Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 550.832
DOI: 10.31471/1993-9973-2023-2(87)-7-16

АНАЛІЗ ПЕТРОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ КОМПЛЕКСНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

І. О. Федак, В. В. Федорів, Я. М. Коваль

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

Розглянуто результати досліджень порід-колекторів складних геологічних розрізів нафтогазових родовищ південно-східної частини Передкарпатського прогину. Пластами-колекторами є тріщинувато-пористі та пористі пісковики і алевроліти, які залягають серед аргілітів у вигляді прошарків потужністю від декількох сантиметрів до 10-15 м і більше. Колекторські та фізичні параметри (пористість, проникність, густина та ін.) пластів продуктивних горизонтів унаслідок різних умов нагромадження осадів, різного ступеня цементації порового простору і відсортованості уламкового матеріалу змінюються в широких межах. Встановлено, що визначення коефіцієнта пористості в умовах південно-східної частини Передкарпатського прогину за даними геофізичних досліджень свердловин є складною задачею. Це зумовлено тим, що пласти-колектори характеризують дуже широкими діапазоном значень коефіцієнтів глинистості та карбонатності. Зі збільшенням карбонатності та глинистості, коли сумарне значення цементуючої речовини за масою складає 15 %, піщана порода стає неколектором. У результаті аналізу геолого-геофізичної інформації порід-колекторів даного розрізу встановлено, що для підвищення інформативності досліджень акустичного каротажу необхідно удосконалити петрофізичні моделі оцінки коефіцієнта пористості за результатами досліджень даного методу. Для вирішення поставленої задачі додатково, окрім акустичного методу, використовувались результати досліджень електричного каротажу, самочинної поляризації, гамма-каротажу, нейтронного гамма-каротажу, а також враховувались умови залягання даних порід-колекторів.

Ключові слова: коефіцієнт пористості; порода-колектор; акустичний каротаж; складний геологічний розріз; комплекс геофізичних методів; багатомірні петрофізичні моделі.

The paper deals with the results of reservoir rocks research in complex geological sections of oil and gas fields in the southeastern part of the Precarpathian Trough. The reservoir formations are fractured-porous and porous sandstones and siltstones, which occur among mudstones in the form of layers with thicknesses ranging from several centimeters to 10-15 m and more. Collector and physical parameters (porosity, permeability, density, etc.) of reservoir of productive horizons vary widely due to different conditions of sediment accumulation, different degrees of pore space cementation and sorting of debris material. It has been established that the determination of the porosity coefficient in the southeastern part of the Precarpathian Trough based on the wells logging data is a difficult task. This is due to the fact that reservoir formations are characterized by a very wide range of clay and carbonate values. With the increase in carbonate and clay content, when the total value of cementing substance by weight is 15%, the sandy rock becomes a non-collector. As a result of the analysis of geological and geophysical information of reservoir rocks in this section, it was found that to increase the information content of acoustic logging, it is

necessary to improve petrophysical models for the porosity coefficient estimating based on the this well logging method results. To solve the problem, in addition to the acoustic method, the results of electrical logging, spontaneous potential logging, gamma-ray logging and neutron gamma-ray logging were also used, as well as the conditions of occurrence of these reservoir rocks were taken into account.

Keywords: porosity coefficient; reservoir; acoustic logging; complex geological section; well logging complex; multidimensional petrophysical models.

Вступ

Збільшення глибини розвідки, використання великої кількості домішок до промивальних рідин (особливо хімічних реагентів), чергування тонкошарових пластів і прошарків та ряд інших чинників призводять до того, що використовуваний на родовищах Передкарпатського прогину комплекс геофізичних досліджень свердловин (ГДС) не завжди дає змогу достовірно вирішити поставлені перед ним задачі. Водночас вимоги до надійності та обґрунтованості висновків, які складають на основі результатів геофізичних досліджень свердловин, постійно зростають. Особливо жорсткі вимоги висувають до матеріалів, які подають у Державну комісію України по запасах корисних копалин при підрахунку запасів основної та завершальної стадії розвідки. Окрім того, рівень використання матеріалів геофізичних досліджень свердловин для вирішення різних задач розвідки родовищ постійно підвищується.

