що призводить до підвищення гірського тиску на обсадну колону в цій зоні;

- через значний вплив корозійного фактору на міцність колони та ін.

Ю.Д.Комнатним [5] запропоновано класифікацію факторів, що мають безпосередній вплив на міцність і герметичність різьбових з'єднань. Їх поділено автором на три групи:

- конструктивні;
- технічні;
- технологічні.

А.І.Булатов [6, 7] запропонував класифікацію причин газопроявлень, грифоутворень і негерметичності цементного кільця, але не розглянув причини неякісного кріплення свердловин, пов'язаних з роботою обсадних колон.

Класифікація аварій, розроблена авторами [8], ґрунтується на систематизації матеріалів за даними бурових організацій Азербайджану, Туркменії, Північного Кавказу та інших регіонів. Ними виділено пошкодження обсадних колон, які обумовлено:

- дією внутрішнього тиску;
- дією зовнішнього тиску;
- роботою бурильних труб і долота;
- дією розтягуючих навантажень;
- іншими причинами.

Повнішу класифікацію видів і причин пошкоджень обсадних колон розроблено А.А.Федоровим і Я.С.Коцкуличем [9 – 11]. Основними видами пошкоджень обсадних колон автори вважають:

- зім'яття;
- розрив (поздовжній або поперечний);
- порушення герметичності.

Основні причини пошкоджень обсадних колон, згідно із запропонованою класифікацією, об'єднано в чотири групи:

1 група – неправильний розрахунок обсадних колон на міцність;

2 група – порушення технології буріння, кріплення і експлуатації свердловини;

3 група – зношування обсадних колон;

4 група – стихійні явища.

Аналізуючи вищезгадані праці, можна дійти висновку, що вони присвячені вивченню причин неякісного кріплення переважно вертикальних свердловин. Однак, існує необхідність у дослідженні причин неякісного кріплення, які характерні для будівництва похило-скерованих свердловин та бокових стволів.

Вважають, що в міру освоєння нетрадиційних вуглеводнів частка горизонтальних свердловин може досягти 50-70 % від числа всіх пробурених [12]. Щоб зменшити витрати і підвищити продуктивність свердловини, провідні нафтогазовидобувні компанії активно використовують багатовибійні свердловини, в яких бокові стволи бурять від головного. Технології буріння багатовибійних свердловин класифікують у відповідності до The TAML Classification System. В залежності від складності, ризику і типу з'єднань стволів розрізняють (рис. 1):

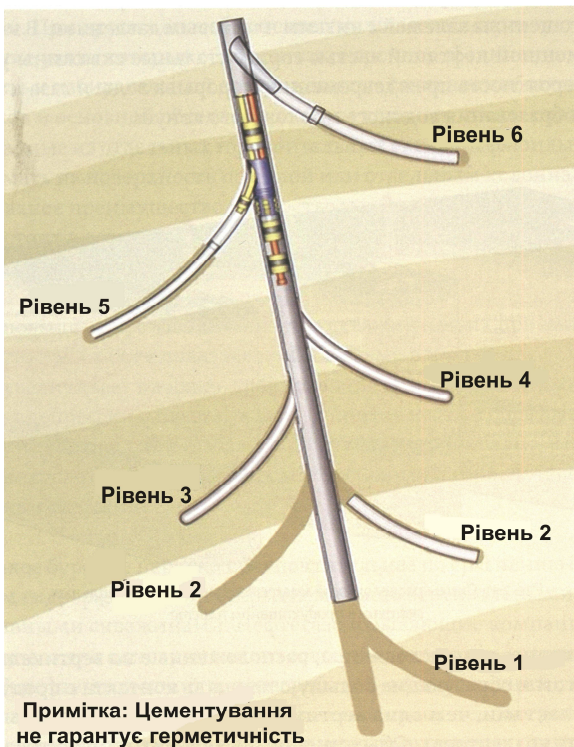


Рисунок 1 – Класифікація багатовибійних свердловин

- рівень 1 – основний ствол і бокові відгалуження не мають кріплення обсадними трубами, або в кожному стволі підвишений хвостовик. Міцність з'єднань і його гідравлічна герметичність залежить від властивостей гірської породи, в якій знаходиться місце з'єднання;

- рівень 2 – основний ствол закріплений і зацементований, боковий ствол має відкритий вибій або обладнаний хвостовиком (фільтром). З'єднання гідравлічно не ізолювано;

- рівень 3 – основний ствол закріплений і зацементований, боковий ствол закріплений без цементування (можливе кріплення у місці розгалуження без цементування);

- рівень 4 – основний і боковий стволи закріплені і зацементовані. Боковий ствол обладнаний хвостовиком (фільтром);

- рівень 5 – основний і боковий стволи закріплені і зацементовані (технологічне обладнання кріпиться з використанням пакерів). З'єднання герметичне і може бути зацементоване;

- рівень 6 – основний ствол має вибійне розгалуження і кріплення обладнання для роздільного видобутку. З'єднання герметичне, використання тільки цементу для герметизації недостатньо.

**Висвітлення основного матеріалу.** Нами запропонована класифікація причин неякісного кріплення похило-скерованих свердловин та бокових стволів обсадними колонами, яка ґрунтується на роботах [9 – 11] і враховує результати нових теоретичних, експериментальних та промислових досліджень з даної проблеми [13].

Пропонується випадки неякісного кріплення свердловин обсадними колонами поділити на дві групи (таблиця 1):

1 – пошкодження обсадних колон;

2 – недопуск колон і неякісне стикування секцій.

До кожної з груп віднесено відповідні види неякісного кріплення.

Основною причиною неякісного кріплення похило-скерованих свердловин та бокових стволів вважають пошкодження, які обумовлені неправильними розрахунками обсадних колон на міцність, порушеннями технологій кріплення свердловин, зношуванням обсадних колон і гірничо-геологічними причинами. Недопуски колон до проектної глибини і неякісне стикування секцій є вторинними, які впливають з низької прохідності ствола, неточного визначення глибини свердловини, неякісного стикування секцій і гірничо-геологічних умов.

Під порушеннями технологій слід розуміти відхилення в технологіях виготовлення стикувальних пристроїв, буріння, кріплення, освоєння та експлуатації свердловин.

Зношування обсадних колон підвищується із збільшенням глибин буріння та інтенсивності викривлення свердловин.

Неякісне кріплення свердловин є результатом сумісної дії багатьох факторів, які виникають внаслідок пошкоджень обсадних колон і недопусків їх до проектних глибин.

Таблиця 1 – Причини неякісного кріплення похило-скерованих свердловин та бокових стовбурів

1. Пошкодження обсадних колон	2. Недопуск колон і неякісне стикування секцій
1.1. Неправильний розрахунок колон на міцність 1.1.1. Використання неточних формул для визначення міцнісних характеристик обсадних труб і величини крутного моменту згвинчування 1.1.2. Не враховано зниження міцності труб при перфорації і в місцях зарізання другого стовбура 1.1.3. Не враховано вплив згину на напружений стан обсадних труб в інтервалах інтенсивного викривлення стовбура свердловини 1.1.4. Не враховано гірський тиск пластичних порід 1.1.5. Не враховано поля допусків геометричних параметрів труб	2.1. Низька прохідність стовбура свердловини 2.1.1. Різкі перегини стовбура свердловини 2.1.2. Наявність каверн і уступів у стовбурі свердловини 2.1.3. Наявність жолобів у викривленому інтервалі стовбура свердловини 2.1.4. Неякісне калібрування ствола свердловини 2.1.5. Використання промивальних рідин низької якості
1.2. Порушення технології кріплення 1.2.1. Неякісне стикування секцій обсадних колон 1.2.2. Відсутність контролю величини крутного моменту згвинчування різьбових з'єднань труб під час спуску в свердловину 1.2.3. Спуск обсадних труб із заводськими дефектами 1.2.4. Відхилення від регламентованого режиму спуску обсадних колон 1.2.5. Зупинки обсадних колон при спуску	2.2. Неточне визначення глибини свердловини 2.2.1. Неточний замір довжини бурильного інструменту 2.2.2. Неточний замір глибини свердловини при геофізичних роботах 2.2.3. Неврахування осьових деформацій обсадної колони
1.3. Зношування обсадних колон 1.3.1. Зношування бурильними трубами і замками 1.3.2. Зношування долотами і ловильним інструментом 1.3.3. Гідроабразивне зношування 1.3.4. Корозія	2.3. Неякісне стикування секцій 2.3.1. Установлення голови хвостовика в кавернах або нестійких породах 2.3.2. Установлення голови секції колони в кавернах або нестійких породах 2.3.3. Використання стикувальних пристроїв недосконалої конструкції 2.3.4. Незадовільне центрування обсадної колони
1.4. Гірничо-геологічні причини 1.4.1. Землетруси в сейсмічно активних зонах 1.4.2. Тектонічні зміщення пластів 1.4.3. Повзучість і осипання порід 1.4.4. Непередбачувані причини	2.4. Гірничо-геологічні причини 2.4.1. Тектонічні зміщення пластів 2.4.2. Повзучість і осипання порід 2.4.3. Непередбачувані причини

З метою оцінки вагомості впливу різних факторів, що спричиняють неякісне кріплення свердловин, можна провести багатofакторний аналіз з використанням теорії розпізнання об'єктів [14].

Для побудови варіаційного ряду для кожного окремого фактора визначають кількість інтервалів (діапазонів)  $n$  і значення кроку  $z$ , який відповідає даному інтервалу, за умови

$$n = 1 + 1.5 \cdot \ln(M + N); \quad (1)$$

$$z = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{2}, \quad (2)$$

де  $N$  і  $M$  – кількість об'єктів, відповідно для першого (свердловини із неякісним кріпленням) і другого (свердловини з якісним кріпленням) класів;

$x_{\max}$  і  $x_{\min}$  – відповідно максимальне і мінімальне значення кожного фактора.

Для факторів, які не можуть бути виражені кількісно, приписують умовні значення – цілі

числа (ранги). Діагностичний коефіцієнт  $DK(x_j^i)$  для кожного інтервалу (діапазону) визначають за формулою

$$DK(x_j^i) = 10 \cdot \lg \frac{P_1(x_j^i)}{P_2(x_j^i)}, \quad (3)$$

де  $P_1(x_j^i)$  і  $P_2(x_j^i)$  – імовірність прояву  $i$ -ої градації  $j$ -ої компоненти серед об'єктів, які належать до першого і другого класів відповідно.

В ситуаціях типу  $P_1 = 0$  і  $P_2 \neq 0$  імовірності для розрахунку діагностичних коефіцієнтів замінюють відповідно на  $P_1 = 1/N$  і  $P_2 = P_1 + P_2$ . Отримавши в такий спосіб діагностичні коефіцієнти для всіх градацій, визначають інформативність (вагомність) кожної компоненти

$$I(x_j) = 0.5 \sum_{i=1}^k DK(x_n^i) [P_1(x_n^i) - P_2(x_n^i)]. \quad (4)$$

Таблиця 2 – Причини зім'яття обсадних колон

1. Гірничо-геологічні причини	2. Техніко-технологічні причини		
	2.1. Порушення технології	2.2. Неправильний розрахунок колон на міцність	2.3. Зношування обсадних колон
1.1. Текучість пластичних порід	2.1.1. Неякісне тампонування	2.2.1. Неврахування гірського тиску	2.3.1. Зношування бурильним інструментом
1.2. Тектонічні зміщення пластів	2.1.2. Наявність каверн в свердловині	2.2.2. Неврахування нерівномірності навантаження труб	2.3.2. Зношування насосно-компресорними трубами
1.3. Землетруси в сейсмічно активних зонах	2.1.3. Наявність різких перегинів свердловини	2.2.3. Неврахування згину колони	2.3.3. Гідроабразивне зношування
1.4. Осідання земної поверхні внаслідок експлуатації родовища	2.1.4. Спуск труб із заводськими дефектами	2.2.4. Неврахування двохосевого навантаження	2.3.4. Корозія
1.5. Зсув і осипання порід	2.1.5. Неправильне маркування труб	2.2.5. Неврахування впливу перфорації	
	2.1.6. Недолив колони під час спуску	2.2.6. Використання неточних формул для визначення міцнісних характеристик труб	
	2.1.7. Зниження рівня рідини в колоні нижче допустимого	2.2.7. Неврахування зміни температурного режиму	
	2.1.8. Перевищення швидкості спуску колони	2.2.8. Неврахування тиску від набухання порід	
		2.2.9. Неврахування аномально високого пластового тиску	

Як показує аналіз промислових даних, зім'яття є одним з найпоширеніших і найзатратніших видів пошкоджень обсадних колон, особливо похило-скерованих свердловин. Враховуючи складність проблеми, існує необхідність в окремому вивченні причин зім'яття обсадних колон та їх класифікації.

Запропонована нами класифікація причин зім'яття обсадних колон наведена в таблиці 2.

За цією класифікацією, причини зім'яття обсадних колон об'єднано в дві групи: гірничо-геологічні та техніко-технологічні. Першоосовною більшої частини причин зім'яття обсадних колон вважають гірничо-геологічні фактори, основним з яких є текучість пластичних порід (солей, глин). Техніко-технологічні фактори зім'яття обсадних колон є вторинними, які полегшують або провокують прояв текучості порід, а також знижують опір обсадних труб деформуванню під дією зовнішнього тиску.

Нами розглянуто вагомий вплив різних геолого-технічних факторів на довговічність обсадних колон та виявлено основні причини їх зім'яття [15]. З цієї метою проведено багатofакторний аналіз з використанням формул (1) – (4), в яких  $N$  і  $M$  - кількість об'єктів, відповідно для першого (свердловини із зім'ятими колонами) і другого (свердловини з нормальним станом колон) класів.

Для аналізу, як приклад, вибрано вертикальні та похило-скеровані свердловини Орив-Уличнянського родовища, які розміщені у двох аномально напружених тектонічних зонах – 14 діючих свердловин з нормальним станом обсадних колон та 11 свердловин із зім'ятими колонами.

З масиву даних для аналізу було використано 16 геолого-технічних факторів та часовий фактор:

- $x_1$  - глибина свердловини, м;
- $x_2$  - призначення свердловини;
- $x_3$  - профіль свердловини;
- $x_4$  - глибина пошкодження обсадних колон, м;
- $x_5$  - тип відкладів;
- $x_6$  - тип порід;
- $x_7$  - величина пластового тиску, МПа;
- $x_8$  - конструкція свердловини в інтервалі текучих порід;
- $x_9$  - глибина спуску експлуатаційної колони, м;
- $x_{10}$  - глибина спуску проміжної колони, м;
- $x_{11}$  - наявність цементного каменя за експлуатаційною колоною в інтервалі текучих порід у зоні проміжної колони та за її межами;
- $x_{12}$  - мінімальна товщина стінки експлуатаційної колони навпроти інтервалу залягання текучих порід (для зім'ятих колон - товщина стінки в інтервалі пошкодження), мм;

Таблиця 3 – Вагомість впливу різних факторів на зім'яття обсадних колон у свердловинах Орів-Уличнянського родовища

Фактори	Інформативність	Найсприятливіші умови / ДК	Найменш сприятливі умови / ДК
<b>Геологічні (некеровані) фактори</b>			
x <sub>5</sub> - тип відкладів, свита	4.68	менілітова, еоценова, стрийська, ямницька / -4.71	воротищенська / 8.52
x <sub>6</sub> - тип порід	4.45	пісковики, гіпси, алевроліти, аргіліти, вапняки / -4.26	солі, засолені глини / 8.45
x <sub>4</sub> - глибина пошкодження колон, м	0.58	920 ÷ 1310 / -4.63	2093 ÷ 2483 / 2.71
x <sub>7</sub> - величина пластового тиску, МПа	0.48	0 ÷ 6 / -3.46	25 ÷ 30 / 2.19
x <sub>1</sub> - глибина свердловини, м	0.2	2945 ÷ 3096 / -1.91	3552 ÷ 3702 / 1.66
<b>Технічні (керовані) фактори</b>			
x <sub>11</sub> - наявність цементного каменя за експлуатаційною колоною в інтервалі текучих порід у зоні проміжної колони та за її межами	2.2	наявність у зоні проміжної колони / -6.74	відсутність у зоні проміжної колони / 4.73
x <sub>17</sub> - тривалість експлуатації свердловин, років	1.64	1 ÷ 5 / -4.13	10 ÷ 14 / 4.96
x <sub>14</sub> - тип використаного цементу в інтервалі текучих порід	0.89	ШПЦС-120 / -4.08	ЦГС / 3.24
x <sub>13</sub> - середнє значення коефіцієнта кавернозності ствола свердловини в інтервалі текучих порід	0.67	1.1 / -3.81	1.6 / 4.11
x <sub>3</sub> - профіль свердловини	0.64	вертикальна / -3.71	похило-скерована / 1.55
x <sub>12</sub> - мінімальна товщина стінки експлуатаційної колони в інтервалі текучих порід (для зім'яття колон – товщина стінки в інтервалі пошкодження), мм	0.62	11 ÷ 12 / -4.1	7 ÷ 8 / 4.11
x <sub>2</sub> - призначення свердловини	0.59	нагнітальна / -4.97	експлуатаційна / 1.05
x <sub>16</sub> - кількість центраторів, встановлених на колоні в інтервалі текучих порід, шт.	0.50	17 ÷ 20 / -5.00	0 ÷ 3 / 2.56
x <sub>15</sub> - діаметр експлуатаційної колони або співвідношення діаметрів колон (проміжної і експлуатаційної) напроти інтервалу текучих порід, мм	0.46	146, 245/146 / -1.93	324/168 / 3.5
x <sub>10</sub> - глибина спуску проміжної колони, м	0.34	2322 ÷ 2748 / -1.76	2749 ÷ 3175 / 2.11
x <sub>9</sub> - глибина спуску експлуатаційної колони, м	0.26	2937 ÷ 3086 / -2.28	3534 ÷ 3683 / 2.34
x <sub>8</sub> - конструкція свердловини в інтервалі текучих порід	0.07	одноколонна / -1.18	двоколонна / 0.54

x<sub>13</sub> - середнє значення коефіцієнта кавернозності ствола свердловини в інтервалі текучих порід;

x<sub>14</sub> - тип використаного цементу в інтервалі текучих порід;

x<sub>15</sub> - діаметр експлуатаційної колони або співвідношення діаметрів колон (проміжної та експлуатаційної) в інтервалі текучих порід, мм;

x<sub>16</sub> - кількість центраторів, встановлених на колоні в інтервалі текучих порід, шт.;

x<sub>17</sub> - тривалість експлуатації свердловин (в свердловинах із зім'ятими колонами – трива-

лість експлуатації свердловин до виявлення пошкодження), років.

Розраховані дані вагомості і значень діагностичних коефіцієнтів для найбільш та найменш сприятливих умов, з точки зору цілісності обсадних колон, вносили до діагностичної таблиці, в якій компоненти розміщені в міру зниження їх інформативності (таблиця 3).

Аналіз даних таблиці 3 показує, що деякі геологічні фактори мають досить високу вагомість на даному родовищі (тип відкладів I = 4.68, тип порід I = 4.45) з точки зору

зім'яття обсадних колон. Саме наявність текучих порід (глин, солей) воротищенської світи в аномально напружених тектонічних зонах стало першопричиною пошкодження обсадних колон. Однак, свердловини з незім'ятими колонами у зазначених відкладах діють і сьогодні, що свідчить про можливість запобігання певними технічними і технологічними засобами пошкодженню колон та забезпечення необхідного безаварійного строку роботи свердловин.

Найбільш вагомим технічним фактором, який впливає на зім'яття обсадних колон, є наявність цементного каменя за експлуатаційною колоною в інтервалі залягання текучих порід ( $x_{11}$ ,  $I = 2.2$ ), причому він складається з чотирьох якісних інтервалів: наявності чи відсутності цементного каменя в зоні проміжної колони та його наявності чи відсутності нижче башмака проміжної колони. Як видно з таблиці 3, перші два інтервали мають максимальні протилежні значення діагностичних коефіцієнтів і роблять основний внесок у вагомість даного фактора (загальна їх вагомість складає 2.14 (97.5 %)) і свідчать про дуже високу імовірність зім'яття обсадних колон в текучих породах за відсутності цементного каменя або низької якості цементування між проміжною та експлуатаційною колонами. Незначний вплив двох інших інтервалів (загальна їх вагомість складає тільки 0.06 (2.5 %)) вказує на те, що наявність цементного каменя за експлуатаційною колоною при відсутності проміжної колони в інтервалі пластичних порід для більшості свердловин не підвищило їх міцності за умови дії зовнішнього надлишкового тиску і не запобігло корозії труб в агресивному пластовому середовищі. Це зумовлено низькою якістю виконаних тампонажних робіт через високу кавернозність ствола свердловини ( $x_{13}$ ), відсутність необхідної кількості центруючих пристроїв ( $x_{16}$ ), викривленням ствола свердловини ( $x_3$ ) та невідповідність вибору тампонажного матеріалу для цементування колон зазначеним інтервалам ( $x_{14}$ ).

Високе значення вагомості часового фактора ( $x_{17}$ ,  $I = 1.64$ ) вказує на несприятливі умови з точки зору цілісності обсадних колон, зростання часу експлуатації свердловини внаслідок зношування обсадних труб, особливо в похило-скерованих свердловинах.

Таким чином, найнебезпечнішими, з точки зору пошкодження обсадних колон, особливо в похило-скерованих свердловинах, є інтервали залягання текучих порід, в яких при розрахунках не враховувалася дія гірського тиску і які були перекриті двома колонами за відсутності тампонажного матеріалу між ними. Це може стати причиною виникнення нерівномірного навантаження на кріплення свердловин. Передумовою його проявлення слід вважати:

- наявність каверн та відсутність цементного каменя за колоною або низька якість цементування (проявляється здебільшого при бурінні свердловин або в початковий період їх експлуатації залежно від швидкості течії породи);

- зосереджена дія на експлуатаційну колону з боку зім'ятої проміжної.

