

# 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 невідбраного 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 неотбранного 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-

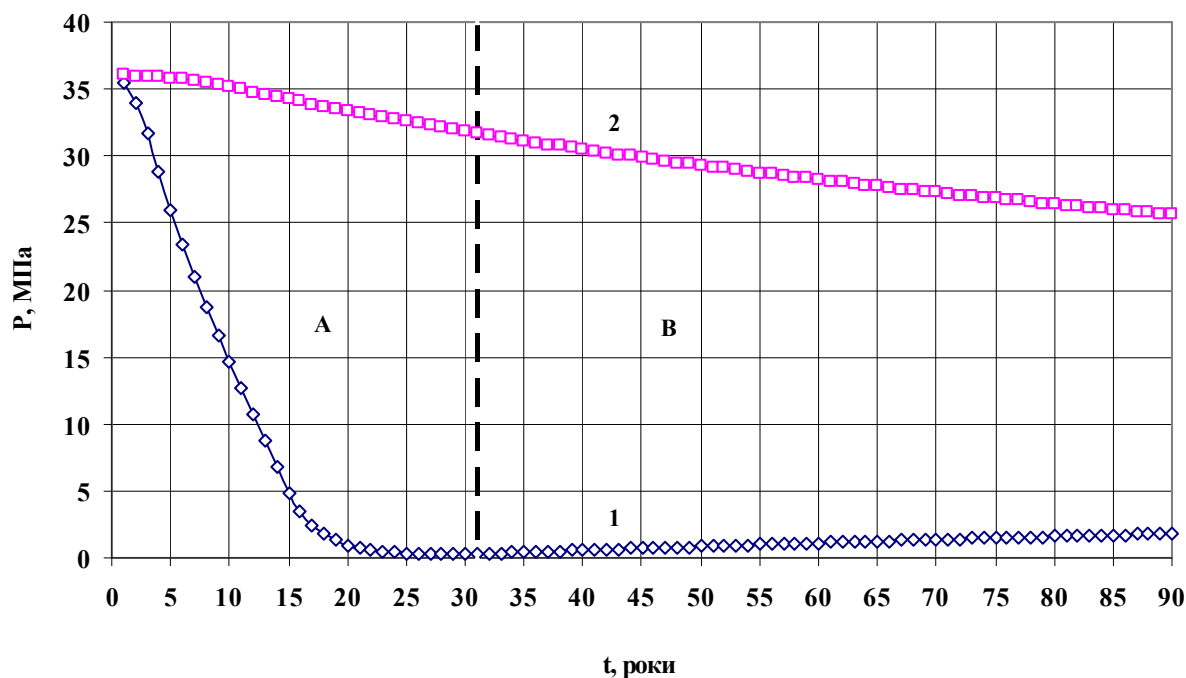


Рисунок 1 – Динаміки пластового тиску в активній (високопроникній) (1) і пасивній (низкопроникній) (2) зонах родовища у процесі його розробки (А) і подальшої зупинки (В) за проникності активної зони  $0,5 \text{ мкм}^2$  і проникності пасивної зони  $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

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 низкопроникній (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 низкопроникних ділянках. Між ділянками виникає перепад тиску, за рахунок якого газ із низкопроникних ділянок з більшим тиском перетікає у високопроникні ділянки з меншим тиском. Перепад тиску між низкопроникною 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.