Аналіз геофізичних матеріалів показує, що з впровадженням сучасних методів обробки та інтерпретації результатів ГДС виникає багато додаткових можливостей для підвищення геологічної інформативності каротажних кривих, збільшення корисної інформації в процесі інтерпретації, а також удосконалення прикладних петрофізичних моделей для оцінки колекторських властивостей гірських порід у складних геологічних розрізах (Bulakh, 2022, Femyak, 2020, Kurovets, 2019).

Точність визначення підрахункових параметрів пластів-колекторів значною мірою залежить від тісноти кореляційних зв'язків між досліджуваними петрофізичними та геофізичними величинами. Одним із ефективних способів підвищення міри тісноти таких зв'язків є використання додаткових даних з метою розширення кількості чинників, що впливають на досліджуваний параметр, тобто перехід від двомірних залежностей до багатомірних. Використання багатомірних залежностей дозволяє не тільки підвищити достовірність кількісної оцінки підрахункових параметрів, але і глибше дослідити взаємозв'язки між різними фізичними властивостями пластів-колекторів, що представляє значний інтерес для розширення обсягу знань про породу загалом. Практика свідчить (Femyak, 2020, Ftemov, 2021), що багатомірні зв'язки мають суттєві переваги над традиційними двомірними, що виражається в отриманні більш достовірних підрахункових параметрів.

На сьогоднішній день існує велика кількість різних варіантів зіставлення параметрів гірських порід з даними геофізичних досліджень свердловини у багатьох нафтогазоносних регіонах (Oliinyk, 2020, Oliinyk, 2020, Trubenko 2020).

Ефективність оцінки підрахункових параметрів залежить від вибору корельованих аргументів, а вони, у свою чергу, визначаються типом досліджуваних пластів-колекторів, їх літолого-петрографічним складом, особливостями будови порового простору, характером відсортованості зерен та рядом інших чинників, вплив яких повністю врахувати неможливо (Karpenko, 2021, Vyzhva, 2022, Kurovets, 2019).

Отже, побудова комплексних багатомірних петрофізичних моделей оцінки коефіцієнта пористості пластів-колекторів складних геологічних розрізів нафтогазових родовищ, які дадуть більш достовірні результати, є актуальним питанням сьогодення.

Метою даної роботи є проведення аналізу багатомірних петрофізичних моделей оцінки коефіцієнта пористості за результатами досліджень акустичним та іншими видами каротажу порід-колекторів південно-східної частини Передкарпатського прогину.

Для вирішення поставленої мети необхідно провести обґрунтування теоретичних та прикладних петрофізичних моделей оцінки коефіцієнта пористості порід-колекторів на прикладі ряд родовищ даного регіону. На основі проведеного аналізу петрофізичних моделей встановити їх ефективність при вирішенні поставленої задачі.

Огляд літератури

Основоположниками петрофізичного моделювання є такі вчені, як В. Н. Дахнов, М. Г. Латишова, Б. Ю. Вендельштейн та інші (Dakhnov, 1985, Latyshova, 1990). Вони заклали методичні основи інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин. Певний внесок у підвищення інформативності петрофізич-

них моделей порід-колекторів складних геологічних розрізів Передкарпатського прогину зробили І. Куровець (Kurovets, 2012), Т. С. Ізотова (Izotova, 2001), Д. Д. Федоришин (Fedoryshyn, 2021) та інші.

У роботах (Kurovets, 2021, Lysak, 2019, Trubenko, 2020) показано ефективність використання прикладних петрофізичних моделей при оцінці фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів Передкарпатського прогину та Дніпровсько-Донецької западини.

В роботі (Vyzhva, 2017) наведено зміну петрофізичних параметрів в залежності від термобаричних умов залягання порід-колекторів.

Однак, для підвищення ефективності інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин першочерговою задачею є створення достовірних петрофізичних моделей для порід-колекторів конкретних геологічних розрізів. Для цього необхідно використовувати комплексний підхід до побудови петрофізичних залежностей, забезпечать більшу інформативність досліджень.