При нерівномірному зовнішньому навантаженні колони пластичними породами її опір зім'яттю суттєво знижується. Схема нерівномірного зовнішнього навантаження на обсадну колону є найімовірнішою при витіканні пластичних порід у свердловину. Однак, в процесі буріння та в початковий період експлуатації свердловин випадки зім'яття колон в пластичних породах мають місце тільки в окремих свердловинах, не зважаючи на нерівномірний характер навантаження на обсадні труби. Переважна більшість обсадних труб з коефіцієнтом запасу міцності на рівномірне навантаження гірським тиском менше одиниці витримали нерівномірне навантаження пластичними породами. Це можна пояснити наступним чином:

- під час буріння свердловин має місце розуцільнення масиву пластичних порід, розташованих поблизу ствола, величина тиску яких на обсадні труби значно менша, ніж величина повного гірського тиску;

- під час охоплення обсадної колони або цементного каменя текучими породами, останні ущільнюються і тиск порід на колону при цьому зростає за одночасного зменшення прояву нерівномірності зовнішнього навантаження;

- вплив нерівномірності зовнішнього навантаження з боку текучих порід на опірність обсадної колони зім'яттю залежить від геометричної форми каверни та розміщення в ній колони, фізико-механічних властивостей порід, радіуса розуцільнення масиву порід, розташованих поблизу ствола;

- із збільшенням радіуса розуцільнення масиву порід, розташованих поблизу ствола, зменшується нерівномірність дії зовнішнього навантаження текучих порід на колону;

- під час охоплення обсадної колони або цементного каменя текучими породами в залежності від міцності труб, інтенсивності викривлення обсадної колони, величини тиску розуцільнених порід та нерівномірності навантаження можливі три основні варіанти деформованого стану обсадних колон:

1) відсутність деформування;

2) незначне деформування (збільшення овальності);

3) значне деформування (зім'яття);

- після охоплення труби або цементного каменя текучими породами на неї діє рівномірний тиск, який у разі досягнення початкової щільності деформованих порід (до їх розкриття) може бути рівним повному гірському тиску;

- опір зім'яттю обсадних труб під час дії рівномірного зовнішнього навантаження у в'язко-пружному середовищі (цементний камінь, текучі породи) більший, ніж за гідравлічної схеми навантаження, тому труби з коефіцієнтом запасу міцності на гірський тиск менше одиниці не зминаються, оскільки вони розраховані за гідравлічною схемою навантаження.

В процесі тривалої експлуатації свердловини зім'яття обсадної труби від дії рівномірного гірського тиску в текучих породах можливе тільки внаслідок місцевої втрати стійкості її форми і спричинене, головним чином, негатив-

ним впливом зношування на ділянці інтенсивного викривлення похило-скерованої свердловини та корозії труб. При цьому найбільш імовірною схемою нерівномірного навантаження є зосереджена дія на експлуатаційну колону зім'ятою проміжною за відсутності тампонажного каменю між ними або низької його якості.

Під час зім'яття проміжної колони в текучих породах на експлуатаційну колону передаються контактні тиски, величина яких значно перевищує міцність труб. Опір кріплення системи із двох концентричних обсадних колон у разі дії зовнішнього тиску з боку текучих порід за відсутності або низької якості тампонажного матеріалу між ними слід оцінювати величиною тиску зім'яття труб зовнішньої колони. Тому пріоритетне значення в збереженні цілісності кріплення свердловини загалом має розроблення комплексу заходів з попередження пошкодження проміжної колони, якими передбачається:

- вибір раціональної конструкції похило-скерованої свердловини;
- розрахунок обсадних колон на зім'яття від дії гірського тиску;
- запобігання зношуванню і корозії труб та їх врахування під час розрахунку колон;
- використання техніко-технологічних засобів з формування циліндричного ствола свердловини;
- застосування найбільш ефективних промивальних рідин і тампонажних розчинів;
- забезпечення якісного цементування свердловини.

### Висновки

З врахуванням результатів нових теоретичних, експериментальних та промислових досліджень систематизовано причини неякісного кріплення похило-скерованих свердловин та бокових стволів та запропоновано узагальнену класифікацію причин зім'яття обсадних колон.

На прикладі Орів-Уличнянського родовища розраховано вагомості і значення діагностичних коефіцієнтів для найбільш та найменш сприятливих умов з точки зору цілісності обсадних колон, виявлено основні причини їх пошкодження та запропоновано заходи з їх попередження. Багатофакторним аналізом з використанням теорії розпізнання об'єктів можна оцінити вагомість впливу різних факторів, що спричиняють неякісне кріплення свердловин на інших родовищах України.

### Література

- 1 Абрамов А.А. Классификация поврежденной обсадных колонн / А.А. Абрамов, Л.Б. Измайлов // В сб. "Буровые растворы и крепление скважин": [тр. ВНИИКРнефть]. – Краснодар, 1971. – С. 13-18.
- 2 Кисельман М.Л. Износ и защита обсадных колонн при бурении глубоких скважин / М.Л. Кисельман. – М.: Недра, 1971. – 208 с.
- 3 Федорова Н.Г. Расчет параметров остаточной прочностности обсадных колонн / Н.Г. Федорова // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 6. – С. 40-41.

4 Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. – М.: Недра, 1988. – 294с.

5 Комнатный Ю.Д. Классификация факторов, определяющих герметичность резьбовых соединений обсадных колонн / Ю.Д. Комнатный // Техника и технология промывки и крепления скважин: [тр. ВНИИКРнефть]. – Краснодар, 1982. – С. 122-125.

6 Булатов А.И. Газопроявления в скважинах и борьба с ними / А.И. Булатов, В.И. Рябченко, Н.А. Сидоров – М.: Недра, 1969. – 280 с.

7 Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1983. – 256 с.

8 Караев А.К. Обсадные колонны для глубоких скважин / [Караев А.К., Сароян А.Е., Ширинзаде С.А.]. – М.: Недра, 1971. – 160 с.

9 Анализ причин некачественного крепления скважин на буровых предприятиях треста "Львовнефтегазразведка" / А.А. Федоров, Я.С. Коцкулич, А.М. Скачедуб [и др.]. – Рефер. информ. о законченных научно-исследовательских работах в вузах УССР, 1975. – № 9.

10 Анализ причин поврежденных обсадных колонн в эксплуатационных и водонагнетательных скважинах месторождений Прикарпатья / А.А. Федоров, Я.С. Коцкулич, М.Н. Чучвич [и др.] // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1976. – № 13. – С. 73-75.

11 Федоров А.А. О классификации поврежденных обсадных колонн и их причин / А.А. Федоров, Я.С. Коцкулич // Нефтепромысловые трубы: [тр. ВНИИТнефть]. – 1974. – Вып. 4. – С. 68-72.

12 Рябцев Г.Л. Нетрадиционные углеводороды: настоящее и будущее [Текст]: монография / Г.Л. Рябцев, С.В. Сапегин, М.И. Кривогуз. – К.: Психея, 2014. – 352 с.

13 Марцинків О.Б. Причини неякісного кріплення похило-направлених свердловин на прикладі Хрестищенського ВБР / О.Б. Марцинків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1999. – № 36. – С. 85-95.

14 Мирзаджанзаде А.Х. Методические указания по применению статистических методов в бурении нефтяных и газовых скважин / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Г. Аветисов, А.И. Булатов. – Красноград: ВНИИКРнефть, 1983. – 316с.

15. Коцкулич Я.С. Про вплив геолого-технічних факторів на довговічність обсадних колон / Я.С. Коцкулич, І.М.Ковбасюк // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 4. – С. 19-20.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
25.01.16

Рекомендована до друку  
професором **Коцкуличем Я.С.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук **Тершаком Б.А.**  
(ПАТ «Укрнафта», м. Київ)

## ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ВИТІСНЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ АЗОТОМ ІЗ ВИСНАЖЕНОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА ЗА РІЗНОЇ ТРИВАЛОСТІ ПЕРІОДУ НАГНІТАННЯ АЗОТУ В ПЛАСТ

Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Охарактеризовано можливі напрямки підвищення газовилучення з виснажених газових родовищ. Узагальнено результати попередніх досліджень з фізичного і математичного моделювання процесу витіснення природного газу діоксидом вуглецю, димовими газами і азотом з виснаженого газового родовища. З використанням комп'ютерної програми CMG виконано математичне моделювання процесу витіснення залишкового природного газу азотом із елемента виснаженого газового родовища у вигляді квадрата із чотирма видобувними свердловинами по його кутах після зниження пластового тиску на 90 % від початкового значення. Азот запомповували в нагнітальну свердловину у центрі квадрата різний період часу (від 1 до 36 місяців). За результатами досліджень встановлено закономірності зміни в часі і залежно від тривалості періоду нагнітання азоту в родовище пластового тиску, дебіту газу, дебіту азоту, вмісту азоту у свердловинній продукції і коефіцієнта газовилучення. У всіх варіантах нагнітання азоту в пласт призводить до збільшення коефіцієнта газовилучення. Шляхом статистичного оброблення розрахункових даних методом найменших квадратів отримано критичне значення тривалості періоду нагнітання азоту в пласт, вище якого коефіцієнт газовилучення мало змінюється. Результати досліджень свідчать про можливість вибору такої тривалості періоду нагнітання азоту в пласт, за якої за високих значень кінцевого коефіцієнта газовилучення прориву азоту у видобувні свердловини не відбудеться або вміст його у свердловинній продукції буде нижчим допустимої норми для використання її як палива у промисловості і побуті.

Ключові слова: родовище, свердловина, газ, азот, видобування, нагнітання, тиск, дебіт, газовилучення.

Охарактеризованы возможные направления увеличения газоотдачи истощенных газовых месторождений. Обобщены результаты предыдущих исследований физического и математического моделирования вытеснения природного газа диоксидом углерода, дымовыми газами и азотом с истощенного газового месторождения. С использованием компьютерной программы CMG выполнено математическое моделирование процесса вытеснения остаточного природного газа азотом с элемента истощенного газового месторождения в виде квадрата с четырьмя добывающими скважинами в углах квадрата после снижения пластового давления на 90% от начального значения. Азот закачивали в нагнетательную скважину в центре квадрата в течение различного времени (от 1 до 36 месяцев). По результатам исследований восстановлены закономерности изменения во времени и в зависимости от продолжительности периода нагнетания азота в месторождение пластового давления, дебита газа, дебита азота, содержания азота в скважинной продукции и коэффициента газоотдачи. Во всех вариантах нагнетания азота в пласт приводит к увеличению коэффициента газоотдачи. Путем статистической обработки расчетных данных методом наименьших квадратов получено критическое значение продолжительности периода нагнетания азота в пласт, выше которого коэффициент газоотдачи мало изменяется. Результаты исследований свидетельствуют о возможности выбора такой продолжительности периода нагнетания азота в пласт, при которой при высоких значениях конечного коэффициента газоотдачи прорыва азота в добывающие скважины не будет или содержание его в скважинной продукции будет ниже допустимой нормы для использования ее в качестве топлива в промышленности и быту.

Ключевые слова: месторождение, скважина, газ, азот, добыча, нагнетание, давление, дебит, газоотдача.

The article analyzes possible ways for gas recovery enhancement from depleted gas fields. The results of previous studies of physical and mathematical modeling of the natural gas displacement by carbon dioxide, nitrogen, and flue gases from depleted gas field were summarized. Using CMG software, there was performed a mathematical modeling of the process of residual natural gas displacement by nitrogen from the depleted gas field in the form of a square element with four production wells on its corners after the reservoir pressure declined by 90% of the initial value. Nitrogen was injected into the injection well, which is situated in the square center, for a different period of time (from 1 to 36 months). According to the research results, there were established patterns of change over time and depending on the length of the period of nitrogen injection into the field, reservoir pressure, gas flow rate, nitrogen flow rate, nitrogen content in the downhole products, and gas recovery factor. In all instances, nitrogen injection into the reservoir leads to the gas recovery factor increase. Using statistical calculation of the results with the help of the least squares method, there was obtained the critical value of nitrogen injection duration into the reservoir, above which the gas recovery factor changes a little. The results of the studies indicate the possibility of choice of such period duration of nitrogen injection into the reservoir, at which, at high gas recovery factors, nitrogen breakthrough in production wells will not happen or its content in downhole products will be lower than the allowed value for industry and everyday life.

Key words: field, well, gas, nitrogen, production, injection, pressure, flow rate, gas recovery

### Постановка проблеми дослідження

Сучасний стан нафтогазової галузі України характеризується дефіцитом газу власного виробництва і значним виснаженням основних запасів вуглеводнів газових і газоконденсатних родовищ. В цих умовах актуальною є проблема збільшення ступеня вилучення вуглеводнів з родовищ, які розробляються.

За промисловими даними по закінчених розробкою газових родовищах США, Російської Федерації, України та інших країн кінцевий коефіцієнт газовилучення в умовах газового режиму змінюється від 70 до 99 % і в середньому становить 85-90 % [1-4]. Тобто в родовищах залишається 10-15 % газу від початкових запасів. До можливих напрямків підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення газових родовищ з газовим режимом розробки відносяться: забезпечення рівномірного зниження пластового тиску за площею і продуктивним розрізом у процесі розробки родовища і однакових (близьких) значень кінцевого пластового тиску в різних ділянках родовища; мінімізація значень кінцевого пластового тиску; витіснення залишкового газу неуглеводневими газами і рідинами та їх сумішами [1-5]. У статті розглядається питання витіснення природного вуглеводневого газу з виснажених газових родовищ неуглеводневими газами.

У роботах [6-11] наведено результати лабораторних досліджень з витіснення природного газу (метану) діоксидом вуглецю, азотом і димовими газами з горизонтальних моделей однорідного пласта і двопластових моделей з різним розміщенням низькопроникного прошарка (верхнім або нижнім) за наявності непроникної перетинки між пластами або їх взаємодії безпосередньо чи через дротяну сітку між пластами. Результати лабораторних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність застосування неуглеводневих газів для вилучення залишкового газу з виснажених газових родовищ. Найбільший коефіцієнт газовилучення отримано в експериментах з витіснення метану з моделей пласта діоксидом вуглецю, який у пластових умовах має більшу густину і в'язкість, ніж метан і характеризується високою розчинністю у пластовій воді. В окремих дослідках коефіцієнт газовилучення при витісненні метану діоксидом вуглецю досягав значень 81-97,4 %. При застосуванні димових газів і азоту для витіснення з моделей пласта метану отримано дещо менші значення коефіцієнта газовилучення.

Результати лабораторних досліджень свідчать, що коефіцієнт витіснення метану різними неуглеводневими газами залежить від типу витіснювального агента, ступеня неоднорідності колектора, характеру взаємодії і взаємного розміщення різнопроникних прошарків. Молекулярна дифузія між двома прошарками, що гідродинамічно взаємодіють між собою, частково зменшує негативний вплив неоднорідності на коефіцієнт газовилучення.

У роботах [12-15] наведено результати математичного моделювання процесу витіснення

природного газу з виснажених родовищ діоксидом вуглецю. Згідно з результатами теоретичних досліджень нагнітання діоксиду вуглецю при меншому пластовому тиску забезпечує більший коефіцієнт газовилучення порівняно з нагнітанням його з самого початку розробки родовища.

У розглянутих дослідженнях не оцінено вплив тривалості періоду нагнітання неуглеводневого газу в пласт на коефіцієнт газовилучення, що послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

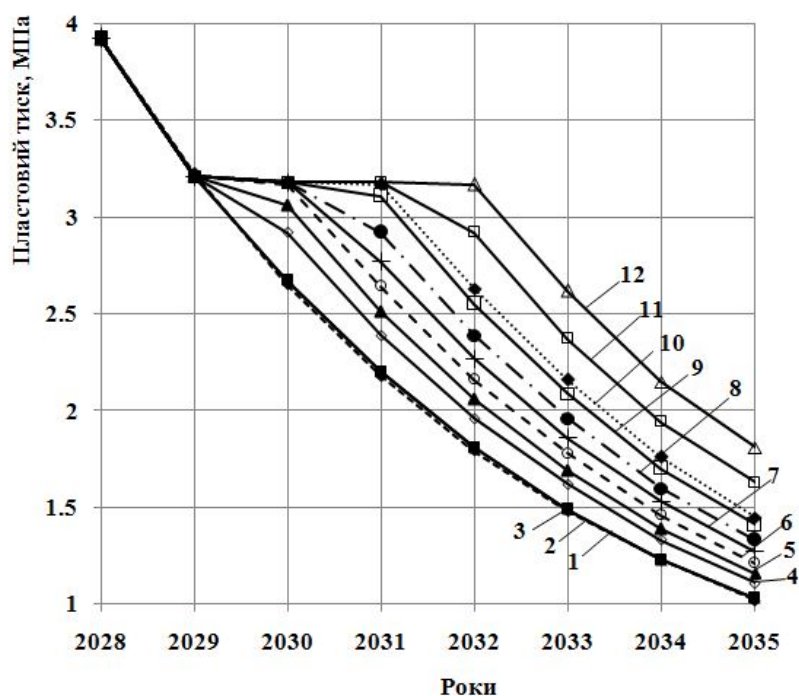
### Методика досліджень і вихідні дані

Для оцінки впливу тривалості періоду нагнітання неуглеводневого газу у виснажене газове родовище на коефіцієнт газовилучення виконано математичне моделювання процесу витіснення залишкового вуглеводневого газу неуглеводневим газом. В ролі неуглеводневого газу вибрано азот, який можна отримати з повітря в будь-якому нафтогазовидобувному районі за допомогою промислово освоєних установок. Використання діоксиду вуглецю є проблематичним, оскільки хімічні та інші виробництва, побічним продуктом яких є діоксид вуглецю, переважно знаходяться на значній відстані від родовищ нафти і газу і транспортування діоксиду вуглецю вимагатиме значних фінансових витрат.

Математичні дослідження виконано для елемента родовища (надалі по тексту «родовища») у вигляді квадрата з такими параметрами: довжина сторони квадрата – 1500 м, площа родовища –  $2,25 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>, товщина пласта – 10 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,14, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнт проникності пласта – 0,2 мкм<sup>2</sup>, глибина залягання продуктивного пласта (глибина свердловини) – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К, відносна густина газу – 0,553, коефіцієнт стисливості газу за початкового пластового тиску і пластової температури – 0,934, початкові запаси газу, підраховані програмою CMG (Computer Modeling Group), – 800,044 млн.м<sup>3</sup>.

Родовище розробляють на виснаження чотирма свердловинами, розміщеними в кутах квадрата. Свердловини уводять в експлуатацію 16.07.2015 р. і експлуатують на режимі постійної депресії тиску на пласт 0,26 МПа. Початковий дебіт однієї видобувної свердловини по газу становить 55 тис.м<sup>3</sup>/д. Після зниження пластового тиску на 90 % від початкового значення починають запомповування азоту в нагнітальну свердловину, розміщену в центрі квадрата на відстані 1061 м від видобувних свердловин. При цьому продовжують експлуатацію видобувних свердловин. Наведене значення поточного пластового тиску (0,1 від початкового тиску) часто приймають в дослідженнях як економічну межу рентабельної розробки родовища.

Добову витрату азоту, який запомповують у нагнітальну свердловину, вибирають залежно від сумарного поточного дебіту всіх видобув-



1 – виснаження; 2 – 1 місяць; 3 – 3 місяці; 4 – 6 місяців; 5 – 9 місяців; 6 – 12 місяців; 7 – 15 місяців; 8 – 18 місяців; 9 – 21 місяців; 10 – 24 місяці; 11 – 30 місяців; 12 – 36 місяців  
**Рисунок 1 – Динаміка пластового тиску для різної тривалості періоду нагнітання азоту в родовище**

них свердловин, виходячи з умови рівності їх значень у пластових умовах і забезпечення постійності пластового тиску впродовж періоду запомповування азоту в пласт. Після заданого періоду часу нагнітання азоту в пласт припиняють і продовжують подальшу експлуатацію видобувних свердловин.

Дослідження виконано для різної тривалості періоду нагнітання азоту в пласт: 1, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 30, 36 місяців.

Розрахунки процесу розробки родовища з нагнітанням у пласт азоту проводили з використанням ліцензованої комп'ютерної програми CMG.

### Результати досліджень

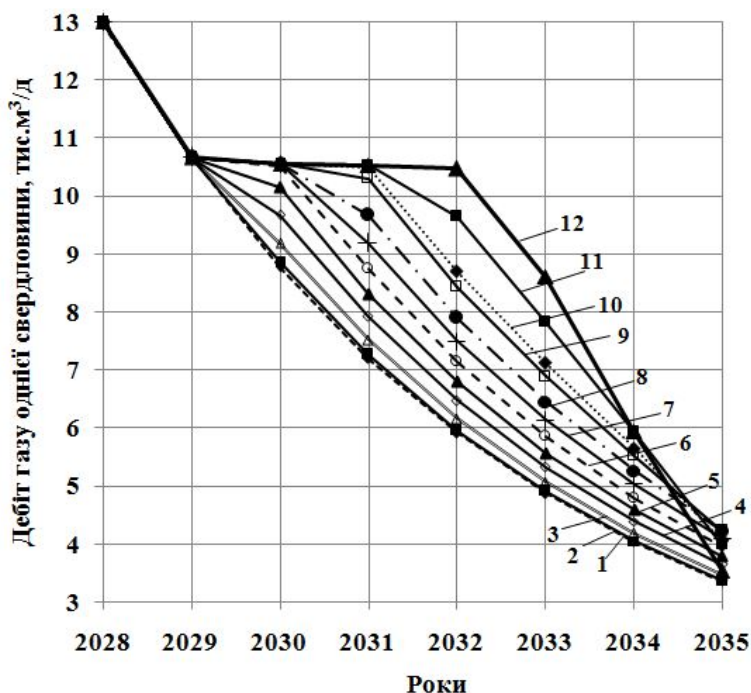
Розробка родовища розпочата 16.07.2015 р. чотирма видобувними свердловинами. 16.06.2029 р. після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення і видобутку 88,78 % газу від початкових запасів почали запомповування азоту в центральну нагнітальну свердловину з різною тривалістю. У дослідженнях визначали зміну в часі і залежно від тривалості періоду нагнітання азоту технологічних показників дорозробки родовища і характеристики процесу нагнітання азоту в родовище. У роботі для наглядності наведено графічні залежності тільки для завершальної стадії розробки родовища, коли розпочато нагнітання азоту в пласт.