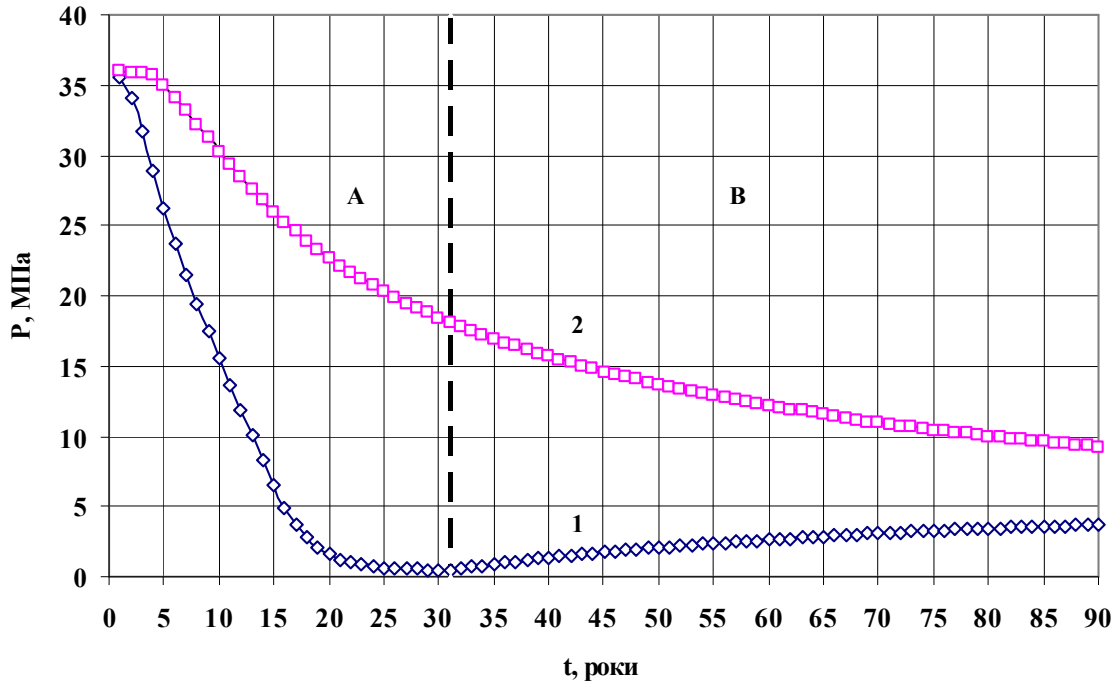


Рисунок 2 - Динаміки пластового тиску в активній (високопроникній) (1) і пасивній (низкопроникній) (2) зонах родовища у процесі його розробки (А) і подальшої зупинки (В) за проникності активної зони  $0,5 \text{ мкм}^2$  і проникності пасивної зони  $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