Матеріали та методи

В основу оцінки коефіцієнта пористості покладені двовимірні або тривимірні петрофізичні моделі за результатами геофізичних досліджень свердловин. Враховуючи складну будову геологічних розрізів нафтогазових родовищ Передкарпатського прогину і те, що на результати досліджень акустичного каротажу впливає не тільки структура порового простору, а й ряд інших геологічних чинників, виникає потреба у використанні багатомірних петрофізичних моделей оцінки коефіцієнта пористості.

З метою вирішення поставленої у роботі мети проведено статистичну обробку результатів лабораторних досліджень взірців керна і свердловинних геофізичних досліджень продуктивних інтервалів, аналіз моделей петрофізичних параметрів продуктивних відкладів, моделювання петрофізичних властивостей гірських порід.

Результати та обговорення

Широкого використання для визначення коефіцієнта пористості у південно-східній частині Передкарпатського прогину та інших нафтогазоносних районах, отримало рівняння середнього часу – так зване рівняння "Віллі-Грегорі" (Willie, 1956):

$$K_n = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}, \qquad (1)$$

де ΔT – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі у пласті, що досліджується, мкс/м;

$\Delta T_{ск}$ – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі у скелеті породи, мкс/м;

$\Delta T_р$ – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі у рідині, що заповнює пори породи, мкс/м.

Використовуючи дане рівняння, необхідно пам'ятати, що найбільш близькі до дійсних значень пористості, отримують $K_п$ при правильному виборі вихідних величин $\Delta T_{ск}$ і $\Delta T_р$.

Найбільш точні значення $\Delta T_{ск}$ отримують при зіставленні інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі в пласті, зареєстрованого у свердловині, ΔT з коефіцієнтом пористості, визначеного за результатами досліджень кернового матеріалу. Подібні зіставлення можливі при суцільному відборі керну в значних інтервалах, високому проценті його виносу та надійної прив'язки до глибин. Нами була побудована залежність між ΔT та $K_п$, визначеного за лабораторними дослідженнями, не дивлячись на те, що винос керну в середньому складав тільки 20 % (рис. 1). Використовуючи дану залежність встановлено, що $\Delta T_{ск}$=177,4 мкс/м.

Окрім $\Delta T_{ск}$ необхідно знати $\Delta T_р$, яке залежить від глибини зони проникнення та коефіцієнта залишкового нафтогазонасичення. У зв'язку із значною зоною проникнення в пласт у нашому районі досліджень $\Delta T_р$ прийнято рівним 620 мкс/м, що близьке до загальноприйнятого по району.

У південно-східній частині Передкарпатського прогину колекторами є не тільки чисті пісковики, але і, більшою мірою, заглинизовані породи, тобто породи, представлені перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів та характеризуються наявністю дисперсної глинистості (Kurovets, 2021, Riznychuk, 2021). Тому необхідно враховувати і вводити поправку при визначенні пористості за глинистість (Dakhnov, 1985, Latyshova, 1990). В даному випадку:

$$K_n = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}} - K_{гл} \cdot \frac{\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}, \qquad (2)$$

де ΔT – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі у пласті, що досліджується, мкс/м;

$\Delta T_{ск}$ – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі у скелеті породи, мкс/м;

$\Delta T_р$ – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі у рідині, що заповнює пори породи, мкс/м;

$K_{гл}$ – об'ємний вміст глин, який визначається за масовою глинистістю.