На рисунку 1 зображено залежності зміни в часі пластового тиску в родовищі для різних значень тривалості періоду нагнітання азоту в пласт. За умови рівності в пластових умовах об'єму азоту, що нагнітають в родовище, і

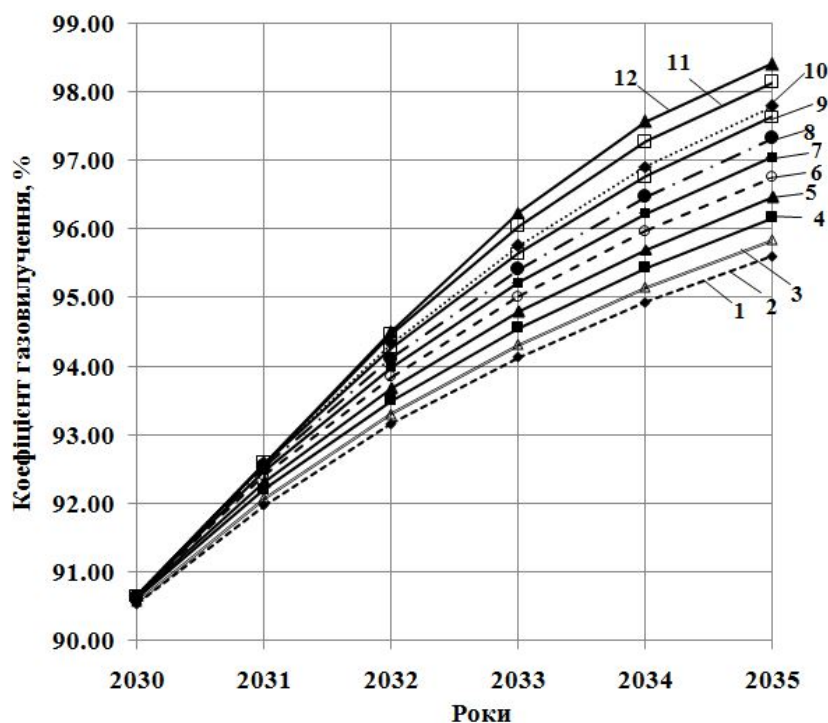
об'єму газу, який відбирають, пластовий тиск в родовищі в процесі нагнітання азоту підтримується постійним. У подальшому пластовий тиск поступово знижується і буде тим більший від тиску в умовах розробки родовища на виснаження, чим більша тривалість періоду нагнітання азоту в пласт. Відповідні залежності для пластового тиску на рисунку 1 майже паралельні і не перетинаються між собою. Підвищення пластового тиску на завершальній стадії розробки родовища, крім збільшення дебіту газу, призведе також до зростання устьового тиску, що покращить умови подачі газу споживачеві і сприятиме продовженню періоду рентабельної розробки родовища.

У процесі нагнітання азоту в пласт зростає дебіт газу, який в подальшому поступово знижується, але залишається вищим, ніж за відсутності нагнітання азоту (рисунку 2). У 2033-2035 рр. у зв'язку з проривом азоту у видобувні свердловини спостерігається різке зниження дебіту газу. На рисунку 2 залежності для дебіту газу за тривалості періодів нагнітання азоту в пласт 30 і 36 місяців перетинають інші залежності. Загалом нагнітання азоту в пласт позитивно впливає на зростання дебіту газу. Так, на 16.07.2032 р. дебіт свердловини по газу за відсутності нагнітання азоту в пласт становить 5,91 тис.м<sup>3</sup>/д, а за тривалості періоду нагнітання азоту 36 місяців – 10,46 тис.м<sup>3</sup>/д (збільшення в 1,72 рази).

Згідно з результатами досліджень, коефіцієнт газовилучення зростає із збільшенням тривалості періоду нагнітання азоту в пласт (рисунки 3 і 4). Починаючи з певного «критичного» значення тривалості періоду нагнітання азоту в



1 – виснаження; 2 – 1 місяць; 3 – 3 місяці; 4 – 6 місяців; 5 – 9 місяців; 6 – 12 місяців; 7 – 15 місяців; 8 – 18 місяців; 9 – 21 місяць; 10 – 24 місяці; 11 – 30 місяців; 12 – 36 місяців  
**Рисунок 2 – Динаміка дебіту газу для різної тривалості періоду нагнітання азоту в родовище**

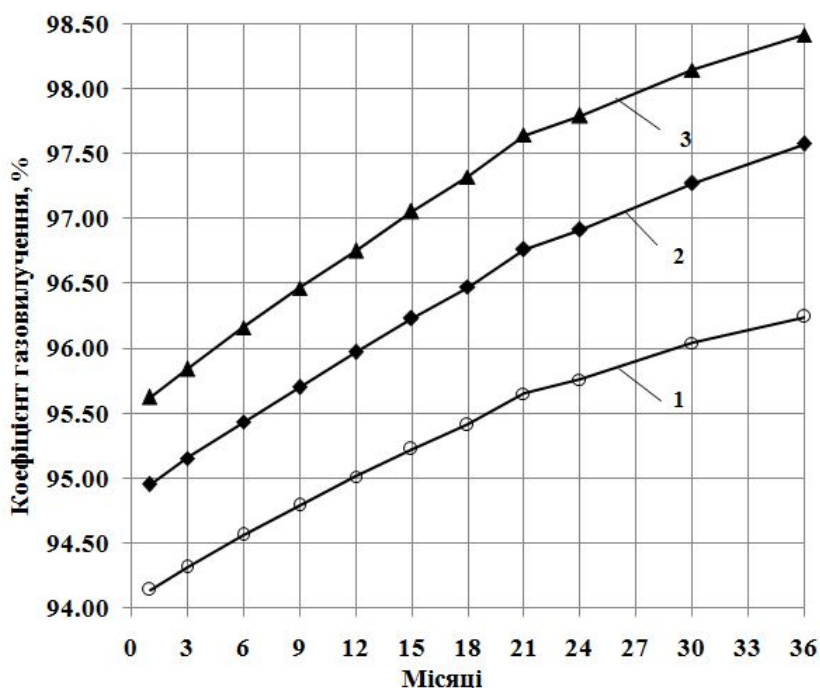


1 – виснаження; 2 – 1 місяць; 3 – 3 місяці; 4 – 6 місяців; 5 – 9 місяців; 6 – 12 місяців; 7 – 15 місяців; 8 – 18 місяців; 9 – 21 місяць; 10 – 24 місяці; 11 – 30 місяців; 12 – 36 місяців  
**Рисунок 3 – Динаміка коефіцієнта газовилучення для різної тривалості періоду нагнітання азоту в родовище**

пласт, криві на рисунку 4 виплоджуються. За результатами статистичного оброблення розрахункових даних методом найменших квадратів отримано такі значення досліджуваного параметра для «критичної» точки: 2033 рік – 17,05 місяців, 2034 рік – 18,31 місяців, 2035 рік – 18,6 місяців. Таким чином, оптимальна тривалість

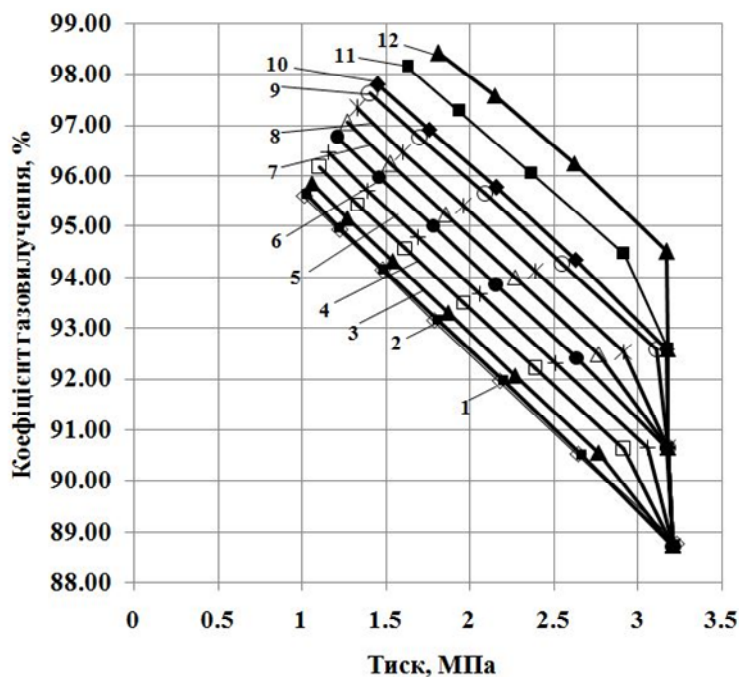
періоду нагнітання азоту в пласт становить близько 18 місяців.

За однакових значень пластового тиску коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим триваліший період нагнітання азоту у родовище (рисунок 5). Так, за значення пластового тиску 1,8 МПа коефіцієнт газовилучення змі-



1 – 2033 рік; 2 – 2034 рік; 3 – 2035 рік

Рисунок 4 – Залежності коефіцієнта газовилучення від тривалості періоду нагнітання азоту в родовище для різних моментів часу (років)



1 – виснаження; 2 – 1 місяць; 3 – 3 місяці; 4 – 6 місяців; 5 – 9 місяців; 6 – 12 місяців; 7 – 15 місяців; 8 – 18 місяців; 9 – 21 місяць; 10 – 24 місяці; 11 – 30 місяців; 12 – 36 місяців

Рисунок 5 – Залежності коефіцієнта газовилучення від пластового тиску для різної тривалості періоду нагнітання азоту в родовище

нюється від 93,16 % за відсутності нагнітання азоту в родовище до 95,72 % за тривалості періоду нагнітання азоту 18 місяців і до 98,41 % за тривалого періоду нагнітання азоту 36 місяців.

Азот, який запомповують у нагнітальну свердловину, рухається до видобувних свердловин. У межах розглядуваного інтервалу часу

до 16.07.2035 р. за тривалості періоду нагнітання азоту 1 місяць прорив його у видобувні свердловини не відбувається (рисунок 6). Для інших значень тривалості періоду нагнітання азоту в пласт  $t_n$  прорив його у видобувні свердловини відбувається в такі моменти часу:  $t_n=3$  місяці – 5,92 року,  $t_n=6$  місяців – 4,75 року,  $t_n=9$  місяців – 4,25 року,  $t_n=12$  місяців – 4 роки,  $t_n=15$

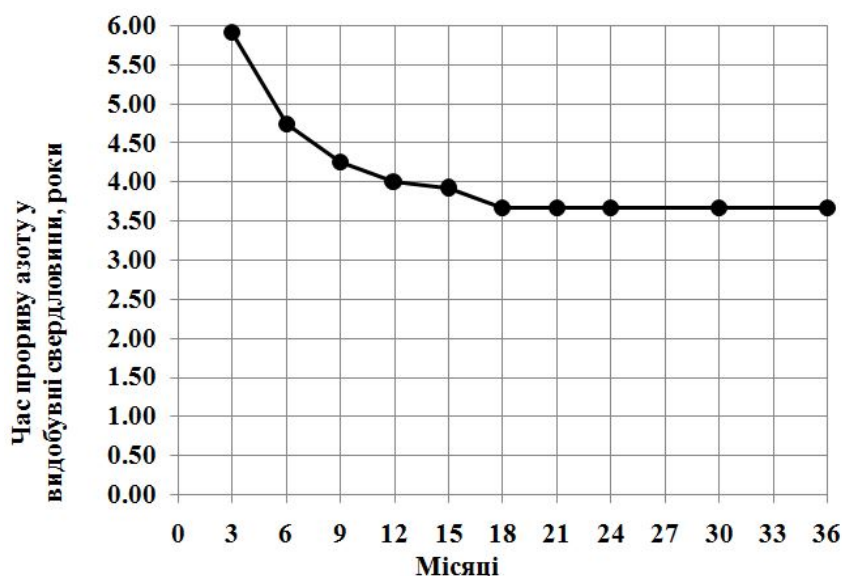
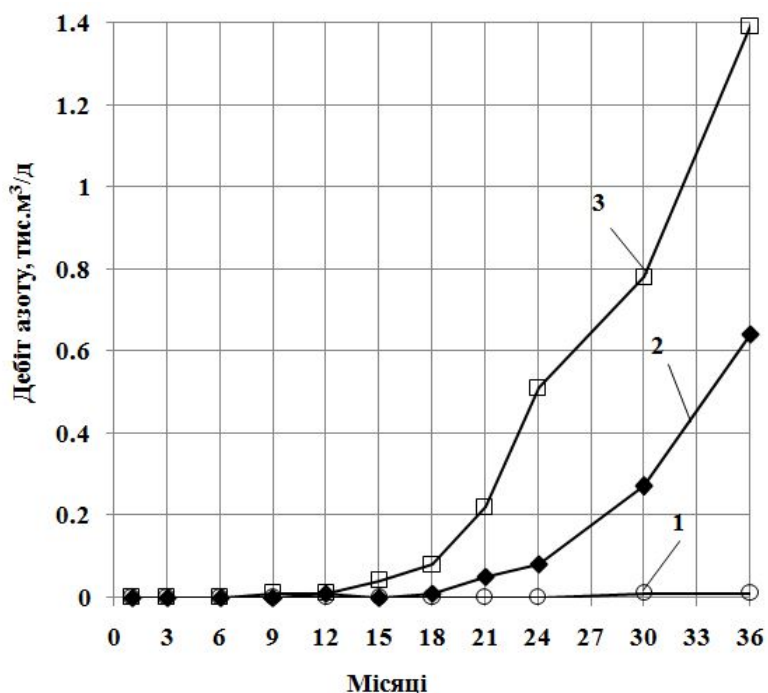


Рисунок 6 – Залежність часу прориву азоту у видобувні свердловини від тривалості періоду нагнітання його в родовище



1 – 2033 рік; 2 – 2034 рік; 3 – 2035 рік

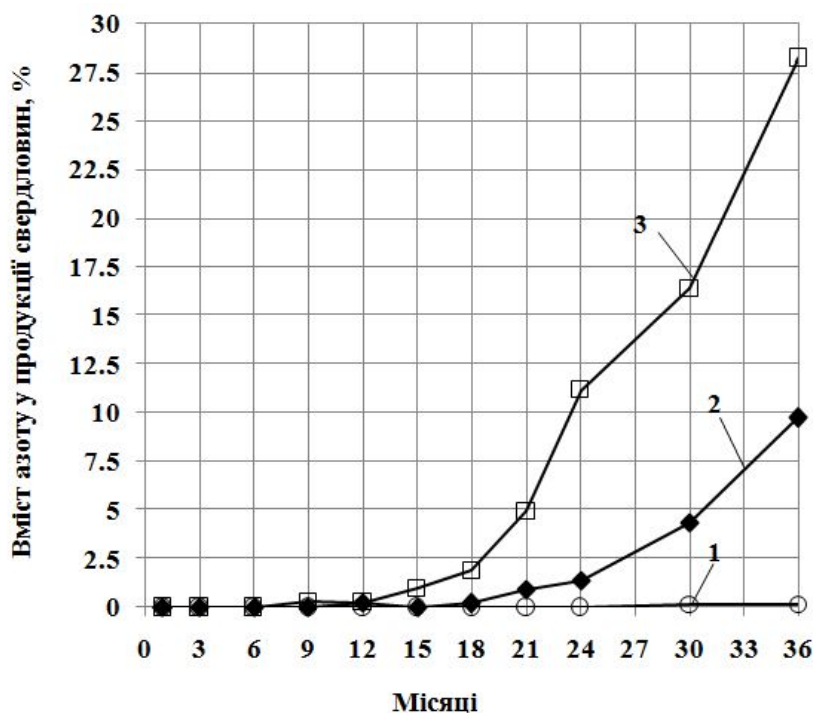
Рисунок 7 – Залежності дебіту азоту із видобувних свердловин від тривалості періоду нагнітання його в родовище для різних моментів часу

місяців – 3,92 року. Починаючи з тривалості періоду нагнітання азоту в пласт 18 місяців прорив його у видобувні свердловини відбувається через 3,67 років.

До 2033 р. дебіт азоту із видобувних свердловин є незначним. Тільки у 2034 і 2035 рр. дебіт азоту зростає, починаючи з тривалості періоду нагнітання його в пласт відповідно 18 і 12 місяців (рисунок 7). На момент припинення розробки родовища (16.07.2035 р.) дебіт азоту за різної тривалості періоду нагнітання його в пласт становить: 12 місяців – 0,01 тис.м<sup>3</sup>/д., 15 місяців – 0,04 тис.м<sup>3</sup>/д., 18 місяців – 0,08

тис.м<sup>3</sup>/д., 21 місяць – 0,22 тис.м<sup>3</sup>/д., 24 місяці – 0,51 тис.м<sup>3</sup>/д., 30 місяців – 0,78 тис.м<sup>3</sup>/д., 36 місяців – 1,39 тис.м<sup>3</sup>/д.

Вміст азоту у видобувному газі до 2033 р. менший 1 %, а у 2034 і 2035 рр. зростає, починаючи з тривалості періоду нагнітання його в пласт відповідно 18 і 12 місяців (рисунок 8). На 16.07.2035 р. вміст азоту у видобувному газі для різної тривалості періоду нагнітання його в пласт становить: 9 місяців – 0,263 %, 12 місяців – 0,252 %, 15 місяців – 0,969 %, 18 місяців – 1,865 %, 21 місяць – 4,944 %, 24 місяці – 11,16 %, 30 місяців – 16,387 %, 36 місяців – 28,252 %.



1 – 2033 рік; 2 – 2034 рік; 3 – 2035 рік

Рисунок 8 – Залежності вмісту азоту у видобувному газі від тривалості періоду нагнітання його в родовище на різні моменти часу

Таким чином, для критичного значення тривалості періоду нагнітання азоту в пласт 18 місяців вміст азоту у видобувному газі на момент закінчення розробки родовища становить 1,865 %, що цілком допустимо при використанні природного газу як палива в промисловості і побуті.

### Висновки

Результати математичного моделювання процесу витіснення із гіпотетичного газового родовища залишкового природного вуглеводневого газу азотом свідчать про технологічну ефективність нагнітання азоту у виснажене газове родовище після зниження пластового тиску до економічно рентабельної межі видобування газу. Підвищується кінцевий коефіцієнт газовилучення. Збільшується дебіт свердловин і поточний видобуток газу з родовища. Зростає тиск на гирлі свердловин, що покращує умови подачі газу споживачеві. За результатами досліджень встановлено оптимальну тривалість періоду нагнітання азоту в родовище (у проведених дослідженнях близько 18 місяців), вище якої коефіцієнт газовилучення мало змінюється. Залежно від системи розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин можна вибрати таку тривалість періоду нагнітання азоту в родовище, при якій буде відсутній прорив азоту у видобувні свердловини або вміст його у продукції свердловин на момент завершення розробки родовища буде в допустимих межах.

### Література

- 1 Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений [Текст] : учебн. пос. для вузов / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1980. – 334 с.
- 2 Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений [Текст] : навч. посіб. / С.Н. Закиров. – М. : Струна, 1998. – 628 с.
- 3 Совершенствование технологи разработки месторождений нефти и газа [Текст] / Под ред. С.Н. Закирова. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.
- 4 Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов [Текст] / Р.М.Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
- 5 Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К. : Львів, 1996. – 620 с.
- 6 SPE 94129. CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics A. Al-Hasami, S.R. Ren, SPE, and B. Tohidi, SPE, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot Watt U.
- 7 Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins, 9th Canadian International Petroleum Conference (the 59 th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society), June 17-19, 2008, in Calgary, Alberta, PET-SOC-09-08-49-P.
- 8 SPE 113468. Enhanced Gas Recovery and CO<sub>2</sub> Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen Steve S.K. Sim,

Alberta Research Council; Patrick Brunelle, Quadris Canada Fuel Systems Inc.; Alex T. Turta and Ashok K. Singhal, Alberta Research Council.

9 Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency S.S.K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS Alberta Research Council, PAPER 2008-145.

10 Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement A.T. TURTA, S.S.K. SIM, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS Alberta Research Council. PAPER 2007-124.

11 Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement S.S.K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS. Alberta Research Council. PAPER 2009-023.

12 SPE 144951. Simulation Study of Enhanced Gas Recovery Process Using a Compositional and a Black Oil Simulator. M.M. Rafiee, TU Bergakademie Freiberg (TUBAF); M. Ramazanian, National Iranian Oil Co (NIOC).

13 SPE 84813. Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide Sequestration: A Simulation Study of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters. Sinisha A. Jikich, Duane H. Smith, W. Neal Sams, Grant S. Bromhal.

14 SPE 94129. CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics A. Al-Hasami, Ahemd, S.R. Ren, SPE, and B. Tohidi, SPE, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot-Watt U.

15 SPE 130151. Enhanced Gas Recovery, Challenges shown at the example of three gas fields, Torsten Clemens, OMV; Severin Secklehner, OMV; Konstantinos Mantatzis, OMV; Bas Jacobs, OMV.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
08.02.16*

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

## ОЦІНКА ТА ВРАХУВАННЯ ВПЛИВУ АДСОРБЦІЙНО-ДЕСОРБЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ НА ХАРАКТЕР КРИВОЇ ЗВЕДЕНОГО ПЛАСТОВОГО ТИСКУ ВІД НАКОПИЧЕНОГО ВИДОБУТКУ ГАЗУ

Н. М. Гедзик

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: nazarii.hedzyk@gmail.com

*В останні роки науковці та нафтогазові інженери все більше уваги приділяють проблемам, які пов'язані із розробкою родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами, оскільки саме такі родовища найближчим часом можуть стати джерелом додаткового видобутку вуглеводневих ресурсів. У даній роботі подаються результати досліджень щодо оцінки впливу адсорбційно-десорбційних процесів на динаміку кривої зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу. Після аналізу промислових даних та результатів власних лабораторних досліджень обґрунтовано доцільність врахування адсорбційно-десорбційних процесів при розробці родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами. Виведено рівняння матеріального балансу та методики розрахунку для прогнозування технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами з урахуванням адсорбційно-десорбційних процесів під час їх розробки на виснаження та при використанні неуглеводневих заміщувальних агентів.*

Ключові слова: природний газ, низькопроникні колектори, десорбція, методика, матеріальний баланс.

*В последние годы ученые и нефтегазовые инженеры все больше внимания уделяют проблемам, которые связаны с разработкой месторождений природных газов с низкопористыми низкопроницаемыми коллекторами, поскольку именно такие месторождения в ближайшее время могут стать источником дополнительной добычи углеводородных ресурсов. В данной работе представлены результаты исследований по оценке влияния адсорбционно-десорбционных процессов на динамику кривой сводного пластового давления от накопленной добычи газа. После анализа промысловых данных и результатов собственных лабораторных исследований обоснована необходимость учета адсорбционно-десорбционных процессов при разработке месторождений природных газов с низкопористыми низкопроницаемыми коллекторами. Выведено уравнения материального баланса и методики расчета для прогнозирования технологических показателей разработки месторождений природных газов с низкопористыми низкопроницаемыми коллекторами с учетом адсорбционно-десорбционных процессов при их разработке на истощение и при использовании неуглеводородных заместительных агентов.*

Ключевые слова: природный газ, низкопроницаемые коллектора, десорбция, методика, материальный баланс.