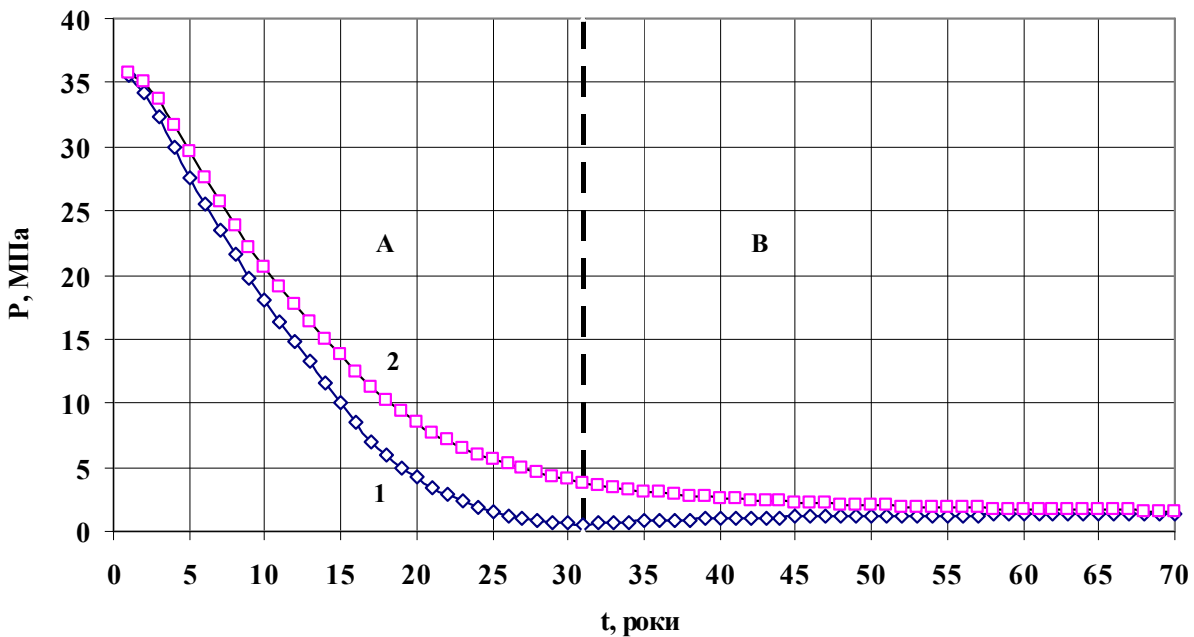


Рисунок 3 - Динаміки пластового тиску в активній (високопроникній) (1) і пасивній (низкопроникній) (2) зонах родовища у процесі його розробки (А) і подальшої зупинки (В) за проникності активної зони  $0,5 \text{ мкм}^2$  і проникності пасивної зони  $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

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 перегітання 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 перегітання 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 перегітає 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 перегітає 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 перегітання 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 внутрисвердловинными 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 °С призводить до збільшення кінематичної в'язкості з 0,2 до 0,6 см<sup>2</sup>/с, а до 15 °С – 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 °С вона зростає до 11,08 мПа·с, при 50 °С – до 26,6 мПа·с, а при 30 °С – 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 свідчить, що в умовах кристалізації парафінів та загущення 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.

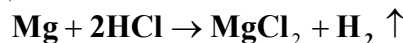
Застосування з цією метою електротеплової обробки з використанням вибійних електронагрівачів більш ефективно, однак і тут мають місце значні втрати тепла, оскільки процес нагрівання відбувається у свердловині, і передача тепла здійснюється через експлуатаційну колону та цементне кільце. Окрім того, існуючі 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%.

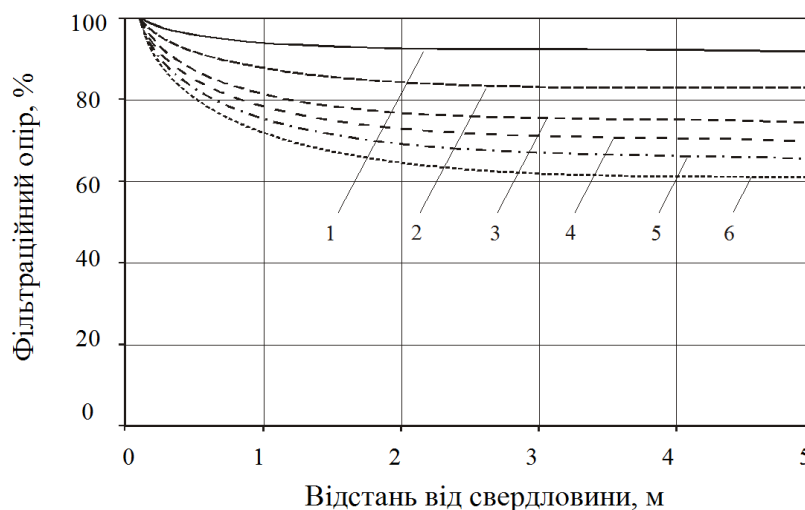
Подальший розвиток термохімічних технологій пов'язаний з розробкою способів внутрішньопластових оброблень, суть яких полягає в тому, що в процесі гідорозриву в тріщини пласта вводять порошок або гранульований магній з наступним закачуванням солянокислотного розчину. Ці технології мають незаперечну перевагу 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, луку з крохмалем, формальдегіду, сульфитно-спиртовій 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 вугледневій 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 магнею, 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 магнею 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 магнею, 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.

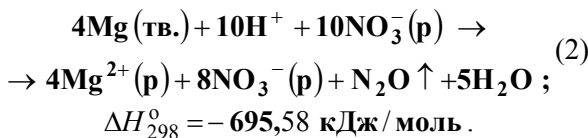
З метою підвищення ефективності впливу на привибійну зону пласта за рахунок збільшення кількості тепла нами розроблено техно-

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.

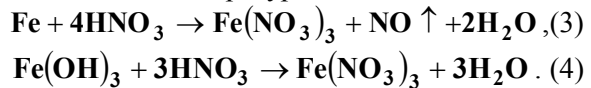
Згідно з законом Гесса тепловий ефект для стандартних умов, визначений за ентальпіями утворення сполук реакції, становить 697,2 кДж/моль, а за ентальпіями іонів – 695,6 кДж/моль.