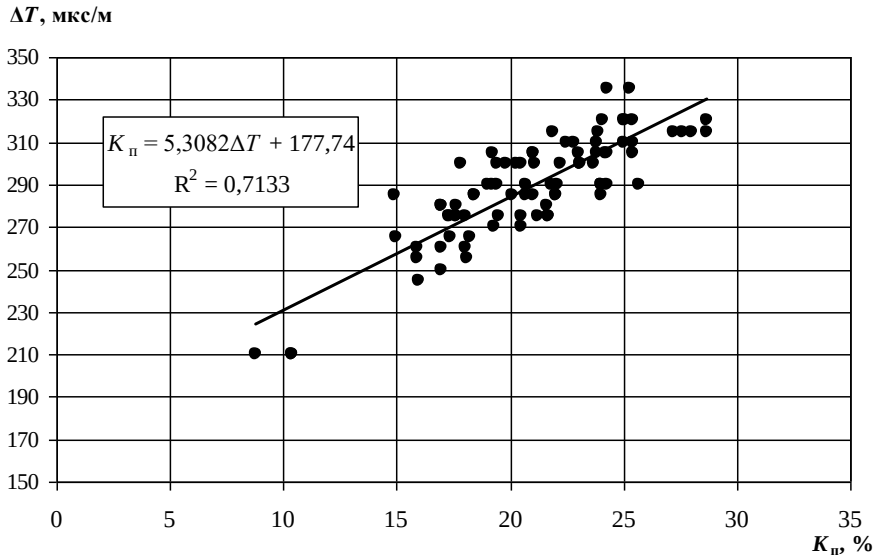


Рисунок 1 – Залежність інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі у пласті від коефіцієнта пористості

Об'ємний вміст глинистого матеріалу $K_{гл}$ можна визначити за побудованими залежностями $K_{гл} = f(\Delta I_\gamma)$, $K_{гл} = f(\alpha_{ПС})$ або $K_{гл} = f(\Delta I_\gamma, \alpha_{ПС})$:

$$K_{гл} = -11{,}493 \cdot \alpha_{ПС} + 17{,}410, \quad (3)$$

(R^2=0,256, ε=1,421),

$$K_{гл} = 30{,}546 \cdot \Delta I_\gamma + 4{,}287, \quad (4)$$

(R^2=0,975, ε=1,251),

$$K_{гл} = 31{,}236 \cdot \Delta I_\gamma + 0{,}028 \cdot \alpha_{ПС} + 3{,}964, \quad (5)$$

(R^2=0,981, ε=1,249),

де $K_{гл}$ – коефіцієнт глинистості, %;

$\alpha_{ПС}$ – відносна амплітуда потенціалів самочинної (ПС) поляризації;

ΔI_γ – подвійний різницевий параметр природної радіоактивності.

Дані залежності можна успішно використовувати на практиці під час визначення коефіцієнта глинистості за результатами досліджень самочинної поляризації та природної радіоактивності.

Визначення $\Delta T_{гл}$ необхідно проводити обережно, оскільки воно змінюється у залежності від площі та навіть свердловини, що зв'язано із складними геологічними умовами даного району досліджень.

Вплив чинників, які визначають зв'язок відкритої пористості із параметрами геофізичних досліджень свердловин можна врахувати за допомогою багатомірних залежностей типу $K_п = f(\Delta T, \Delta I_\gamma, \alpha_{ПС}, \ln H, \ln(\rho_п/\rho_в), \Delta I_{n\gamma})$.

З метою аналізу впливу тих чи інших чинників на оцінку коефіцієнта пористості теригенних порід-колекторів нафти і газу південно-східної частини Передкарпатського прогину нами було використано математично-статистичний апарат. У результаті проведеної математично-статистичної обробки даних геофізичних досліджень свердловин отримано ряд багатомірних петрофізичних моделей оцінки коефіцієнта пористості порід-колекторів даного району. Вихідні параметри вивчали відповідно до інструкцій з інтерпретації з врахуванням особливостей району досліджень.

При вирішенні поставленої задачі з визначення $K_п$, в основному, використовувалась залежність $K_п = f(\Delta T)$, наведена на рисунку 1. Отримані значення пористості за даною залежністю для неглинистих та малоглинистих пластів-колекторів добре корелюється з $K_п$, визначеним за іншими методами та за результатами лабораторних досліджень кернового матеріалу. Розбіжність між значеннями $K_п$, визначеними за АК та за керновим матеріалом, складає для 79 % пластів ±15 %, а для 21 % пластів – більше ±15 % відповідно на Луквинському та Росільнянському родовищах. Для Струтинського, Спаського та Вигода-Витвицького родовищ розбіжність складає ±15 % для 77 % пластів, а для 23 % пластів – від ±15 % до ±3 %. Вивчаючи значення коефіцієнта пористості, отриманого за залежністю $K_п = f(\Delta T)$, та значення $K_п$, отриманих за багатовимірними залежностями, можна сказати, що більш достовірні результати отримано для чистих пластів-колекторів; чим більша заглинизованість – тим більша розбіжність. Значення $K_п$, які отримані за багатовимірними залежностями, набагато точніші, оскільки тут враховані поправки за свердловинні умови, глибину залягання, глинистість тощо.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