*In recent years, scientists and petroleum engineers are increasingly focused on issues that are associated with the development of natural gas fields with low-permeable reservoirs since such deposits can become a source of additional hydrocarbon resources extraction in the nearest time. This paper presents the study results of assessment of the adsorption-desorption processes influence on the dynamics of the curve of reduced reservoir pressure dependence on cumulative gas production. After analyzing the field data and results of our own laboratory studies, there was grounded the necessity of considering the adsorption-desorption processes when developing natural gas fields with low-porous low-permeable reservoirs. In the paper, there was also developed the equation of material balance and calculation methods for predicting the technological parameters of development of the natural gas fields with low-porous low-permeable reservoirs with the account of the adsorption-desorption processes when developing them with the help of the depletion drive and using non-hydrocarbon displacement agents.*

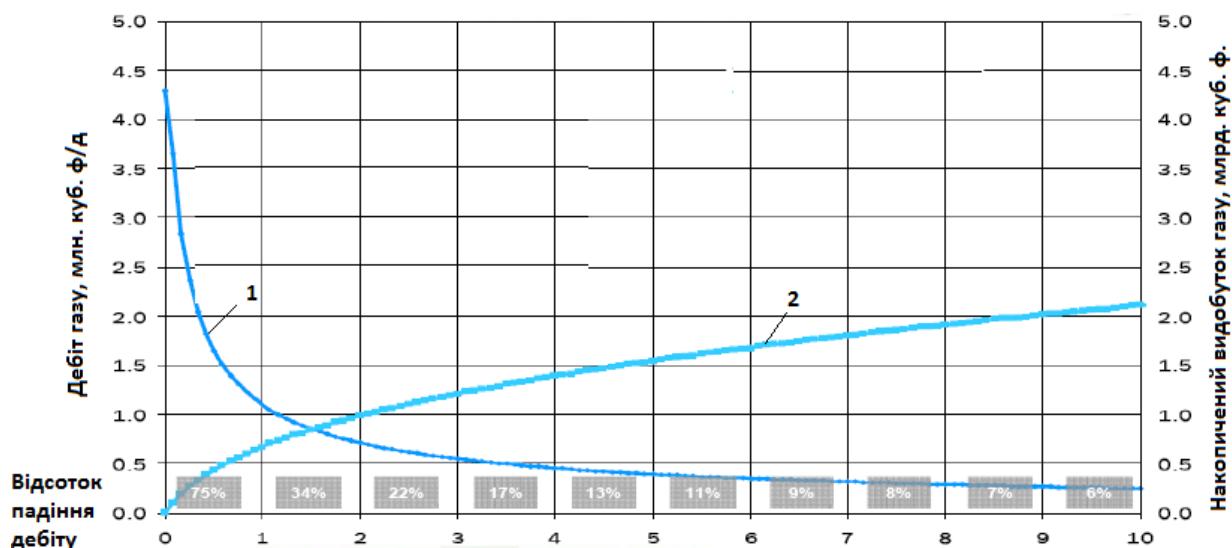
Keywords: natural gas, low-permeable reservoirs, desorption, methods, material balance.

### Вступ

В умовах дефіциту вуглеводневої сировини можливим напрямом стабілізації і збільшення власного видобутку газу в Україні є освоєння нетрадиційних родовищ природних газів з низькопроникними колекторами. Однак введення в розробку таких родовищ потребує відповідних технологій, адаптованих до гірничо-геологічних умов України.

На даний час в Україні відкрито ряд перспективних площ, які містять значні ресурси нетрадиційних вуглеводнів [1]. Слід також зазначити, що у всіх нафтогазоносних регіонах (Прикарпаття, Дніпровсько-Донецька западина) в межах родовищ, які розробляються, заляга-

ють низькопроникні низькопористі нафтогазоносні колектори, які не були введені у розробку. Зі збільшенням глибин буріння також зростатиме частка ущільнених нафтогазоносних колекторів. Традиційний видобуток газу з таких родовищ вертикальними свердловинами є економічно нерентабельним. Тому надзвичайно актуальним є проведення досліджень з розроблення власних технологій та техніки видобування газу з нетрадиційних родовищ. Вони є перспективним джерелом вуглеводневої сировини, яке у майбутньому визначатиме основний видобуток нафти, газу і конденсату в Україні.



1 – дебіт газу; 2 – накопичений видобуток газу

Рисунок 1 – Перебіг дебіту та накопиченого видобутку газу родовища Марселлус

### Аналіз відомих досліджень і публікацій

Однією з основних відмінностей між розробкою традиційних та нетрадиційних родовищ природного газу є наявність відповідних стадій видобутку. При розробці традиційних газових і газоконденсатних родовищ розрізняють наступні періоди видобутку газу: зростання видобутку газу, постійного видобутку газу або стабілізації відборів і спадного видобутку газу [2].

У випадку нетрадиційних родовищ з самого початку розробки спостерігається період спадного видобутку [3]. Для прикладу нижче наведено криві падіння видобутку для родовища сланцевого газу Марселлус (рисунок 1), оцінені компанією Chesapeake Energy [4].

Як бачимо темп зниження дебіту свердловин є досить швидким. Впродовж першого року дебіт свердловини може зменшитись на 65-80%, в другому році – 35-45%, в третьому – 20-30%. Проте, після різкого зниження спостерігається більш-менш стабільний видобуток на кінцевій ділянці, коли відсоток падіння дебіту зменшується слабо і в середньому може скласти 5-7%. Такий спад може тривати десятками років, проте він обмежений економічно рентабельним дебітом (мінімальним пластовим тиском).

Відмінні риси при розробці нетрадиційних родовищ природного газу з низькопористими низькопроникними колекторами також чітко спостерігаються на залежності зведеного пластового тиску від накопиченого відбору газу  $\tilde{P}_{пл}(t) / Z(\tilde{P}_{пл}) = f[Q_{внд}]$ . Типова залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу для традиційного та нетрадиційного покладу зображена на рисунку 2 [5, 6].

Такий характер кривої падіння може бути зумовлений рядом факторів. Так, наприклад, у роботі [7] автори пояснюють виположення кривої зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу тим, що при зниженні пла-

стового тиску у активній (з більшою проникністю) зоні до певного значення, аналогом якої може бути стимульований об'єм покладу, відбувається перетікання газу з віддаленої (пасивної) зони з меншою проникністю (зовнішній об'єм покладу). Внаслідок такого перетікання спостерігається часткове підвищення тиску в активній зоні, що впливає на характер кривої  $\tilde{P}_{пл}(t) / Z(\tilde{P}_{пл}) = f[Q_{внд}]$ . Автори також дослідили вплив проникності пасивної зони на темп перетікання газу. Так, за проникності пасивної зони 0,1 мД перетікання є слабким, і крива  $\tilde{P}_{пл}(t) / Z(\tilde{P}_{пл}) = f[Q_{внд}]$  дещо відхиляється від осі абсцис. Зі збільшенням проникності пасивної зони до 1 мД дана залежність ще більше відхиляється від прямої лінії. Проте інтенсивність перетікання газу залежить не лише від проникності пасивної зони, але й від відношення проникності активної зони до проникності пасивної зони.

Також, як свідчать результати досліджень [8], адсорбційно-десорбційні процеси протікають як у родовищах природного газу з низькопроникними колекторами, так і з порівняно високопроникними пластами. На нашу думку, іншим можливим поясненням відхилення залежності  $\tilde{P}_{пл}(t) / Z(\tilde{P}_{пл}) = f[Q_{внд}]$  від прямої лінії може бути той факт, що в процесі розробки родовища у міру зниження пластового тиску відбувається десорбція газу з поверхні породи. Десорбований газ, поступаючи у поровий простір пласта, зумовлює підвищення пластового тиску та зростання видобутку газу. Найактивніше цей процес проходить на завершальній стадії розробки родовища, оскільки, згідно з ізотермою адсорбції Ленгмюра, близько 60% адсорбованого газу десорбується при зниженні тиску до 0,1-0,2 від початкового пластового тиску (рівноважного тиску адсорбції). Саме тому найбільше відхилення залежності

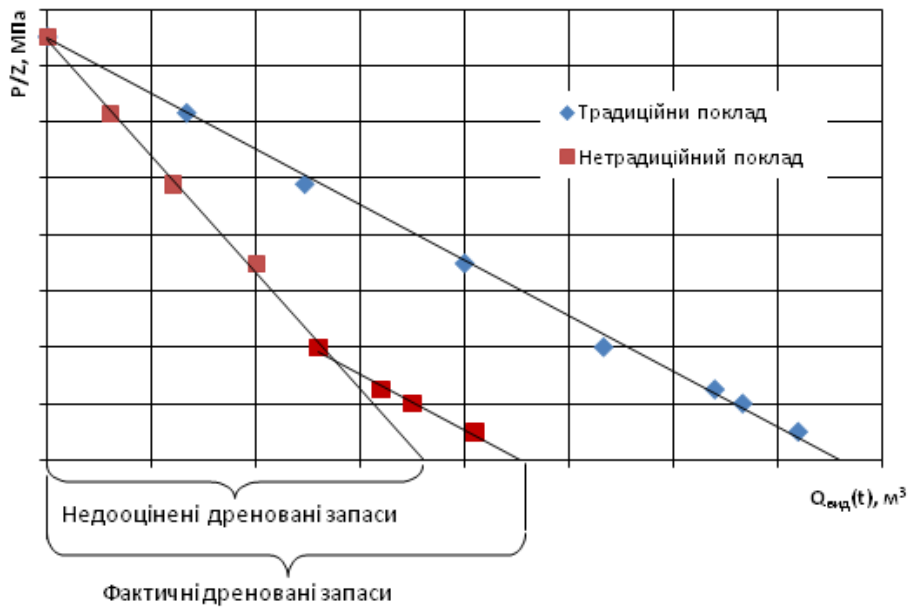


Рисунок 2 – Залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу

$\tilde{P}_{пл}(t) / Z(\tilde{P}_{пл}) = f[Q_{внд}]$  спостерігається при значному зниженні пластового тиску, коли починає вивільнятися раніше адсорбований газ.

Отже, використовуючи рівняння матеріального балансу для нетрадиційних родовищ природних газів необхідно враховувати адсорбційно-десорбційні процеси. Як наслідок, методику прогнозування показників розробки нетрадиційних родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами, які базуються на даному рівнянні, значною мірою відрізнятимуться від існуючих методик для традиційних родовищ. Тому в даній ситуації розроблення відповідних рівнянь і методик, які враховуватимуть особливості розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами з урахуванням адсорбційно-десорбційних процесів, і досі залишається актуальним питанням.

**Постановка проблеми та обґрунтування задач дослідження**

Як уже зазначалось розробка родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами значною мірою відрізняється від розробки традиційних газових родовищ. Це зумовлено як низькими фільтраційно-ємнісними властивостями, так і природою залягання газу в таких родовищах.

Для прикладу на рисунку 3 наведено графічну залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу, яка отримана експериментальним шляхом на насипній моделі пласта довжиною 450 мм та діаметром 40 мм при моделюванні розробки газового родовища з проникністю 9,1 мД на виснаження. У якості робочого газу було використано природний газ з відносною густиною 0,574 (вміст метану близько 97 %).

Як видно з рисунка 3 фактичні дані відхиляються від прямолінійної залежності. Причи-

му це відхилення більш чітко проявляється при зниженні тиску в моделі до ~0,2 від початкового тиску. Таке відхилення залежності зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу від прямої лінії зумовлено основною мірою десорбцією метану. На кінець розробки спостерігається відхилення кривої  $\tilde{P}_{пл}(t) / Z(\tilde{P}_{пл}) = f[Q_{внд}]$  приблизно на 7 % від визначеного значення дренаваних запасів за початковою прямолінійною ділянкою.

Беручи до уваги промисловий досвід розробки нетрадиційних родовищ природних газів та результати експериментальних досліджень можна зробити висновок, що рівняння матеріального балансу для газових родовищ з урахуванням адсорбційно-десорбційних процесів значною мірою відрізняється від рівняння матеріального балансу для традиційних родовищ. В такому випадку традиційні методику прогнозування технологічних показників розробки будуть давати неточні результати. Тому особливу увагу варто приділити питанню розробки нових більш достовірних методик, які дозволяють враховувати адсорбційно-десорбційні процеси, які відбуваються в продуктивних пластах в процесі розробки родовищ.

**Основний матеріал дослідження**

Базовим основним рівнянням, яке дає змогу вирішувати задачі розробки газових і газоконденсатних родовищ є рівняння матеріального балансу. У випадку розробки газового родовища на виснаження пластової енергії дане рівняння має вигляд [9, 10]:

$$Q_{зап.поч} = Q_{зал}(t) + Q_{внд}(t), \quad (1)$$

де  $Q_{зап.поч}$  – початкові запаси газу, м<sup>3</sup>;

$Q_{зал}(t)$  – залишкові запаси газу, м<sup>3</sup>;

$Q_{внд}(t)$  – накопичений видобуток газу, м<sup>3</sup>.

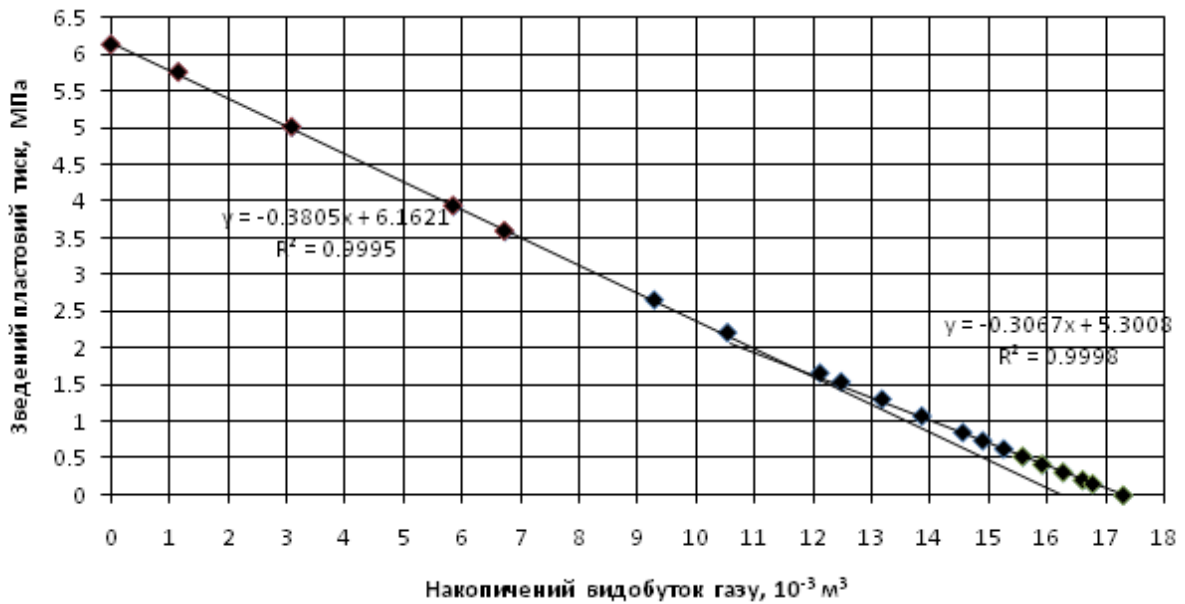


Рисунок 3 – Залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу для  $\text{CH}_4$

Або у розгорнутому вигляді:

$$\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} p_{\text{поч}} T_{\text{ст}}}{z_{\text{поч}} p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} = \frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} \tilde{p}_{\text{пл}}(t) T_{\text{ст}}}{z(\tilde{P}_{\text{пл}}) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} + Q_{\text{вид}}(t), \quad (2)$$

де  $\alpha_{\text{поч}}$  – коефіцієнт початкової газонасиченості;

$\Omega_{\text{поч}}$  – початковий поровий об’єм,  $\text{м}^3$ ;

$p_{\text{поч}}$  – початковий пластовий тиск, МПа;

$T_{\text{ст}}$  – стандартна температура, К;

$z_{\text{поч}}$  – коефіцієнт стисливості газу при початковому пластовому тиску і пластовій температурі;

$p_{\text{ат}}$  – атмосферний тиск, МПа;

$T_{\text{пл}}$  – пластова температура, К;

$\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$  – поточний пластовий тиск, МПа;

$z(\tilde{P}_{\text{пл}})$  – коефіцієнт стисливості газу при поточному пластовому тиску і пластовій температурі;

$Q_{\text{вид}}(t)$  – накопичений видобуток газу,  $\text{м}^3$ .

Проте, у випадку родовищ природних газів з низько пористими низькопроникними колекторами варто враховувати ще й запаси адсорбованого газу. Тому рівняння (1) і (2) набудуть наступного вигляду:

$$Q_{\text{зан.поч}}^{\text{с}} + Q_{\text{зан.поч}}^{\text{а}} = Q_{\text{зал}}^{\text{с}}(t) + Q_{\text{зал}}^{\text{а}}(t) + Q_{\text{вид}}(t), \quad (3)$$

де  $Q_{\text{зан.поч}}^{\text{с}}$  – початкові запаси вільного газу,  $\text{м}^3$ ;

$Q_{\text{зан.поч}}^{\text{а}}$  – початкові запаси адсорбованого газу,  $\text{м}^3$ ;

$Q_{\text{зал}}^{\text{с}}(t)$  – залишкові запаси вільного газу,  $\text{м}^3$ ;

$Q_{\text{зал}}^{\text{а}}(t)$  – залишкові запаси адсорбованого газу,  $\text{м}^3$ .

Початкові запаси адсорбованого газу:

$$Q_{\text{зан.поч}}^{\text{а}} = V_a(P_{\text{поч}}) \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

де  $V_a(P_{\text{поч}})$  – кількість адсорбованого газу в покладі при початковому пластовому тиску,  $\text{м}^3/\text{т}$ ;

$\rho_n$  – густина породи,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$F$  – площа газонасиченості,  $\text{м}^2$ ;

$h$  – товщина пласта, м;

$m$  – коефіцієнт пористості.

Кількість адсорбованого газу на конкретний момент часу буде залежати від поточного пластового тиску і згідно рівняння Ленгмюра буде дорівнювати:

$$V_a(P_{\text{пл}}) = V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{\text{пл}}(t)}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t) + P_L}, \quad (5)$$

де  $V_L$  – об’єм Ленгмюра,  $\text{м}^3/\text{т}$ ;

$P_L$  – тиск Ленгмюра, МПа.

Накопичений видобуток при цьому повинен враховувати як кількість видобутого вільного газу, так і кількість десорбованого газу, який можна визначити з рівняння:

$$Q_{\text{дес}}(t) = V_L \cdot \left( \frac{\tilde{P}_{\text{пл}}(t_{n-1})}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t_{n-1}) + P_L} - \frac{\tilde{P}_{\text{пл}}(t)}{\tilde{P}_{\text{пл}}(t) + P_L} \right) \times \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3}. \quad (6)$$

Тоді рівняння матеріального балансу для родовища природного газу з низькопористими низькопроникними колекторами з урахуванням об’єму адсорбованого газу матиме вигляд:

$$\begin{aligned} & \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} P_{поч} T_{см}}{z_{поч} P_{ам} T_{пл}} + \\ & + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{поч}(t)}{\tilde{P}_{поч}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} = \\ & = \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} \tilde{P}_{пл}(t) T_{см}}{z(\tilde{P}_{пл}) P_{ам} T_{пл}} + \\ & + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{пл}(t)}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + Q_{вид}(t). \end{aligned} \quad (7)$$

Виходячи з рівняння матеріального балансу поточний пластовий тиск у родовищі знаходимо за наступною залежністю:

$$\begin{aligned} \tilde{P}_{пл}(t) = & \left\{ \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} P_{поч} T_{см}}{z_{поч} P_{ам} T_{пл}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{поч}(t)}{\tilde{P}_{поч}(t) + P_L} \times \right. \\ & \left. \times \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} - Q_{вид}(t) \right\} \times \\ & \times \left\{ \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} T_{см}}{z(\tilde{P}_{пл}) P_{ам} T_{пл}} + \frac{V_L}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} \right\}^{-1} \end{aligned} \quad (8)$$

Як бачимо із залежності, дане рівняння є трансцендентним, оскільки у правій та лівій його частинах знаходиться невідоме шукане значення поточного пластового тиску. Окрім того, у правій частині рівняння також входить коефіцієнт стисливості газу при поточному пластовому тиску та пластовій температурі. Тому дане рівняння розв'язується методом послідовних наближень. У першому наближенні приймаємо значення поточного пластового тиску у правій частині рівняння та коефіцієнт  $z(P_{пл})$  рівному їх значенню на попередній момент часу. За знайденим значенням поточного пластового тиску уточнюємо значення коефіцієнту стисливості газу. У другому наближенні в праву частину рівняння підставляємо значення поточного пластового тиску з першого наближення. Розрахунки продовжуємо до тих пір, поки не буде досягнута необхідна степінь точності визначення поточного пластового тиску.

Хоча розробка нетрадиційних родовищ природних газів на виснаження є найпростішою та найменш затратною, вона не є найефективнішою. Тому в промисловій практиці часто використовують методи, які забезпечують підвищення вуглеводневилучення. Одним із таких методів є використання не вуглеводневих газів у якості заміщувальних агентів для інтенсифікації десорбції природного газу.

Розробка родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів в деякій мірі нагадує розробку газоконденсатних родовищ з підтриманням пластового тиску зворотнім нагнітанням сухого газу в пласт (сайклінг-процес).