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:



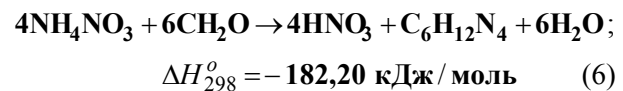
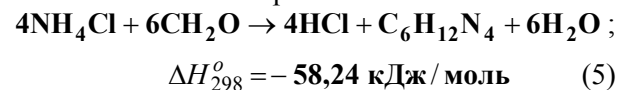
Це явище характерно як для соляної, так і для азотної кислот, однак остання у розбавленому вигляді має особливо високу хімічну активність і викликає інтенсивну корозію металу, а азотнокисле залізо, що утворюється у нейтралізованому розчині, гідролізується з випаданням нерозчинної у воді основної солі  $FeOH(NO_3)_2$ , 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:



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 – амоніти 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

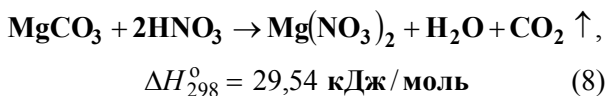
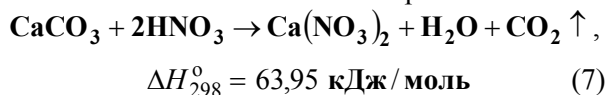
Час дослід, год.	Швидкість корозії, г/м <sup>2</sup> ·год.					
	Техн. 15% HCl з ПБ-5 за температур, °C		Техн. 15% HCl з ПБ-5 і КІ за температур, °C		Синтезована 14,4% HCl за температур, °C	
	60	80	60	80	60	80
0,25	530,1	1832,1	335,1	1263,8	32,6	123,8
0,5	464,7	1742,3	287,2	1147,5	26,8	-
1	380,5	1611,2	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).

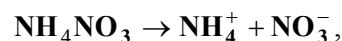
Дослідження на зразках мармуру показали, що розчинення карбонату в технічних кислотах відбувається практично однаково протягом приблизно 20 хв., у синтезованих кислотах цей процес протікає значно повільніше: розчинність за цей же проміжок часу в азотній кислоті менша в 9 раз, а в соляній – в 6 раз. Це 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 сповільнене.

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



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



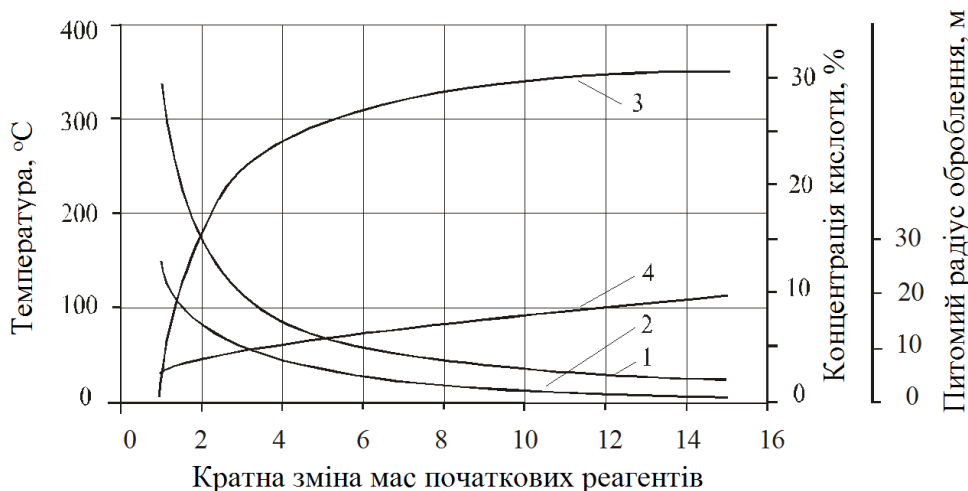
$$\Delta H_{298}^{\circ} = 25,73 \text{ кДж/моль}. \quad (10)$$

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.С., 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. – Опубл. 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)