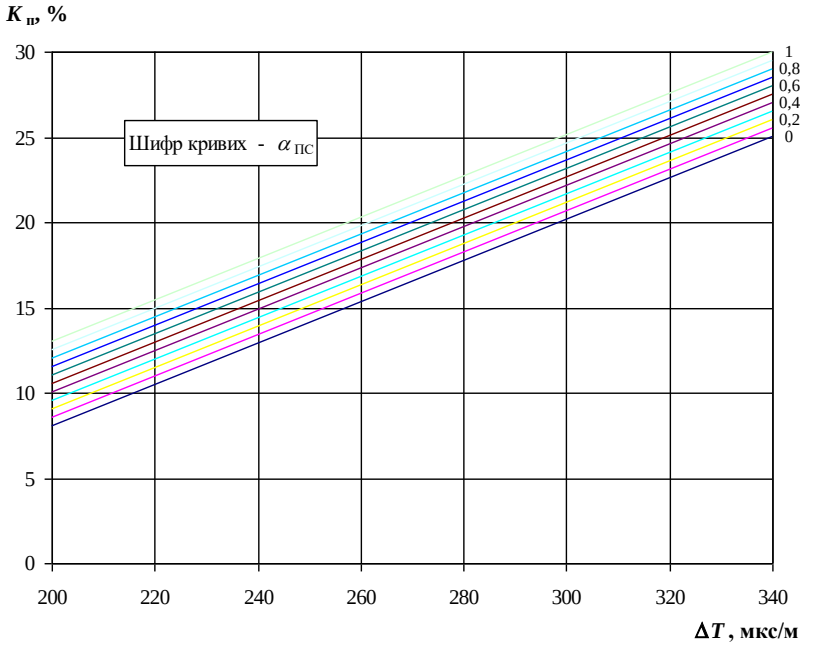


Рисунок 2 – Залежність встановлення коефіцієнта пористості за результатами досліджень акустичного каротажу та самочинної поляризації

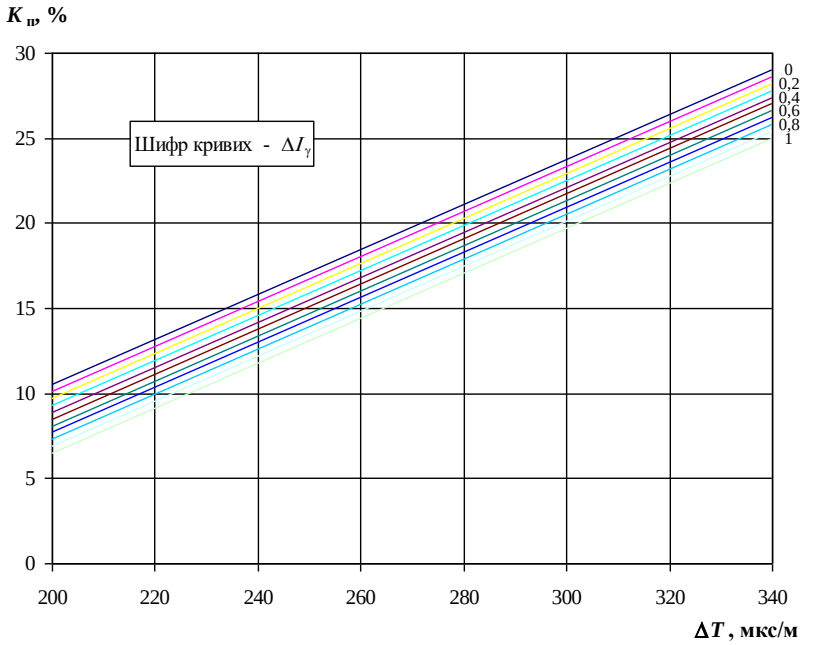


Рисунок 3 – Залежність встановлення коефіцієнта пористості за результатами досліджень акустичного каротажу та природної радіоактивності

При визначенні загальної пористості порід акустичний каротаж володіє рядом переваг: по-перше, залежність інтервального часу проходження повздовжніх хвиль ΔT від пористості практично лінійна; по-друге, відсутній вплив свердловини та вплив вміщуючих порід (Bezrodna, 2015, Bodnarenko, 2010).