Для інтенсифікації десорбції та підвищення газовилучення з родовищ природних газів з низькопроникними колекторами пропонується

запомповувати у продуктивний пласт азот або діоксид вуглецю зі стороннього джерела. При цьому рівняння матеріального балансу набуде вигляду:

$$\begin{aligned} & Q_{зап.поч}^g + Q_{зап.поч}^a + Q_{зак}^{CO_2}(t) = \\ & = Q_{зал}^g(t) + Q_{зал}^a(t) + Q_{зал}^{CO_2}(t) + Q_{вид}^{CH_4}(t) + Q_{вид}^{CO_2}(t), \end{aligned} \quad (9)$$

де  $Q_{зак}^{CO_2}(t)$  – кількість закачаного витіснювального агента ( $CO_2$ ),  $m^3$ ;

$Q_{зал}^{CO_2}(t)$  – залишкові запаси витіснювального агента ( $CO_2$ ),  $m^3$ ;

$Q_{вид}^{CH_4}(t)$  – накопичений видобуток природного газу (метану),  $m^3$ ;

$Q_{вид}^{CO_2}(t)$  – накопичений видобуток витіснювального агента ( $CO_2$ ),  $m^3$ .

У розгорнутому вигляді рівняння 9 набуде вигляду:

$$\begin{aligned} & \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} P_{поч} T_{см}}{z_{поч} P_{ам} T_{пл}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{поч}}{\tilde{P}_{поч} + P_L} \times \\ & \times \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + Q_{зак}^{CO_2}(t) = \\ & = \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} \tilde{P}_{пл}(t) T_{см}}{z(\tilde{P}_{пл}) P_{ам} T_{пл}} + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{пл}(t)}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \times \\ & \times \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + Q_{вид}^{CH_4}(t) + Q_{вид}^{CO_2}(t). \end{aligned} \quad (10)$$

Тоді рівняння для визначення поточного пластового тиску матиме наступний вигляд:

$$\begin{aligned} \tilde{P}_{пл}(t) = & \left\{ \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} P_{поч} T_{см}}{z_{поч} P_{ам} T_{пл}} + \right. \\ & + V_L \cdot \frac{\tilde{P}_{поч}(t)}{\tilde{P}_{поч}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} + \\ & \left. + Q_{зак}^{CO_2}(t) - Q_{вид}^{CH_4}(t) - Q_{вид}^{CO_2}(t) \right\} \times \\ & \times \left\{ \frac{\alpha_{поч} \Omega_{поч} T_{см}}{z(\tilde{P}_{пл}) P_{ам} T_{пл}} + \frac{V_L}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L} \cdot \rho_n \cdot F \cdot h \cdot (1-m) \cdot 10^{-3} \right\}^{-1}. \end{aligned} \quad (11)$$

Кількість десорбованого газу в даному випадку визначається за кількістю адсорбованого діоксиду вуглецю за залежністю:

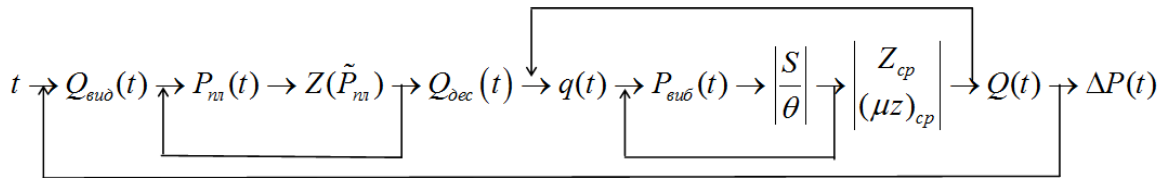
$$\begin{aligned} Q_{дес}(t) = & V_L^{CO_2} \cdot \left( \frac{\tilde{P}_{пл}(t)}{\tilde{P}_{пл}(t) + P_L^{CO_2}} \right) \cdot \rho_n \cdot \pi \times \\ & \times (1-m) \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_{зак}^{CO_2}(t) \cdot z(\tilde{P}_{пл}) P_{ам} T_{пл}}{\tilde{P}_{пл}(t) \cdot \alpha_{поч} \cdot \pi \cdot m_0 \cdot T_{см}}, \end{aligned} \quad (12)$$

де  $Q_{зак}^{CO_2}(t)$  – темп закачування  $CO_2$ ,  $m^3/рік$ ;

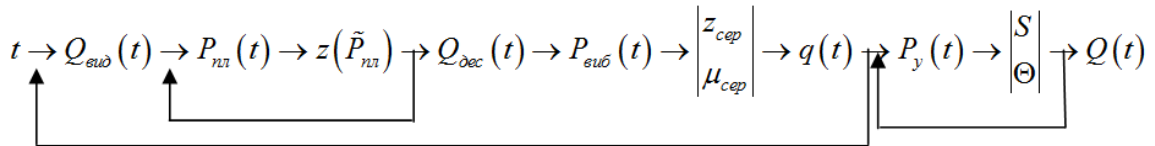
$V_L^{CO_2}$  – об'єм Ленгмюра для  $CO_2$ ,  $m^3/т$ ;

$P_L^{CO_2}$  – тиск Ленгмюра для  $CO_2$ , МПа.

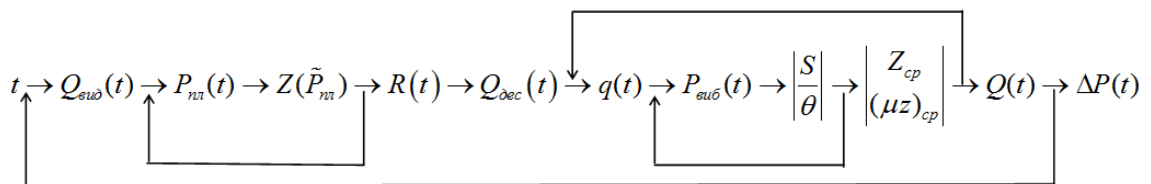
З використанням вищенаведених рівнянь розроблено методики для проектування розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами. Розроблені методики містять певні припущення. Зокрема вважається, що весь десорбований газ ви-



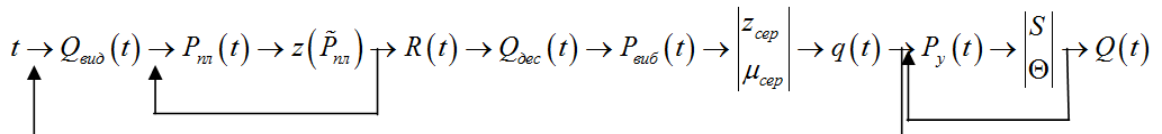
**Рисунок 4 – Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами на виснаження при експлуатації свердловин на технологічному режимі  $P_y = \text{const}$**



**Рисунок 5 – Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами на виснаження при експлуатації свердловин на технологічному режимі  $\Delta P = \text{const}$**



**Рисунок 6 - Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів при експлуатації свердловин на технологічному режимі  $P_y = \text{const}$**



**Рисунок 7 – Алгоритм розрахунку технологічних показників розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами з використанням неуглеводневих заміщувальних агентів при експлуатації свердловин на технологічному режимі  $\Delta P = \text{const}$**

добувається свердловинами, а відносна густина пластового газу не змінюється в часі (відсутнє змішування із неуглеводневими заміщувальними агентами). Алгоритми розрахунку згідно із розробленими методиками наведено на рисунках 4-7.

Нижче, на рисунках 8-9 наведено динаміку основних показників розробки гіпотетичного родовища природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами за деякими із розроблених методик.

На рисунку 10 наведено динаміку пластового тиску та накопиченого видобутку газу з використанням відомої та розробленої методики при експлуатації свердловин на технологічному режимі  $P_y = \text{const}$ .

Як видно з рисунка 10 при практично однаковому темпі зниження пластового тиску, наприклад за 20 років розробки покладу, спостерігається значне збільшення накопиченого видобутку газу при розрахунку з використанням розробленої методики порівняно до його значення, отриманого за відомою методикою.

Це зумовлено тим, що розроблені методики враховують додатковий видобуток адсорбованого газу, який десорбується при зниженні пластового тиску.

### Висновки

1 Проведено оцінку впливу адсорбційно-десорбційних процесів на залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу.

2 Обгрунтовано необхідність врахування адсорбційно-десорбційних процесів при розробці родовищ природних газів, особливо з низькопористими низькопроникними колекторами.

3 Виведено рівняння матеріального балансу з урахуванням адсорбційно-десорбційних процесів в умовах розробки родовищ природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами на виснаження та при використанні неуглеводневих заміщувальних агентів. На основі отриманих рівнянь розроблено відповідні методики для прогнозування технологічних показників розробки.

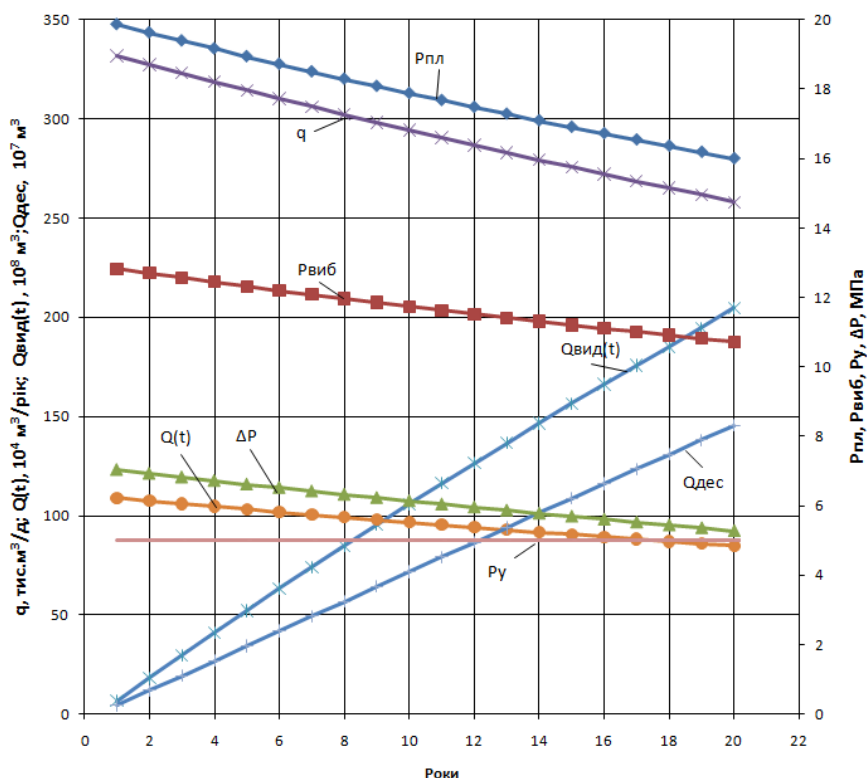


Рисунок 8 – Динаміка основних показників розробки родовища природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами на виснаження при експлуатації свердловин на технологічному режимі  $P_{у} = \text{const}$

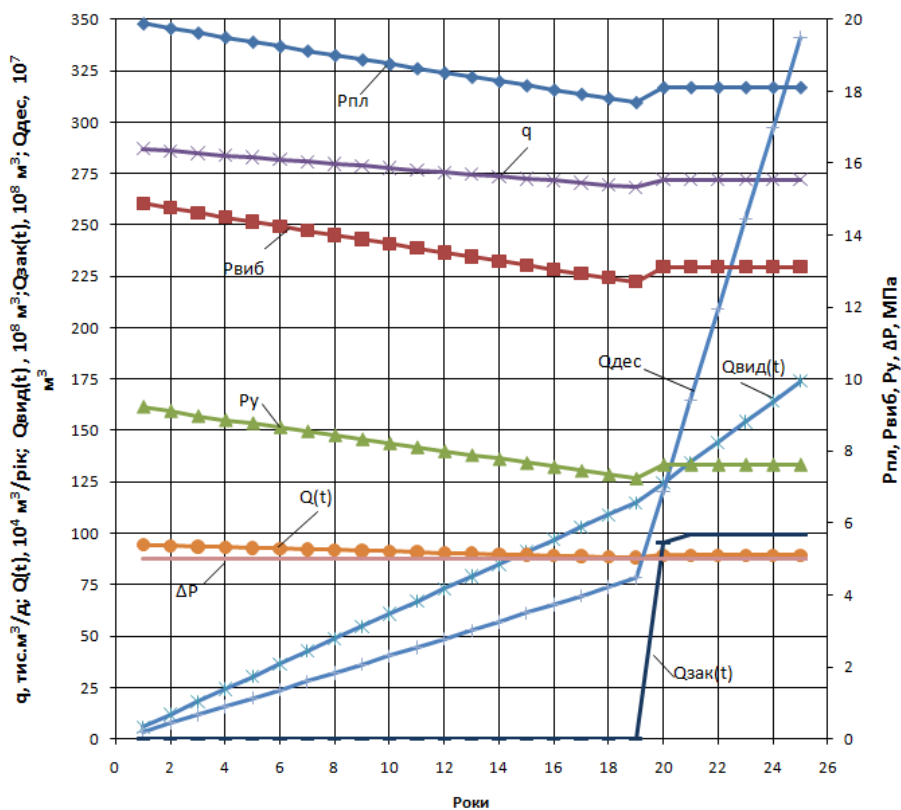
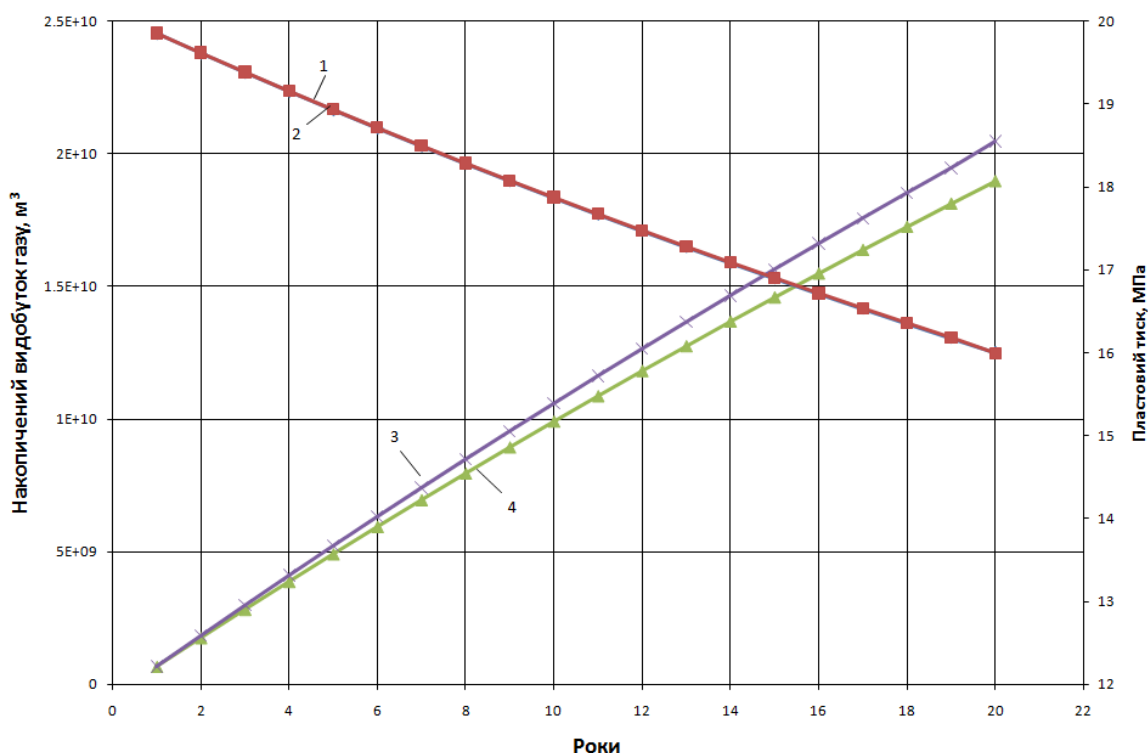


Рисунок 9 – Динаміка основних показників розробки родовища природних газів з низькопористими низькопроникними колекторами вертикальними свердловинами при нагнітанні  $CO_2$  при експлуатації свердловин на технологічному режимі  $\Delta P = \text{const}$



- 1 – динаміка пластового тиску з урахуванням десорбції;  
 2 - динаміка пластового тиску без урахування десорбції;  
 3 – динаміка накопиченого видобутку газу з урахуванням десорбції;  
 4 - динаміка накопиченого видобутку газу без урахування десорбції

**Рисунок 10 – Динаміка пластового тиску та накопиченого видобутку газу з урахуванням десорбції (розроблена методика) та без неї (відома методика) при експлуатації свердловин на технологічному режимі  $P_u=const$**

4 Апробовано розроблені рівняння та методики для умов гіпотетичного газового родовища з низькопористими низькопроникними колекторами. Встановлено, що при практично однаковій зміні пластового тиску, наприклад за 20 років розробки, накопичений видобуток газу зростає приблизно на 8 %, що зумовлене видобуванням адсорбованого газу.

**Література**

1. <http://shalegas.in.ua> [Електронний ресурс]
2. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений/ С.Н. Закиров. - М.: Струна, 1998. - 628 с
3. SPE 141085 Accounting For Adsorbed Gas in Shale Gas Reservoirs // Salman A. Mengal and R. A. Wattenbarger
4. Електронний ресурс [http://www.sooga.org/studies/Marcellus Shale Decline Analysis - 2010 - Brandon Baylor.pdf](http://www.sooga.org/studies/Marcellus%20Shale%20Decline%20Analysis%20-%20Brandon%20Baylor.pdf)
5. Effect of Sand Lens Size and Hydraulic Fractures Parameters on Gas In Place Estimation Using 'P/Z vs Gp Method' in Tight Gas Reservoirs // Hassan Bahrami, Reza Rezaee, Md Mofazzal Hossain, Nasser Alizadeh, Afshin Fathi / SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, 20-22 March, Vienna, Austria 2012

6. SPE 62883 A New Approach to Gas Material Balance in Tight Gas Reservoirs / Thomas W. Engler
7. Kondrat O. Investigation of the interaction of reservoir sections with different permeability in depleted gas field // Kondrat O./ AGH Drilling, Oil, Gas. - Vol. 32, no. 2 (2015), p. 325-332
8. Kondrat O. R. Study of adsorption processes influence on development of natural gas fields with low-permeability reservoirs / O.R. Kondrat, N. M. Hedzyk // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 4 (53). – С. 7-17
9. SPE 105982 Material Balance Revisited / K.P. Ojo, S.O. Osisanya // Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 31 July – 2 August, Abuja, Nigeria
10. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С.Яремійчука. – Київ-Львів, 1996. – 620 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 20.01.16

Рекомендована до друку професором **Кондратом Р.М.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) канд. техн. наук **Рудим С.М.** (НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)

## НЕСТАЦІОНАРНІ ПРОЦЕСИ В ГАЗОПРОВОДІ ПІД ЧАС РУХУ МЕХАНІЧНИХ ПРИСТРОЇВ

Я.В. Грудз, Л.І. Мельницька

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727138,  
e-mail: s r g g @ m a i l . r u

Розглядається задача нестационарного термогазодинамічного процесу в газопроводі, викликаного рухом механічного пристрою під тиском газу з урахуванням режиму роботи компресорної станції на початку лінійної ділянки. Створено математичну модель руху газу в газовій області, що рухається перед поршнем і в області запоршневого простору. Як граничні умови взято рівняння характеристики компресорної станції та умови на рухомій границі. Реалізація даної моделі дає змогу прогнозувати характер переміщення рухомої границі та розподіл тисків і витрати газу впродовж нестационарного процесу. Встановлено характер зміни параметрів режиму роботи компресорної станції в період руху механічного пристрою лінійною ділянкою газопроводу. Показано вплив руху механічного пристрою на характер нестационарності газодинамічного процесу в газопроводі.

Ключові слова: механічний пристрій, нестационарний процес, режим роботи, компресорна станція.

Рассматривается задача нестационарного термогазодинамического процесса в газопроводе, вызванного движением механического устройства под давлением газа с учетом режима работы компрессорной станции в начале линейного участка. Создана математическая модель движения газа в газовой области, которая движется перед поршнем, и в области запоршневого пространства. В качестве граничных условий взято уравнение характеристики компрессорной станции и условия на подвижной границе. Реализация данной модели позволяет прогнозировать характер перемещения подвижной границы и распределение давлений и расход газа в течение нестационарного процесса. Установлен характер изменения параметров режима работы компрессорной станции в период движения механического устройства линейным участком газопровода. Показано влияние движения механического устройства на характер нестационарности газодинамического процесса в газопроводе.

Ключевые слова: механическое устройство, нестационарный процесс, режим работы, компрессорная станция.

The article reviews the problem of the non-stationary thermal gas-dynamic process in the pipeline, caused by the movement of a mechanical device under gas pressure with the account of the compressor station operation mode at the beginning of the linear section. The mathematical model describing gas movement in the gas area before and behind the piston is developed. The equation of the compressor station characteristics and conditions of the moving limit are taken as the limit conditions. Implementation of this model makes it possible to predict the nature of movement of the moving limit, distribution of pressures, and gas consumption during non-stationary process. There was also established the nature of changes of the compressor station operation mode parameters during linear movement of the mechanical device in the pipeline. The influence of the mechanical device movement on the nature of the non-stationary processes in the pipeline is shown.

Keywords: mechanical device, non-stationary process, operation mode, compressor station.

**Вступ.** Застосування механічних пристроїв, що рухаються в газопроводі під тиском газу, пов'язане з необхідністю очищення порожнини труб від відкладень (механічні очисні пристрої), діагностування стану трубопроводу (інтелектуальні пристрої) та локалізації місць ушкоджень труб (локалізаційні пристрої). В кожному з випадків тверде тіло рухається вздовж трубопроводу за рахунок енергії газового потоку і спричиняє певний вплив на характер руху середовища, який можна розглядати як збурення газового потоку, що викликає нестационарні процеси в газопроводі. Практичне застосування механічних пристроїв в історичному аспекті започатковане для очищення порожнини газопроводу від рідинних відкладень, які виникають в результаті конденсації вологи в газопроводі і призводять до зростання його гідравлічного опору, зменшуючи пропускну здатність.

**Стан проблеми.** Початок дослідженням процесу очищення газопроводів механічними засобами описано в працях Клімовського [1] та Шварца М.Е. [2]. Згодом основи процесів очищення газопроводів отримали розвиток в працях Галіулліна З.Т. [3], Грудза В.Я. [4,5,6], Тоута О.І. [7]. В працях вказаних дослідників приводяться конструкції очисних пристроїв, результати ефективності витиснення рідкої фази з газопроводу та аналітичні дослідження характеру їх руху під тиском газу. Зокрема в [4] показано вплив швидкості руху очисного пристрою на ефективність очистки, досліджено характер руху механічного пристрою під тиском газу. В [5] приведено результати моделювання нестационарного процесу в газопроводі, викликаного рухом механічного пристрою. Однак, при побудові математичної моделі тиск на початку лінійної ділянки, по якою рухається механічний пристрій, вважався сталим, що не відповідає реальним умовам. В процесі очи-

щення магістральних газопроводів енергія потоку газу створюється газоперекачувальними агрегатами компресорної станції, розміщеної на початку лінійної ділянки. При цьому тиск і втрата газу пов'язані між собою рівнянням характеристики компресорної станції та не можуть не вплинути на характер газодинамічного нестационарного процесу.

**Метою** даного дослідження є встановлення характеру нестационарного процесу в газопроводі, викликаного рухом механічного пристрою, за умов подачі газу в лінійну ділянку компресорною станцією, характеристика якої є відомою.

**Основна частина.** Як відомо [6], характеристика компресорної станції, обладнаної відцентровими нагнітачами з довільною схемою їх роботи, може бути представлена в двочленному вигляді

$$\varepsilon^2 = a - bQ_B^2, \quad (1)$$

де  $\varepsilon$  – ступінь стиску КС при продуктивності за умов входу  $Q_B$ ;

$a, b$  – апроксимаційні коефіцієнти.

В умовах руху механічного пристрою по газопроводу вважається, що компресорна станція, яка знаходиться на початку лінійної ділянки, працює з сталим тиском на вході  $P_B$ , а кінці лінійної ділянки підтримується сталий тиск  $P_K$ . Характеристика компресорної станції в таких умовах

$$P_H^2 = aP_B^2 - bQ_B^2 P_B^2. \quad (2)$$

Використовуючи рівняння газового стану, на основі (2) отримуємо

$$P_H^2 = aP_B^2 - bQ_B^2 P_B^2 = aP_B^2 - bQ_B^2 \rho^2 (zRT)^2 = aP_B^2 - b(zRT)^2 M^2. \quad (3)$$

Слід зауважити, що нестационарний характер руху газу в газопроводі вимагає для опису складних математичних моделей. Тому з метою їх спрощення прийнято рішення розглядати гідродинамічні процеси в рівнинному трубопроводі без врахування інерційних втрат енергії. Ізотермічний характер руху газу описується математичною моделлю, що містить рівняння руху і рівняння нерозривності. Лінійна ділянка ділиться на дві частини, початок першої з яких ( $x=0$ ) прилягає до працюючої компресорної станції, а кінець знаходиться на рухомій границі ( $x=l$ ); початок другої ділянки міститься на рухомій границі, а кінець ( $x=L$ ) співпадає з кінцем лінійної ділянки. Тому система рівнянь має вигляд:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial P_j}{\partial x} &= \frac{\lambda_j \rho W^2}{2d}; \\ -\frac{\partial P_j}{\partial t} &= c^2 \frac{\partial(\rho W)}{\partial x}, \end{aligned} \quad (4)$$

де  $P_j(x,t)$  – тиск як функція лінійної координати  $x$  і часу  $t$ ;

$\lambda_j$  – коефіцієнт гідравлічного опору нафтопроводу;

$\rho$  – густина газу;

$W$  – усереднена по перерізу швидкість нафти;

$c$  – швидкість звуку в потоці;

$j$  – індекс, що характеризує положення рухомої границі (значення  $j = 1$  відноситься до простору за рухомою границею,  $j = 2$  – до області простору, що рухається перед рухомою границею).

Рівняння руху в умовах нестационарного процесу можна звести до вигляду

$$\begin{aligned} -\rho \frac{\partial P_j}{\partial x} &= \frac{\lambda_j (\rho W)^2}{2d}; & -\frac{P_j}{zRT} \frac{\partial P_j}{\partial x} &= \frac{16\lambda_j M^2}{2d^5 \pi^2}; \\ -\frac{\partial P_j^2}{\partial x} &= \frac{16\lambda_j zRT M^2}{d^5 \pi^2}. \end{aligned} \quad (5)$$

Використовуючи рівняння характеристики компресорної станції у формі (3), отримуємо:

$$P_1^2(0,t) = aP_B^2 + b\lambda_1(zRT) \frac{\pi^2 d^5}{16} \frac{\partial P_1^2}{\partial x}. \quad (6)$$

Вираз (6) слід вважати граничною умовою на початку лінійної ділянки. На кінцевому перерізі лінійної ділянки спостерігається сталість тиску, тобто:

$$P_2^2(L,t) = P_K^2. \quad (7)$$

Умова (7) є другою граничною умовою. Окрім того, на рухомій границі спостерігається рівність швидкостей газу в перерізах до і після механічного пристрою та перепад тисків на пристрої, викликаний силою тертя ущільнень до стінок труб. Таким чином, на рухомій границі  $x=l(t)$  граничні умови мають вигляд:

$$\frac{\partial P_1^2}{\partial x} \Big|_{x=l} = \frac{\partial P_2^2}{\partial x} \Big|_{x=l}; \quad (8)$$

$$P_1^2(l,t) = \left( P_2(l,t) + \frac{4S}{\pi d^2} \right)^2,$$

де  $S$  – сила тертя ущільнень механічного пристрою до стінок труб.

Вважається, що до початку руху механічного пристрою газопровід працював в стаціонарному режимі з параболічною депресією тиску:

$$P_2^2(x,0) = P_H^2 - \frac{P_H^2 - P_K^2}{L} x = P_H^2 - ix. \quad (9)$$

Виключаючи з системи (4) швидкість середовища як функцію лінійної координати і часу, приведемо її до рівняння:

$$-\frac{\partial P_j^2}{\partial t} = \kappa \frac{\partial^2 P_j^2}{\partial x^2}, \quad (10)$$

де  $\kappa = c^2 / 2a$

$2a = \lambda W / 2d$  – коефіцієнт лінеаризації системи.

Сформульована задача реалізується за таких умов.

1. До початку руху механічного пристрою газопровід працював у стаціонарному режимі з розподілом тисків, що виражається залежністю (9).

2. Після початку руху механічного пристрою і до завершення процесу тиск на початку газопроводу  $P_1^2(0, t)$  зв'язаний з масовою витратою  $M$  рівнянням характеристики компресорної станції у формі (6).

3. На рухомій границі спостерігається рівність лінійних швидкостей газу і перепад тисків у відповідності до (8).

4. Необхідно визначити характер руху контакту  $l(t)$  в часі, а також режим роботи компресорної станції.

Процедура зводиться до реалізації системи рівнянь (10) при початкових (9) і граничних (6), (7), (8) умовах. Поставлена задача відноситься до задачі третього роду з умовами на рухомій границі і реалізується методом Фур'є. Розв'язок має вигляд :

$$\begin{aligned}
 P_2^2(x, t) &= \frac{8\lambda(L-l)}{\pi^2gd^5} \frac{a^*}{b^*} \left(1 - \frac{x}{L-l}\right) + \\
 &+ \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \frac{2(h_0 + \frac{8\lambda(L-l)}{\pi^2gd^5} \frac{a^*}{b^*})}{\omega_n(L-l)} \sin \omega_n(L-l) + \right. \\
 &+ \frac{8\lambda}{\pi^2gd^5} \left[ (L-l) \sin \omega_n(L-l) - \right. \\
 &\left. \left. - \frac{1}{\omega_n} (\cos \omega_n(L-l) - 1) \right] \cos \omega_n x + \right. \\
 &+ \frac{2(h_0 + \frac{8\lambda(L-l)}{\pi^2gd^5} \frac{a^*}{b^*})}{\omega_n(L-l)} (\cos \omega_n(L-l) - 1) + \\
 &+ \frac{8\lambda}{\pi^2gd^5} \left[ (L-l) \cos \omega_n(L-l) - 1 - \right. \\
 &\left. \left. - \frac{1}{\omega_n} \sin \omega_n(L-l) \right] \sin \omega_n x \right\} \exp(-\omega_n^2 \mathfrak{K}t); \\
 P_1^2(x, t) &= \frac{8\lambda l}{\pi^2gd^5} \frac{a^*}{b^*} \left(1 - \frac{x}{l}\right) + \\
 &+ \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \frac{2(h_0 + \frac{8\lambda L}{\pi^2gd^5} \frac{a^*}{b^*})}{\omega_n l} \sin \omega_n l + \right. \\
 &+ \frac{8\lambda}{\pi^2gd^5} \left[ l \sin \omega_n l - \frac{1}{\omega_n} (\cos \omega_n l - 1) \right] \cos \omega_n x +
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &+ \frac{2(h_0 + \frac{8\lambda L}{\pi^2gd^5} \frac{a^*}{b^*})}{\omega_n L} (\cos \omega_n l - 1) + \frac{8\lambda}{\pi^2gd^5} \frac{a^*}{b^*} \frac{i + \frac{8\lambda}{\pi^2gd^5}}{\omega_n} \times \\
 &\times \left[ l \cos \omega_n l - \frac{1}{\omega_n} \sin \omega_n \right] \sin \omega_n x \Big\} \exp(-\omega_n^2 \mathfrak{K}t).
 \end{aligned}$$

В одержаних аналітичних виразах величина  $\omega_n$  є розв'язками трансцендентного рівняння

$$\omega_n = \frac{1}{2l-L} (\arctg \frac{8\lambda}{\pi^2gd^5} \frac{a^*}{b^*} \omega_n + \pi n), \quad (12)$$

де  $a^* = aP_B^2$ ;  $b^* = \lambda_1(zRT) \frac{\pi^2 d^5}{16}$ .

Числовий аналіз залежностей (11) свідчить, що відкинувши усі члени ряду вище четвертого отримаємо похибку обчислень, що не перевищить 1%. Тому ітераційний процес знаходження коренів рівняння (12) слід завершувати після числового значення, яке відповідає  $n=4$ .

Однак одержані аналітичні розв'язки не можуть бути безпосередньо використані для проведення обчислень режиму роботи компресорної станції в процесі руху механічного пристрою по лінійній ділянці, а служать лише структурною моделлю алгоритму в зв'язку з тим, що рівняння (11) і (12) містять невідомий закон руху контактної границі  $l(t)$ . Це змушує використати ітераційну процедуру для реалізації математичної моделі.

У початковий момент часу при роботі газопроводу в стаціонарному режимі з початковим тиском  $P_0$  і продуктивністю  $Q_0$  лінійна швидкість газу на початку становить

$$W_0 = \frac{Q_0}{F}, \quad (13)$$

де  $F$  – площа поперечного перерізу трубопроводу.

Для умов  $t=0$  можна розрахувати значення числа Рейнольдса і величину коефіцієнта гідравлічного опору.

Вважаємо, що швидкість руху контакту в початковий момент руху рівна лінійній швидкості газу  $W_0$ . Тоді шлях, пройдений рухомою границею за проміжок часу  $\Delta t$ , становитиме:

$$l(0) = W_0 \cdot \Delta t. \quad (14)$$

Визначена за (14) відстань, на яку перемістився рухомий контакт, дозволяє реалізувати за однією з стандартних методик рівняння (12), визначити коефіцієнт гідравлічного опору для ділянки  $l(0)$  і реалізувати отримані розв'язки (11) для проміжку часу  $\Delta t$ .

Надалі для наступного часового інтервалу  $\Delta t$  визначається з першого рівняння системи (4), лінійна швидкість нафтопродукту

$$W = \frac{Q}{F} = \left[ -\frac{2d}{\lambda\rho} \frac{\partial P_j}{\partial x} \right]^{1/2}. \quad (15)$$

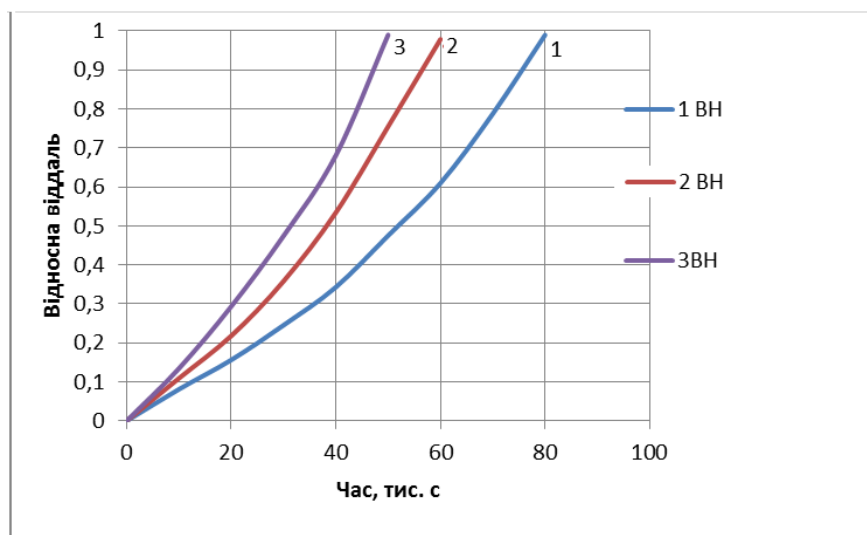


Рисунок 1 – Розрахунковий характер руху механічного пристрою при різних схемах паралельно включених відцентрових нагнітачів

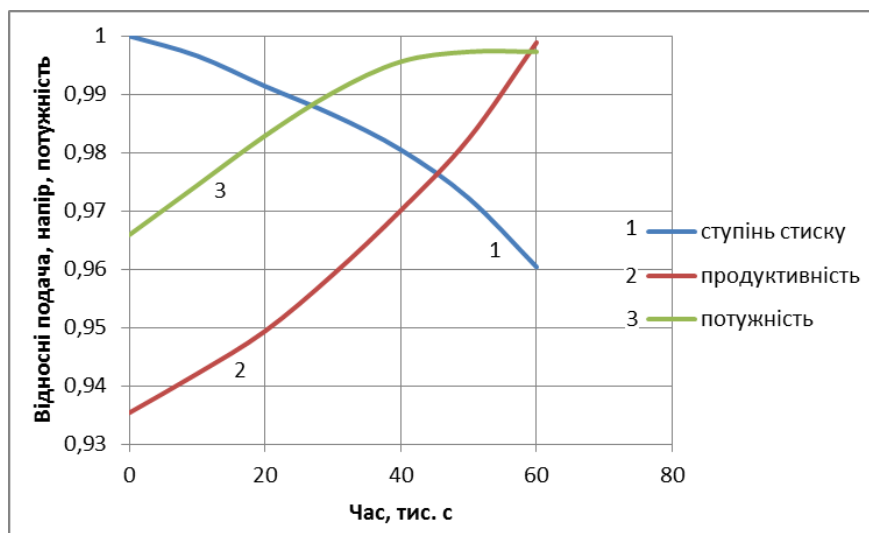


Рисунок 2 – Характер зміни параметрів режиму роботи КС в процесі руху механічного пристрою

Використавши друге рівняння системи (11), знайдемо похідну  $\frac{\partial P_1}{\partial x}$  і за (15) уточнимо лінійну швидкість нафтопродукту, а за (14) - пройдений контактом шлях за проміжок часу  $\Delta t$ . Уточнення проводимо до співпадання з заданою точністю пройденого шляху  $l(t)$ . Після цього за (11) визначаємо напори в кожній точці нафтопроводу для моменту часу  $\Delta t$ , в тому числі на виході компресорної станції при  $x=0$ . Для наступного проміжку часу початкове наближення лінійної швидкості газу беремо за уточнене її значення з попереднього проміжку часу.

Таким чином, визначаючи послідовно віддалі, що проходить контакт за рівні проміжки часу  $\Delta t$ , побудуємо його характер руху по газопроводу. Алгоритм закінчує роботу після досягнення умови  $l=L$ , тобто до моменту часу, коли контакт пройшов всю лінійну ділянку.

Реалізація першого розв'язку з системи (11) за умови  $x=0$ , тобто отримання залежності  $P_1(0,t)$ , дає змогу визначити зміну тиску КС в часі руху по лінійній ділянці механічного пристрою. Зміну продуктивності КС в часі можна знайти шляхом процедури за залежністю (15), або з характеристики КС у вигляді (6). Визначення потужності відцентрових нагнітачів пропонується здійснювати за загальновідомою методикою. Таким чином, дослідження нестационарних процесів у газопроводі, викликаних рухом механічних пристроїв, дозволяють прогнозувати режим роботи компресорної станції з метою прийняття рішень про можливе регулювання.

Для виконання вказаного алгоритму складено програму, за якою проведено розрахунки для умов рівнинного газопроводу. Результати розрахунків у вигляді графіків подано на рисунках 1 і 2.

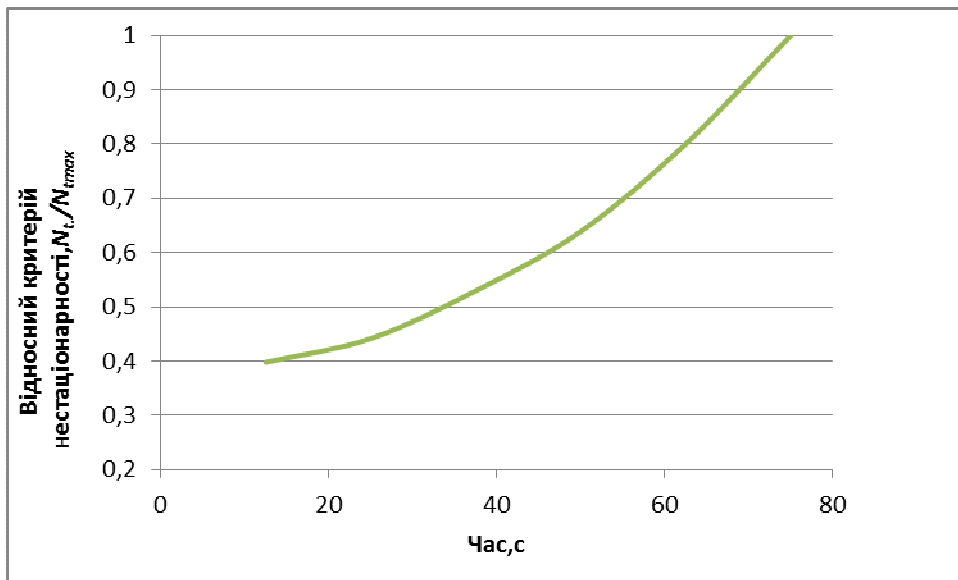


Рисунок 3 – Зміна відносної величини критерію нестационарності в часі

Результати розрахунків показують, що прогнозування характеру переміщення рухомої границі за нестационарною моделлю, похибка у визначенні параметрів процесу зростає з наближенням до кінця процесу заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП і досягає максимуму в кінцевий момент часу за витратою 1,5 – 2%, а за тиском 1 – 1,5%. Таким чином, аналіз результатів розрахунків доводить необхідність використання для прогнозування нестационарної моделі з урахуванням роботи компресорної на початку лінійної ділянки.

Для оцінки міри нестационарності термодинамічного процесу руху газу в газопроводі за умов переміщення механічного пристрою визначено величину критерію нестационарності [6]:

$$N_t = \frac{\delta Q d}{\lambda w \tau}, \quad (16)$$

де  $\delta Q = \frac{Q_{max} - Q_{min}}{Q_{сер}}$  – відносна зміна продуктивності;

$\tau$  – тривалість нестационарного процесу по витраті;

$w = \frac{4Q_{сер}}{\pi d^2} \cdot \frac{P_{ст}}{P_{ср}} \cdot \frac{T_{сер}}{T_{ст}}$  – середня по довжині й усереднена в часі швидкість газу.

Для визначення критерію нестационарності весь період руху механічного пристрою розбивався на дискретні рівні проміжки часу, на кінець кожного з них визначалася лінійна координата рухомого механічного пристрою, а також значення тиску, витрати та лінійної швидкості газу у відповідних точках за (11).

Як вказано в [6], технологічний режим роботи газопроводу вважається квазістационарним у тому випадку, якщо величина критерію нестационарності складає  $N_t < 1,4 \cdot 10^{-6}$ . В іншому випадку режим руху газу вважається нестационарним, і зі зростанням величини критерію не-

стационарності ступінь нестационарності потоку (тобто ступінь впливу інерційних сил) збільшується.

Результати розрахунків показують, що впродовж часу переміщення механічного пристрою трубопроводом нестационарність потоку газу зростає, при цьому значення критерію нестационарності змінюється від  $N_t = 2,48 \cdot 10^{-6}$  на початку процесу до  $N_t = 6,24 \cdot 10^{-6}$  в кінці. За результатами розрахунків побудовано залежність величини критерію нестационарності  $N_t$  від часу переміщення механічного пристрою газопроводом, яка у вигляді графіка приведена на рисунку 3.

**Наукова новизна.** Із графіка видно, що значення критерію нестационарності за період руху механічного пристрою змінюється в широких межах (понад 60%), що дає змогу стверджувати про зростання впливу інерційних сил в газовому потоці. Зростання критерію нестационарності викликає збільшення обсягу роботи сил інерції в газовому потоці, що призводить до зниження величини коефіцієнта корисної дії газопроводу, тобто перевитрати енергії на транспорт газу.

### Висновки

Таким чином, проведені дослідження характеру руху механічних пристроїв в потоці газу по газопроводу і газодинамічного нестационарного процесу при цьому показали, що закон руху пристрою в часі близький до параболічного і залежить від темпу подачі газу в газопровід, а рух газу при цьому відзначається суттєвою нестационарністю, яка з наближенням до кінця процесу стає інтенсивнішою, що викликає зниження коефіцієнта корисної дії газотранспортної системи.