Для врахування впливу глинистості на результати визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів південно-східної частини Передкарпатського прогину можна використати багатомірні петрофізичні моделі, отримані у результаті проведеного математично-статистичного аналізу (рис. 2, 3):

$$K_n = 0{,}121 \cdot \Delta T + 4{,}960 \cdot \alpha_{ПС} - 16{,}120, \quad (6)$$

(R^2=0,829, ε=1,31),

$$K_n = 0{,}132 \cdot \Delta T - 4{,}032 \cdot \Delta I_\gamma - 15{,}865, \quad (7)$$

(R^2=0,760, ε=1,33),

$$K_n = 0{,}125 \cdot \Delta T - 3{,}473 \cdot \Delta I_\gamma + 3{,}542 \cdot \alpha_{ПС} - 15{,}749, \quad (8)$$

(R^2=0,841, ε=1,26).

Для оцінки пористості при низькій якості ПС можна використовувати результати досліджень методу природної радіоактивності (рівняння 7), а при високій якості результатів досліджень ПС та ГК доцільно використовувати комплексну багатомірну модель (рівняння 8).

У зв'язку з тим, що глибинність дослідження методом АК, в основному, не перевищує радіуса зони проникнення, різниця між значеннями ΔT в нафтонасичених і водонасичених колекторах незначна, тому поправка за нафтонасичення не вводилась. Для більш достовірного визначення пористості пластів-колекторів необхідно ретельно вивчити вплив нафтонасичення та газонасичення на ΔT.

Для вивчення багатомірних зв'язків коефіцієнта пористості з геофізичними параметрами використано результати досліджень порід-колекторів нафти і газу олігоценових відкладів родовищ південно-східної частини Передкарпатського прогину. Кореляційні зв'язки та залежності між колекторськими властивостями пластів та геофізичними параметрами вивчались як для нафтогазонасичених, так і для водонасичених пісковиків та алевролітів даних площ. За вихідні параметри взято: коефіцієнт пористості ($K_п$), глибина залягання ($\ln H$), відносна амплітуда ПС ($\alpha_{ПС}$), інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі (ΔT), подвійний різницевий параметр за ГК (ΔI_γ), подвійний різницевий параметр за НГК ($\Delta I_{n\gamma}$), уявний електричний опір ($\ln(\rho_п/\rho_в)$).

Для розрахунку кореляційних рівнянь була підготовлена статистична вибірка, яка включала 84 пласти. Вони охарактеризовані середніми значеннями пористості, визначеної на керновому матеріалі та за даними ГДС. Ступінь винесення кернового матеріалу склав 20 %. Основні параметри вибірки пластів коливаються у наступних межах: $K_п^{керн}$ = 8,8÷24,5 %; ΔT = 210÷330 мкс/м; ΔI_γ = 0÷0,68; $\alpha_{ПС}$ = 0÷1; $\Delta I_{n\gamma}$ = 0,04÷0,7; $\ln(\rho_п/\rho_в)$ = 4,06÷7,23; $\ln H$ = 7,09÷7,51.

Для вибірки було використано матеріали геофізичних досліджень високої якості. Менш якісні геофізичні матеріали у вибірку не включались. Геофізичні параметри пластів-колекторів прив'язувались до пористості, яка визначалась на керновому матеріалі.

Отримані багатовимірні рівняння регресії характеризуються високими коефіцієнтами кореляційного відношення (R^2) – від 0,713 до 0,845. Середньоквадратичні похибки (ε) знаходяться в межах від 1,234 до 1,397. Наведені розраховані рівняння регресії встановлення коефіцієнта пористості для порід-колекторів даної вибірки:

$$K_п = 0{,}134 \cdot \Delta T - 17{,}899, \quad (9)$$
(R^2=0,713, ε=1,397);

$$K_п = 0{,}138 \cdot \Delta T + 0{,}417 \cdot \ln\frac{\rho_п}{\rho_в} - 21{,}004, \quad (10)$$
(R^2=0,716, ε=1,39),

$$K_п = 0{,}135 \cdot \Delta T + 0{,}540 \cdot \ln H - 21{,}992, \quad (11)$$
(R^2=0,714, ε=1,393),

$$K_п = 0{,}135 \cdot \Delta T - 3{,}986 \cdot \Delta I_\gamma + 0{,}293 \cdot \ln\frac{\rho_п}{\rho_в} - 18{,}067,$$
(R^2=0,761, ε=1,324), (12)

$$K_п = 0{,}138 \cdot \Delta T + 0{,}056 \cdot \ln H + 0{,}412 \cdot \ln\frac{\rho_п}{\rho_в} - 21{,}389,$$
(R^2=0,716,ε=1,381), (13)

$$K_п = 0{,}135 \cdot \Delta T + 4{,}103 \cdot \ln H - 5{,}128 \cdot \Delta I_\gamma - 46{,}415,$$
(R^2=0,775, ε=1,331), (14)

$$K_п = 0{,}120 \cdot \Delta T - 0{,}975 \cdot \ln H + 5{,}062 \cdot \alpha_{ПС} - 8{,}734,$$
(R^2=0,831, ε=1,285), (15)

$$K_п = 0{,}123 \cdot \Delta T + 5{,}071 \cdot \alpha_{ПС} - 1{,}394 \cdot \ln H + 0{,}312 \cdot \ln\frac{\rho_п}{\rho_в} - 7{,}941,$$
(R^2=0,832, ε=1,247), (16)

$$K_п = 0{,}127 \cdot \Delta T - 3{,}496 \cdot \Delta I_\gamma + 3{,}509 \cdot \alpha_{ПС} + 0{,}205 \cdot \ln\frac{\rho_п}{\rho_в} - 17{,}313,$$
(R^2=0,844, ε=1,245), (17)

$$K_п = 0{,}134 \cdot \Delta T - 5{,}206 \cdot \Delta I_\gamma + 4{,}317 \cdot \ln H - 0{,}135 \cdot \ln\frac{\rho_п}{\rho_в} - 46{,}985,$$
(R^2=0,775, ε=1,345), (18)

$$K_п = 0{,}132 \cdot \Delta T + 5{,}848 \cdot \Delta I_{n\gamma} - 18{,}408,$$
(R^2=0,760, ε=1,362), (19)

$$K_п = 0{,}121 \cdot \Delta T + 4{,}614 \cdot \alpha_{ПС} + 3{,}033 \cdot \Delta I_{n\gamma} - 16{,}756,$$
(R^2=0,836, ε=1,234), (20)

$$K_п = 0{,}132 \cdot \Delta T - 3{,}559 \cdot \Delta I_\gamma + 1{,}181 \cdot \Delta I_{n\gamma} - 16{,}206,$$
(R^2=0,760, ε=1,278), (21)

$$K_п = 0{,}125 \cdot \Delta T - 3{,}431 \cdot \Delta I_\gamma + 3{,}549 \cdot \alpha_{ПС} + 0{,}084 \cdot \Delta I_{n\gamma} - 15{,}771,$$
(R^2=0,845, ε=1,239), (22)

де $K_п$ – коефіцієнт пористості, %;

H – глибина залягання, м;

$\alpha_{ПС}$ – відносна амплітуда ПС;

ΔT – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі, мкс/м;

ΔI_γ – подвійний різницевий параметр за ГК;

$\Delta I_{n\gamma}$ – подвійний різницевий параметр за НГК;

$\rho_п$ – уявний електричний опір пласта, Ом·м;

$\rho_в$ – уявний електричний опір пластових вод, Ом·м.