*Література*

- 1 Климовский Е.М. Очистка полости и испытание магистральных и промысловых трубопроводов / Е.М. Климовский; изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Недра, 1972. – 256 с.
- 2 Шварц М.Э. Применения шаровых резиновых разделителей в трубопроводах, собранных на подкладных кольцах / М.Э. Шварц, М.В. Лурье, В.И. Марон // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 2. – С. 72-74.
- 3 Галлиулин З.Т. Вспросы физического моделирования нестационарных течений газа в магистральных газопроводах с учетом влияния инерционных сил и зон гидравлического сопротивления / З.Т. Галиуллин, И.Е. Ходанович, В.В. Девичев // Сб. трудов ВНИИГАЗ. – М. 1976. – С.19-24.
- 4 Грудз В.Я. Оптимизация процесса очистки полости магистрального газопровода / В.Я. Грудз, Д.Ф. Тымкив, В.З. Манько // НТС. Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1987. – Вып.24. – 88–89 с.
- 5 Грудз В.Я. Исследование эффективности очистных устройств в газопроводах с пересеченным профилем трассы: Дис. на соиск. ученой ст. канд. техн. наук.– Ивано-Франковск, 1980. – 140 с.
- 6 Ковалко М.П. Трубопроводный транспорт газа / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін. – Київ: АренаЕКО, 2002. – 600 с.
- 7 Тоут А.И. Параметры движения разделителей при удалении воды из трубопровода. Нефтепромысловое строительство./ А.И. Тоут, Г.Ю. Динков // Реф. н.-т. сб. – 1974. – № 4. – С.3-11.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*02.02.16*

*Рекомендована до друку  
професором Середюк М.Д.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук Говдяком Р.М.  
(ТзОВ ІК «Машекспорт», м. Київ)*

## **ВЛИЯНИЕ ДИССИПАЦИИ ЭНЕРГИИ НА ТЕМПЕРАТУРУ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В СКВАЖИНАХ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ**

**А.Ю. Андерсон, М.М. Кологривов, В.В. Притула**

*Одесская национальная академия пищевых технологий; 65039, г. Одесса, ул. Канатная 112, тел. 0661663490, e-mail: andersonalex1036@mail.ru*

*У роботі проведено чисельне моделювання процесів теплообміну в нагнітальній і циркуляційній свердловинах геотермальної системи для підігріву високов'язких нафт. Дослідження теплових процесів в циркуляційних свердловинах, які супроводжують роботу геотермальної системи представляє науковий інтерес.*

*Виконано аналіз зміни температури циркуляційної води в нагнітальній та експлуатаційній свердловинах геотермальної системи в залежності від зміни гідравлічного опору труб, від витрати теплоносія і часу експлуатації. Розроблено практичні рекомендації до проектування геотермальних циркуляційних систем для підігріву високов'язких нафт і нафтопродуктів.*

*Відомі дослідження роботи геотермальних (петрогеотермальних) циркуляційних систем не дозволяють кількісно оцінити зміну температури потоку в свердловинах внаслідок теплообміну з ґрунтом і за наявності часткової дисипації його енергії. Матеріали статті узагальнюють етап досліджень авторів з використання енергії сухих глибинних порід для підігріву високов'язких рідин.*

*Прийняті фізична і математична моделі розрахунків теплообміну «вода-масив породи». Чисельно встановлено зміну температури циркулюючої води в нагнітальній та експлуатаційній свердловинах як з урахуванням, так і без урахування дисипації енергії потоку. Чисельно оцінено вплив періоду експлуатації свердловин на зміну шорсткості поверхні труб, дисипації енергії потоку і її частку в теплообміні. Рекомендовані робочі навантаження витрат води в свердловинах.*

*Результати досліджень важливі для проектування нових, ефективних та енергозберігаючих систем підігріву високов'язкої нафти.*

*Ключові слова: нагнітальна свердловина, експлуатаційна свердловина, гідравлічний опір, високов'язка нафта.*

*В работе проведено численное моделирование процессов теплообмена в нагнетательной и циркуляционной скважинах геотермальной системы для подогрева высоковязких нефтей. Исследование тепловых процессов в циркуляционных скважинах, сопровождающих работу геотермальной системы, представляет научный интерес.*

*Выполнен анализ изменения температуры циркуляционной воды в нагнетательной и эксплуатационной скважинах геотермальной системы в зависимости от изменения гидравлического сопротивления труб, от расхода теплоносителя и времени эксплуатации. Разработаны практические рекомендации к проектированию геотермальных циркуляционных систем для подогрева высоковязких нефтей и нефтепродуктов.*

*Известные исследования работы геотермальных (петрогеотермальных) циркуляционных систем не позволяют количественно оценить изменение температуры потока в скважинах вследствие теплообмена с грунтом и при наличии частичной диссипации его энергии. Материалы статьи обобщают этап исследований авторов по использованию энергии сухих глубинных пород для подогрева высоковязких жидкостей.*

*Приняты физическая и математическая модели расчетов теплообмена «вода-массив породы». Численно установлено изменение температуры циркулирующей воды в нагнетательной и эксплуатационной скважинах как с учетом, так и без учета диссипации энергии потока. Численно оценено влияние периода эксплуатации скважин на изменение шероховатости поверхности труб, диссипацию энергии потока и её долю в теплообмене. Рекомендованы рабочие нагрузки расходов воды в скважинах.*

*Результаты исследований важны для проектирования новых, эффективных и энергосберегающих систем подогрева высоковязкой нефти.*

*Ключевые слова: нагнетательная скважина, эксплуатационная скважина, гидравлическое сопротивление, высоковязкая нефть.*

*In this paper, we have done a numerical simulation of the processes of heat exchange in the injection and production wells of the geothermal system for heating high-viscosity oils. Studies of thermal processes in circulation wells, which follow the geothermal system operation, present a scientific interest.*

*The analysis of the temperature change of the circulating water in the injection and production wells of the geothermal system, depending on the change of hydraulic resistance of pipes, water consumption, and operation time, is conducted. Practical recommendations for the design of the geothermal circulating systems for heating high-viscosity oil and petroleum products are worked out.*

*The known geothermal studies of the circulation systems operation do not allow quantifying the flow temperature change in the wells due to the heat exchange with the ground and presence of partial dissipation of its energy. The materials of this article summarize the stage of other authors' studies of utilization of the dry plutonic rocks' energy for heating of the high-viscosity fluids.*

*Physical and mathematical models of heat transfer calculations "water-rock" are accepted. The temperature change of the circulation water in the injection and production wells both including and excluding the dissipation of the flow energy is numerically established. The influence of the well operation period on the change of the pipe*

surface roughness, flow energy dissipation, and its share in the heat transfer is numerically evaluated. Operational loads of water consumption in the wells are recommended.

The study results are important for designing new, effective, and energy-saving systems for heating high-viscosity oil.

Key words: injection well, production well, hydraulic resistance, high-viscosity oil.

### Введение

Проблема трубопроводного транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти является актуальной. При температуре грунта вокруг магистрального нефтепровода  $12^{\circ}\text{C} \div 14^{\circ}\text{C}$  вязкость такой нефти недопустимо высокая. Наиболее распространенным способом уменьшения вязкости нефти является её «горячая перекачка». Например, при повышении температуры нефти повышенной вязкости с  $20^{\circ}\text{C}$  (коэффициент динамической вязкости от 10 до 30 мПа·с) до  $30^{\circ}\text{C}$  её вязкость уменьшается в 2÷3 раза. Для нефти высоковязкой (коэффициент динамической вязкости свыше 30 мПа·с) уменьшение вязкости при подогреве на  $10^{\circ}\text{C}$  составит 5÷10 раз [1,2].

Нами предлагается новый, ранее не используемый в промышленности способ подогрева нефти горячей водой при помощи геотермальной циркуляционной системы. С нашей точки зрения данный метод является экономически выгодным и экологически целесообразным. Следует отметить, что подогрев воды осуществляется глубинной петрогеотермальной энергией – геотермальной энергией сухих пород.

Использование петрогеотермальной энергии апробировано в развитых странах.

При этом температура теплоносителя для нужд жилищно-коммунального теплоснабжения в пределах  $100^{\circ}\text{C} \div 150^{\circ}\text{C}$ , для промышленных объектов, как правило,  $180^{\circ}\text{C} \div 200^{\circ}\text{C}$ , а для выработки электроэнергии –  $220^{\circ}\text{C} - 250^{\circ}\text{C}$ . [3].

Средний геотермический градиент –  $30^{\circ}\text{C}/\text{км}$ . Петрогеотермальная энергия доступна для любых территорий. На глубине до 3÷6 км горячие породы с температурой  $100^{\circ}\text{C} \div 180^{\circ}\text{C}$  распространены повсеместно.

Особенностью подогрева высоковязкой нефти за счёт геотермальной энергии является то, что для подогрева целесообразно использование горячей воды с температурами  $60^{\circ}\text{C} \div 100^{\circ}\text{C}$ . Для получения воды с такой температурой достаточно пробурить скважины глубиной 2÷3 км. Технической проблемы для бурения таких скважин нет.

Проблема состоит в том, чтобы изучить влияние скважин на сравнительно невысокую температуру теплоносителя - горячей воды и работу циркуляционной системы.

Одним из вопросов, связанным с исследованием процессов теплообмена в геотермальной системе, является учёт теплосъёма в скважинах. На процессы теплообмена оказывают влияние различные факторы, среди которых следует выделить диссипацию энергии потока. Исследование влияния диссипации на теплообмен во времени представляется важным.

### Общая часть

Схема геотермальной циркуляционной системы представлена на рис. 1. Система включает в себя нагнетательную и эксплуатационную скважины, которые соединены между собой на заданной глубине (в подземном котле) системой искусственных трещин (каналов) в непролищаемом массиве пород. На поверхности различено технологическое оборудование, в том числе теплообменники для подогрева нефти из магистрального трубопровода.

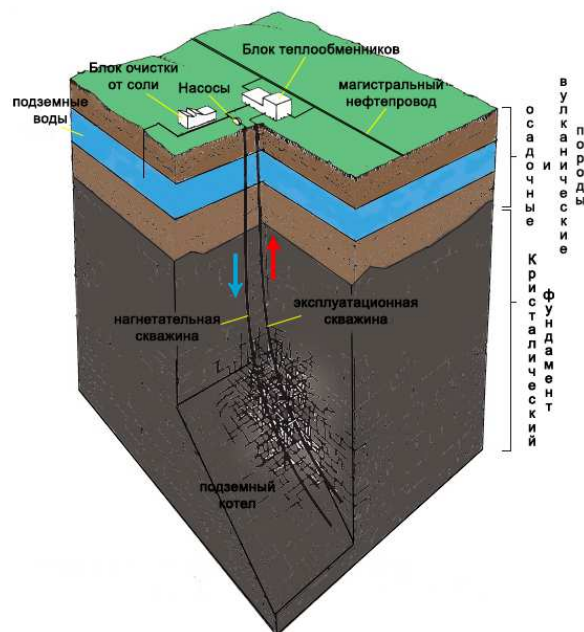


Рисунок 1 – Геотермальная циркуляционная система для подогрева нефти

Принцип работы циркуляционной системы заключается в следующем. Систему заполняют подпочвенной (подземной) или привозной водой в необходимом количестве. Циркуляционная вода насосами закачивается в нагнетательную скважину, из которой затем поступает в подземный котел. Последний представляет из себя природную или искусственно созданную зону проницаемости. Породы вокруг котла имеют высокую температуру. Вода, контактируя с горячими породами, нагревается и поступает в эксплуатационную скважину (ЭС) за счёт давления, создаваемого насосами. Из ЭС вода поступает в блок теплообменников, где отдает свою теплоту потоку нефти. Холодная вода насосами снова подаётся в нагнетательную скважину. Так создаётся циркуляционный цикл. Возможные утечки в подземном котле компенсируются за счет подпитки подземными или привозными водами в случае необходимости.

Рассмотрим тепловые процессы в скважинах геотермальной циркуляционной системы.

Согласно принятой физической модели лимитирующее влияние на теплообмен (вода-массив пород) оказывает термическое сопротивление породы. В расчётах учитывается теплота, которая выделяется при диссипации энергии от трения потока по поверхности трубы  $q_h(H)$ . В общем случае строгое решение сопряженной задачи нестационарного теплообмена потока жидкости в скважине с окружающими её породами и динамики температурного поля массива, определяющей интенсивность этого процесса, представляется сложным [4]. Эта задача усложняется при учете колебаний по времени начальной  $t_{1,0}(\tau)$  температуры и расхода поступающей в систему воды  $W(\tau)$ , переменного характера утечек и притоков воды  $\pm W(H, \tau)$ , изменения по глубине скважины радиуса её сечения  $R_0(H)$ , изменения плотности  $\rho(H)$ , теплоёмкости  $c(H)$ , теплопроводности  $\lambda(H)$ , температуропроводности  $a(H)$  неоднородного по высоте породного массива, а также периодическое прекращение или изменение направления циркуляции.

Математическая модель задачи для общего случая имеет следующий вид:

$$W(H, \tau) c_w \rho_w dt = \left[ 2\pi \rho(H) c(H) \cdot \int_{R_0(H)}^{\infty} \int_{\tau-1}^{\tau} \frac{\partial T(R, H, \tau) \partial \tau dt}{\partial(\tau)} + q_h(H) \right] dH, \quad (1)$$

где

$$\frac{\partial T(R, H, \tau)}{\partial(\tau)} = a(H) \left[ \frac{\partial^2 T(R, H, \tau)}{\partial R^2} + \frac{1}{R} \cdot \frac{\partial T(R, H, \tau)}{\partial R} \right]. \quad (2)$$

Начальные условия

$$T(R, H, \tau) = T(H) \text{ при } \tau = 0; \quad (3)$$

$$t(H, \tau) = T(H) \text{ при } H = 0. \quad (4)$$

Граничные условия

$$T(R, H, \tau) = T(H) \text{ при } R = \infty \quad (5)$$

$$\frac{\partial T(R, H, \tau)}{\partial R} \lambda(H) = a(H, \tau) [T(R, H, \tau) - t(h, \tau)] \text{ при } R = R_0(H) \quad (6)$$

$\rho_w, c_w$  – плотность и теплоёмкость воды;

$a(H, \tau)$  – коэффициент теплопередачи от пород к воде через обсадную колонну скважины.

При усреднении перечисленных выше величин или для последовательного теплового расчета скважины по интервалам с существенным изменением  $W, R_0, \rho, c, \lambda, a$  вместо уравнения (1) пользуются более простым уравнением теплового баланса [4]:

$$W(H, \tau) c_w \rho_w dt = 2\pi R_0 k_a k_\tau [T(H) - t(H)] dH + q_h dH, \quad (7)$$

где  $k_a$  – коэффициент учёта интенсивности теплообмена;

$k_\tau$  – коэффициент учёта нестационарности теплообмена.

В работах [4,5,6] численное изменение температуры циркуляционной воды по высоте скважины рассчитывалось по дифференциальному уравнению (1) без учёта слагаемого  $q_h$  и при усредненных теплофизических свойствах пород. Предполагалось, что параметром  $q_h$  можно пренебречь при скоростях потока менее 10 м/с (расход циркуляционной воды менее 1000 м<sup>3</sup>/ч). Необходимо отметить, что при длительной эксплуатации циркуляционной системы температура воды по высоте скважины существенно меняется из-за прогрева породы и изменения гидравлического сопротивления. Динамика изменения температуры представляет научный интерес.

Тепловыделения, которые зависят от потерь напора на трение по длине скважины, определяются по формуле

$$Q_{\text{дв}} = \rho_w \cdot g \cdot h_n \cdot W \cdot \tau_w, \quad (8)$$

где  $h_n$  – потери на трение, определяемые по формуле Дарси-Вейсбаха [7]:

$$h_n = \lambda \cdot \frac{H}{d} \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (9)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления, который зависит от режима течения потока и величины шероховатости поверхности трубы;

$v$  – скорость потока в трубе;

$\tau_w$  – время, за которое циркуляционная вода со скоростью  $v$ , проходит скважину глубиной  $H$ .

Исходя из формулы 9, тепловыделения от потерь напора на трение не зависят от времени, при условии постоянного расхода циркуляционной воды и неизменности величины шероховатости. Величина теплообмена, обусловленная разностью температур циркуляционной воды и окружающих горных пород, изменяется со временем, из-за изменения температуры массива пород. Изменяется и доля тепловыделений от потерь напора в общем теплообмене.

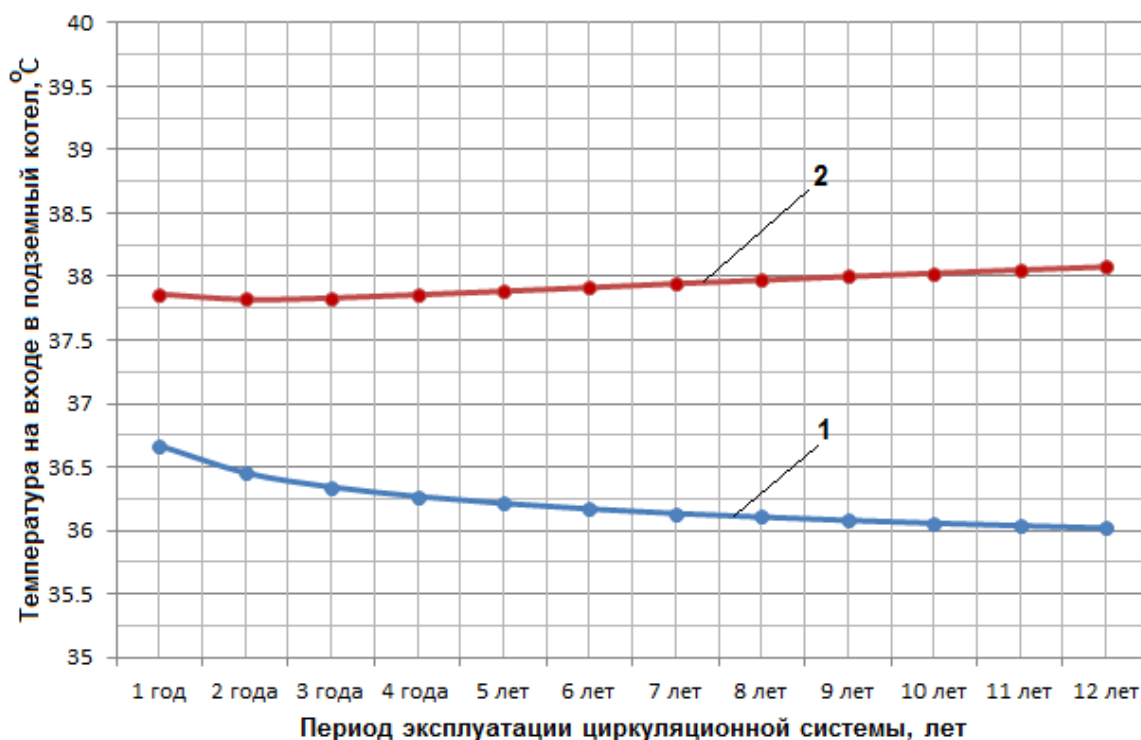
### Цели и задачи исследования

Задачами настоящего исследования являются:

- исследование изменения температуры теплоносителя – воды в нагнетательной и эксплуатационной скважинах вследствие теплообмена с массивом породы и диссипации энергии потока при трении о поверхность трубы;

- изучение влияния времени эксплуатации скважин на теплообмен и диссипацию энергии потока;

- оценка доли тепловыделений от потерь напора на внешнее трение в общем теплообмене «вода – массив породы».



**Рисунок 2 – Температура воды на выходе из нагнетательной скважины (на входе в подземный котёл)**

**Результаты исследования**

В качестве объекта для численного моделирования принят вариант геотермальной циркуляционной системы со следующими характеристиками: глубина скважин – 3000 м, внутренний диаметр труб – 100 мм, циркуляционный теплоноситель – вода технического качества, температура воды на выходе из подземного котла – 95 °С, температура воды после теплообменников – 35 °С, температура нейтрального (поверхностного) слоя массива пород – 10 °С, глубина залегания нейтрального слоя – 100 м, среднее значение коэффициента теплопроводности пород по высоте скважины – 2,2 Вт/(м<sup>2</sup>·°С), плотность пород – 1000 кг/м<sup>3</sup>.

Мощность тепловых потерь в эксплуатационной скважине и тепловых притоков в нагнетательной скважине рассчитываются по формуле:

$$Q = W \cdot \rho_w \cdot c_w \cdot \Delta t, \quad (10)$$

где  $\Delta t$  – разность температур воды на входе и выходе из скважины.

Решение уравнения (7) относительно температуры воды на выходе из скважины, без учёта энергии диссипации потока воды и при стационарном режиме выражается формулой:

$$t_{2,0} = t_{2,H} \cdot \exp(-A \cdot H) + (t_{н.с.} + \frac{K}{A}) \cdot (1 - \exp(-A \cdot H)) - K \cdot H. \quad (11)$$

Знак минус перед слагаемым  $K \cdot H$  для эксплуатационной скважины, а плюс для нагнетательной скважины

где  $t_{2,0}$  – температура на выходе из подземного котла;

$t_{2,H}$  – температура на выходе из эксплуатационной скважины;

$t_{н.с.}$  – температура нейтрального слоя;

$K$  – геотермический градиент;

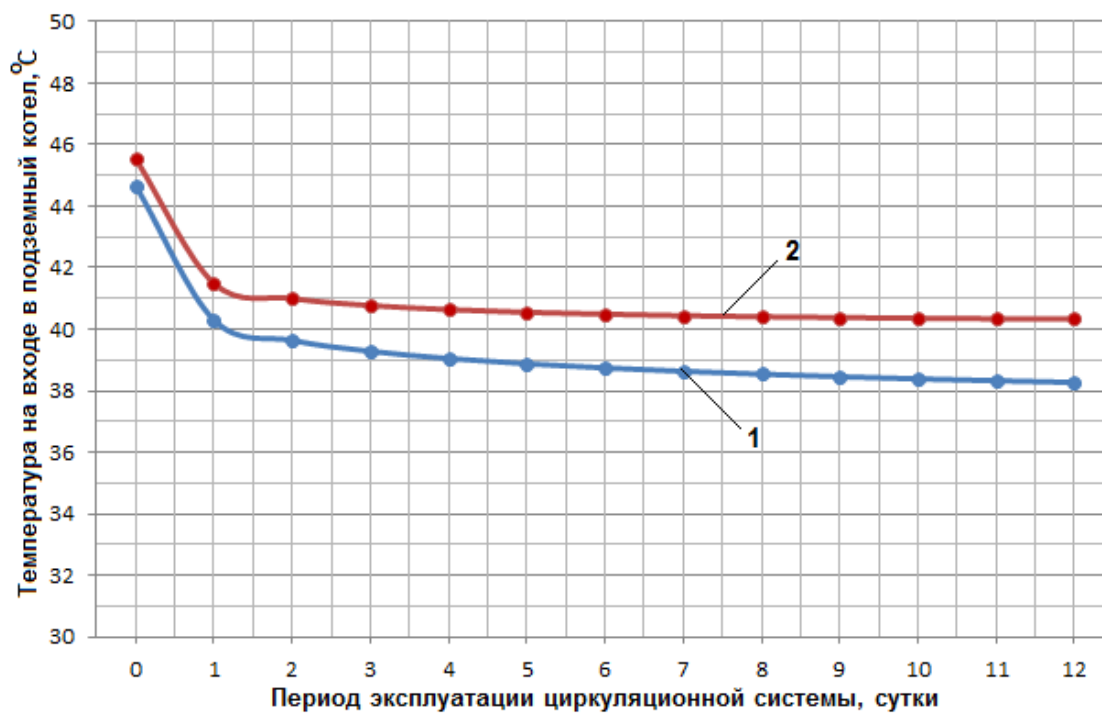
$$A = \frac{2 \cdot \pi \cdot R \cdot k_\tau}{\rho_w \cdot W \cdot c_w}. \quad (12)$$

Коэффициент нестационарного теплообмена  $k_\tau$ , который учитывает теплоаккумулирующие свойства массива пород, зависит от периода эксплуатации циркуляционной системы  $\tau$ . Чем больше эксплуатируется система, тем меньше значение  $k_\tau$  [6]:

$$k_\tau = \frac{0,8 \cdot \lambda_{2,н.}^{0,8} \cdot (c_{2,н.} \cdot \rho_{2,н.} \cdot g)^{0,2}}{R^{0,6} \cdot \tau^{0,2}}. \quad (13)$$

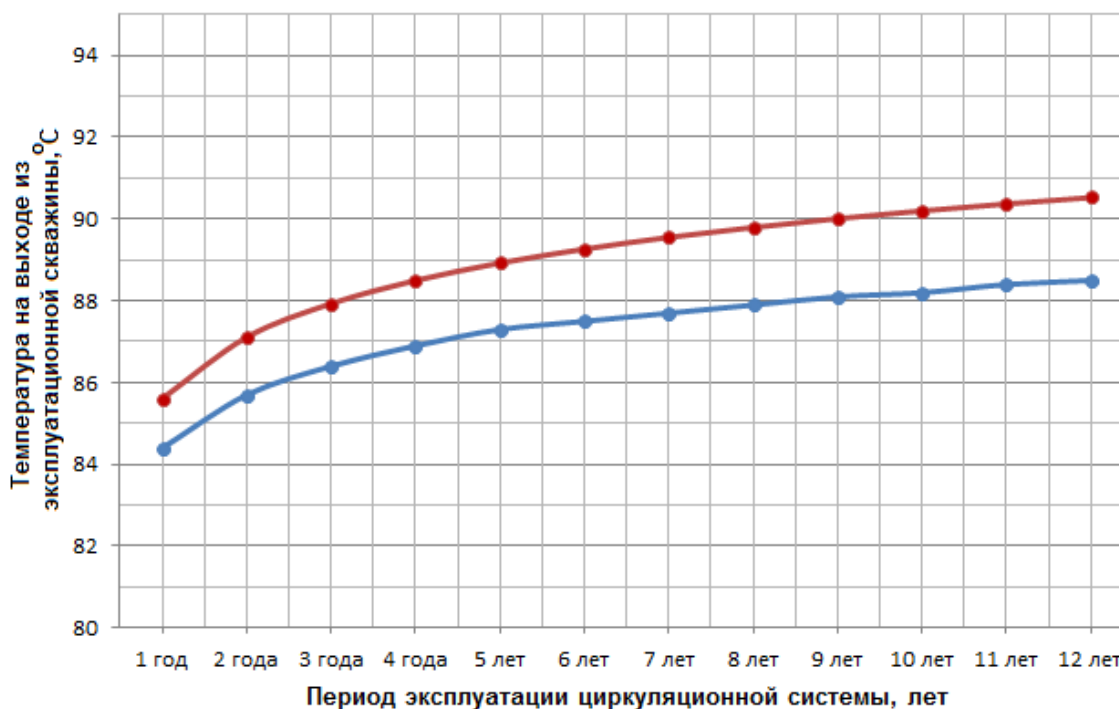
Из анализа графиков рис. 2 следует, что без учёта тепловыделений от диссипации энергии потока и с увеличением периода эксплуатации с 1 года до 12 лет расчётная температура воды на глубине входа в подземный котел понижается на 1°С из-за длительного охлаждения массива пород водой. С учётом эффекта диссипации понижение расчётной температуры не происходит. Сильное изменение температуры воды (до 8°С) будет наблюдаться в начальный период работы системы циркуляции, что показано на рис. 3

Из анализа графиков рис. 4 следует, что при длительной эксплуатации скважины эффект учета тепловыделений от диссипации



1 – без учета диссипации энергии потока;  
 2 – с учетом тепловыделений от диссипации энергии потока

Рисунок 3 – Температура воды на выходе из нагнетательной скважины (на входе в подземный котёл)

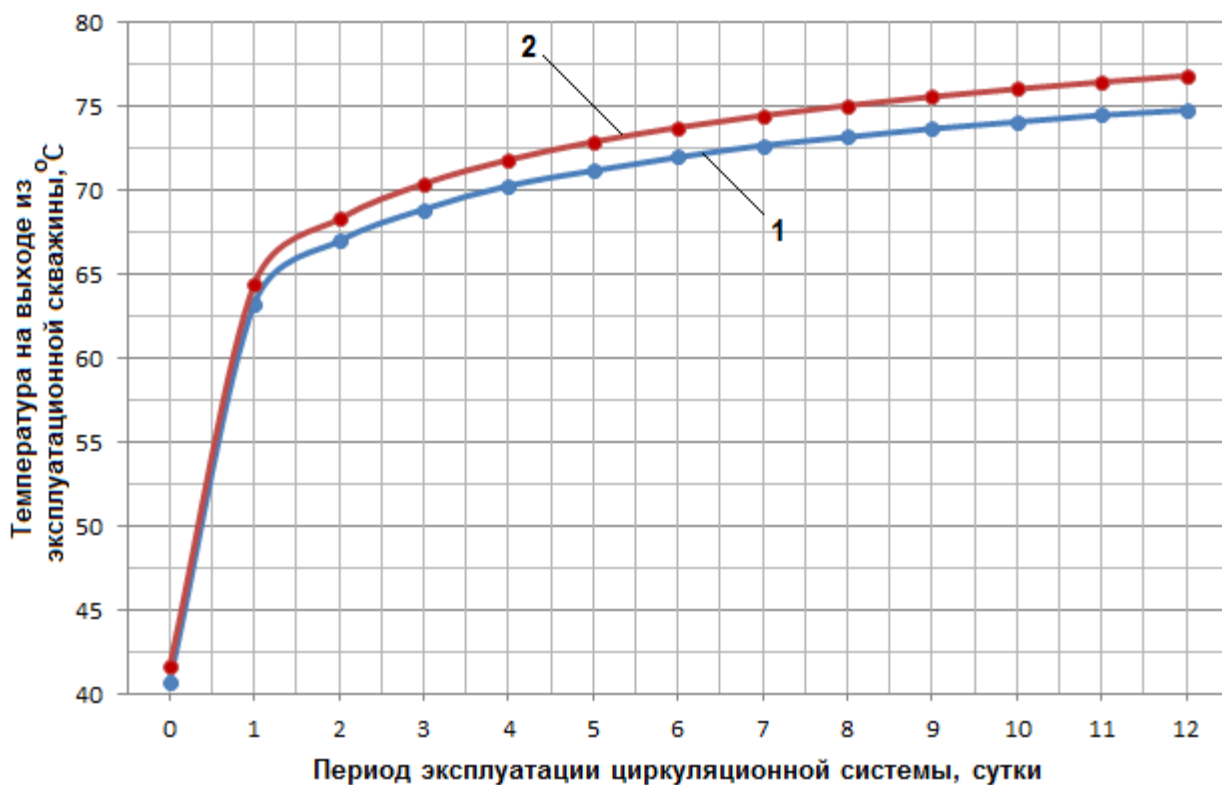


1 – без учета диссипации энергии потока;  
 2 – с учетом тепловыделений от диссипации энергии потока

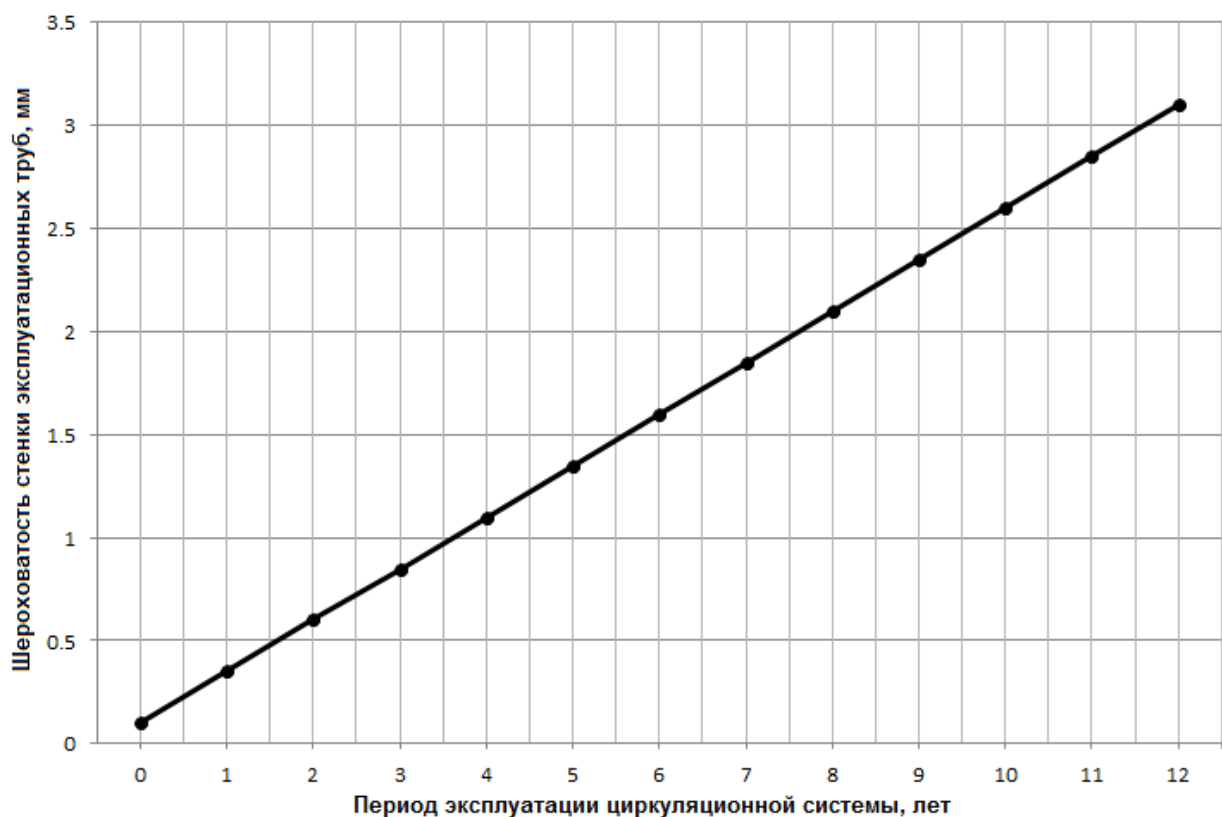
Рисунок 4 – Температура воды на выходе из эксплуатационной скважины (на входе в наземное оборудование)

энергии потока сказывается сильнее, чем в нагнетательной скважине. Различие объясняется условными «прямотоком» и «противотоком». В эксплуатационной скважине по ходу потока диссипация энергии нагревает его, а теплооб-

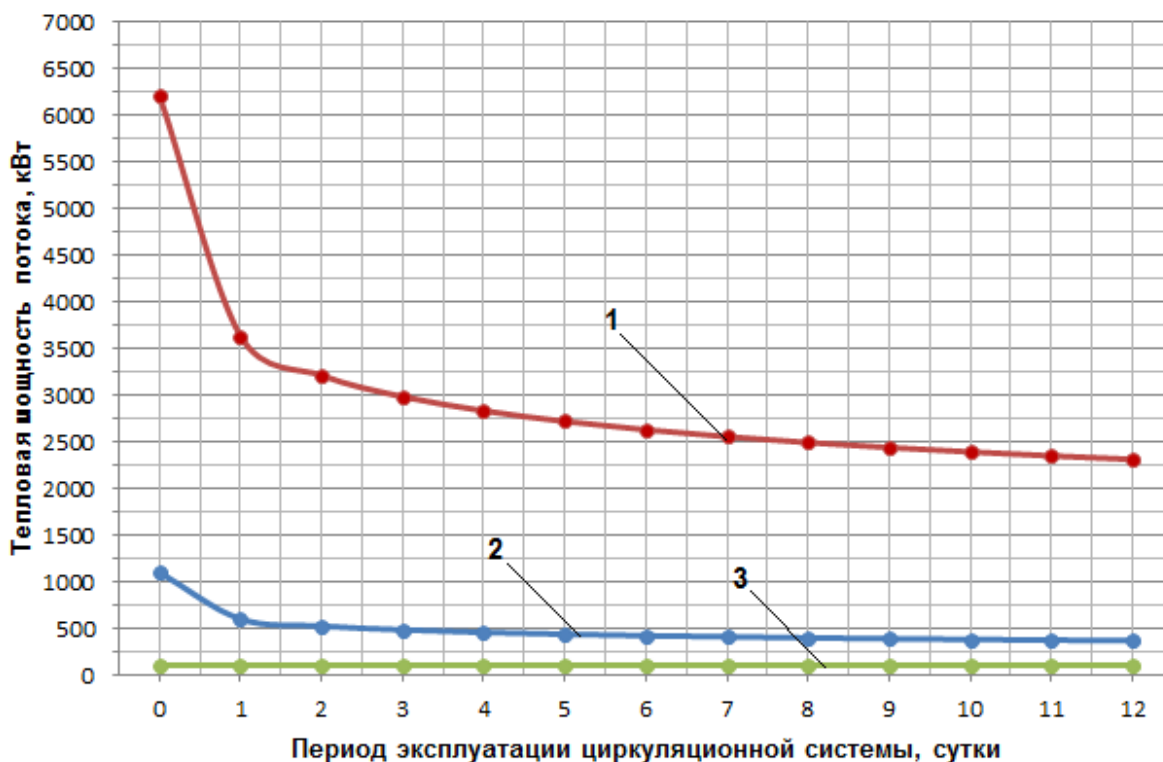
мен воды с массивом пород охлаждает поток (условный «противоток»). В нагнетательной скважине теплообмен и диссипация энергии по ходу потока нагревают его (условный «прямоток»). В начальный период работы системы



1 – без учета диссипации энергии потока;  
 2 – с учетом тепловыделений от диссипации энергии потока  
**Рисунок 5 – Температура воды на выходе из эксплуатационной скважины (на входе в наземное оборудование)**

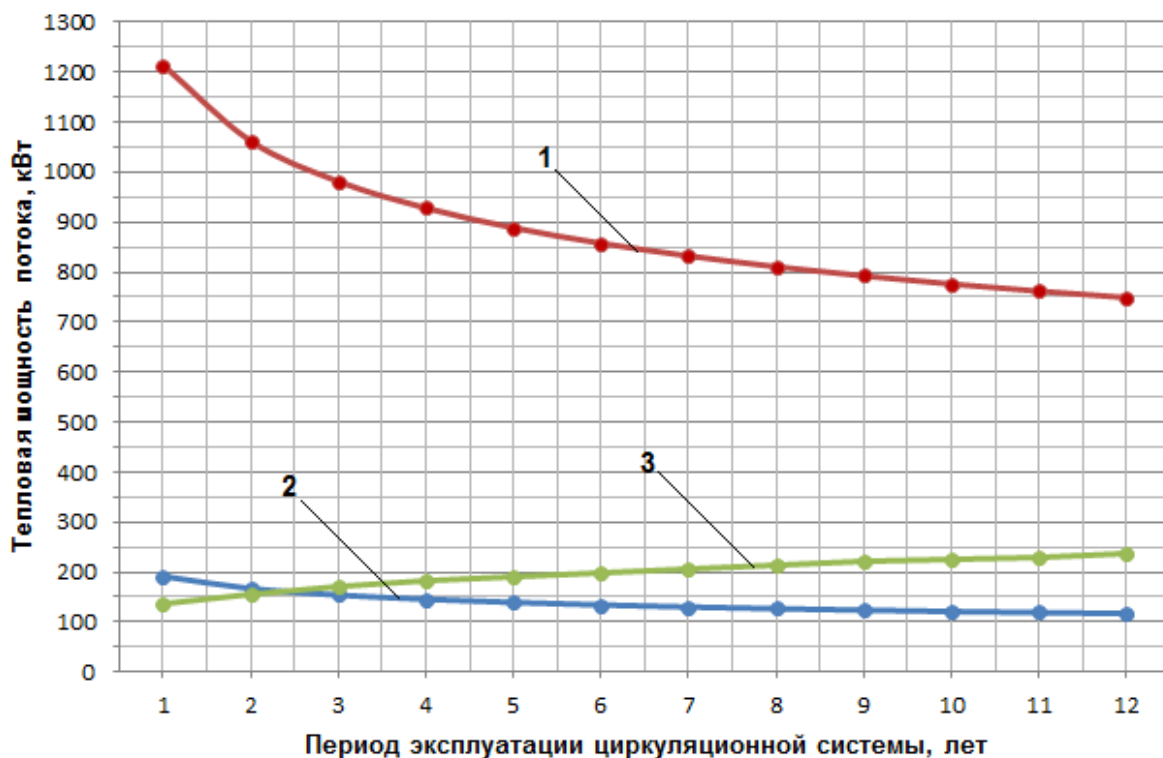


**Рисунок 6 – Зависимость шероховатости стенки труб от периода эксплуатации циркуляционной системы**



1 – тепловые потери в эксплуатационной скважине; 2 – тепловые притоки в нагнетательной скважине, 3 – тепловые притоки от диссипации энергии потока

Рисунок 7 – Мощность теплового потока в начальный период эксплуатации циркуляционной системы



1 – тепловые потери в эксплуатационной скважине; 2 – тепловые притоки в нагнетательной скважине, 3 – тепловые притоки от диссипации энергии потока.

Рисунок 8 – Мощность теплового потока при длительном периоде эксплуатации циркуляционной системы

циркуляції вплив ефекта дисипації енергії на расчётное значение температуры воды меньше из-за сравнительно небольшого термического сопротивления прилегающего массива пород (рис. 5). Последнее увеличивается с увеличением периода эксплуатации.

При длительной эксплуатации труб происходит увеличение шероховатости на их внутренних поверхностях под действием коррозии и эрозии. При гидравлических расчётах оперируют средним значением шероховатости. Изменение толщины стенки трубы за период эксплуатации оценивается средней скоростью коррозии [8]. Нами принята средняя скорость коррозии 0,25 мм/год. За 12 лет эксплуатации прогнозируется уменьшение толщины стенки трубы на 3 мм. С учётом справочных значений типовых шероховатостей [9] нами предположено, что величина шероховатости труб находится в прямой зависимости от величины коррозии металла (рис. 6).

На рис. 7 и 8 приведены графики, которые иллюстрируют мощность теплообмена в скважинах, рассчитанную по выражению (10) и мощность от диссипации энергии потока, которая определяется из выражения (8) путём деления на  $\tau_w$ .

Для определения доли тепловыделений от диссипации энергии потока в общем теплообмене воспользуемся формулой:

$$\gamma = \frac{Q_{\text{дисс}}}{Q \cdot \tau_w} \cdot 100\% . \quad (14)$$

Анализ графиков показывает, что для эксплуатационной скважины доля тепловыделений от диссипации энергии потока по отношению к тепловым потерям в массив пород изменяется от 0,7% в начальный период работы системы до 32% в конце периода её эксплуатации.

Для нагнетательной скважины полученный результат не является очевидным. В начальный период эксплуатации системы доля тепловыделений от диссипации энергии потока меньше теплопритоков от массива пород к воде (8%), а в конце периода эксплуатации системы превышает её в два раза (200%).

### Выводы

Рассмотрен теплообмен в скважинах применительно к циркуляционной системе водяного подогрева высоковязкой нефти за счёт глупинного тепла сухих пород.

Впервые проведено численное моделирование тепловыделений от эффекта диссипации энергии потока воды в нагнетательной и эксплуатационной скважинах при теплообмене потока с окружающим массивом пород.

Выполнено численное моделирование эффекта диссипации энергии потока с увеличением периода эксплуатации циркуляционной системы на основе гипотезы о прямой пропорциональности степени коррозии и шероховатости поверхности трубы.

Показано, что наибольшее изменение температуры воды в скважинах происходит в течение нескольких суток (10-15 суток) после запуска системы в эксплуатацию при общем периоде эксплуатации 12 лет.

Доля тепловыделений от диссипации энергии потока в общем теплообмене изменяется во времени для нагнетательной скважины (нисходящей) от 8% до 200%, а для эксплуатационной (восходящей) – от 0,7% до 32%.

### Литература

- 1 Бойко В.С. Технологія розробки нафтових родовищ: підручник. – Івано-Франківськ: «Нова Зоря», 2011. – 509 с.
- 2 ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. Издание официальное. Госстандарт России. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 11 с.
- 3 Гнатусь Н.А. Петротермальная энергетика России. Перспективы освоения и развития // Вестник Российской Академии естественных наук. – 2011. – №2. – С.41-47
- 4 Дядькин Ю.Д., Парийский Ю.М., Романов В.А. Теплообмен в глубоких скважинах и зонах фильтрации при извлечении тепла сухих горных пород. – Л.: ЛПИ, 1974. – 40 с.
- 5 Дядькин Ю.Д., Парийский Ю.М. Извлечение и использование тепла Земли. – Л.: изд. ЛПИ, 1977. – 114 с.
- 6 Щербань А.Н. и др. Тепло Земли и его извлечение. – К.: Наукова думка, 1974. – 264 с.
- 7 Башта Т.М., Руднев С.С., Некрасов Б.Б. и др. Гидравлика, гидромашины и гидроприводы: Учебник для машиностроительных ВУЗов. 2-е изд., перераб. – М.: Машиностроение, 1982. – 423 с.
- 8 ОСТ 153-39.4-010-2002 Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых труб и трубопроводов головных сооружений. – Уфа: Изд-во научно-техн. литературы «Монография», 2002. – 57 с.
- 9 Инженерный справочник DPVA.info [Электронный ресурс]: Справочные таблицы для инженеров. – Электрон. дан. – М.: Справочно-информационный портал DPVA.info – Режим доступа: <http://www.dpva.info>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
28.01.16

Рекомендована до друку  
професором **Тарком Я.Б.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Дорошенко А.В.**  
(Інститут холоду, кріотехнологій та  
екоенергетики ім. В.С.Мартиновського  
Одеської національної академії харчових  
технологій, м. Одеса)