Великий інтерес для потреб експрес-аналізу мають параметри, визначені безпосередньо за діаграмами геофізичних досліджень

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

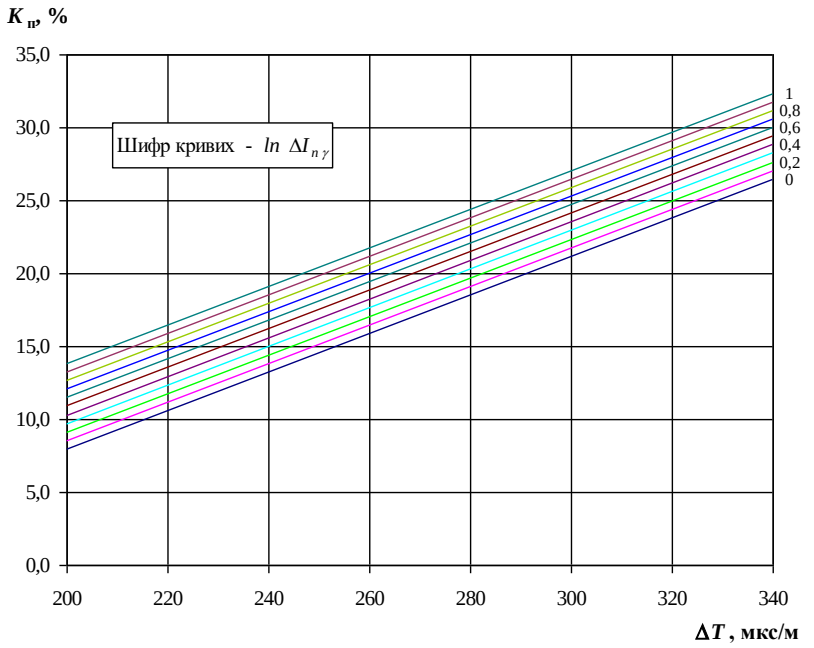


Рисунок 4 – Залежність встановлення коефіцієнта пористості за результатами досліджень акустичного каротажу та інтенсивності гамма-поля радіаційного захоплення теплових нейтронів

свердловин, такі як інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі – ΔT, відносна амплітуда ПС – $\alpha_{ПС}$, подвійний різницевий параметр за ГК – ΔI_γ, подвійний різницевий параметр за НГК – $\Delta I_{n\gamma}$ (рис. 2, 3, 4). Отримані багатомірні рівняння регресії з використанням даних параметрів можуть бути використані для інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин даного регіону. Порівняння розрахованих за наведеними статистичними рівняннями (6 – 22) коефіцієнтів пористості і $K_п^{керн}$, отриманих за результатами досліджень кернового матеріалу, підтверджує дану можливість. Однак, необхідно відмітити, що для встановлених багатомірних рівнянь характерне збільшення коефіцієнтів кореляції та зменшення похибок оцінки $K_п$ у порівнянні з парними рівняннями. Цілком закономірно, що для збільшення достовірності оцінки $K_п$ за геофізичними дослідженнями свердловин необхідно використовувати у більшій кількості дані про колекторські властивості порід-колекторів, визначені на керновому матеріалі, що підтверджується дослідженнями ряду науковців в інших нафтогазоносних районах України (Bezrodna, 2014, Kurovets, 2017, Vyzhva, 2021).

На рисунках 5 і 6 показано вплив відносного опору та глибини залягання порід-колекторів на коефіцієнт пористості при його оцінці за результатами досліджень акустичного каротажу.

Для визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів даного геологічного розрізу найбільш прийнятними є рівняння 8, 18, 20 і 22.

Із аналізу кореляційних залежностей та інформативності геофізичних параметрів випливає, що колекторські властивості порід доцільно оцінювати за комплексом даних, включаючи: потенціали ПС; інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі; подвійний різницевий параметр за ГК; відносний опір, визначений одним із методів електричного каротажу, а також подвійний різницевий параметр за НГК.

Висновки

Отримані багатовимірні зв'язки для визначення коефіцієнта пористості мають суттєві переваги над звичайними двовимірними, оскільки вони дають більш високу точність визначення коефіцієнта пористості.

На основі проведеного математично-статистичного аналізу результатів геофізичних досліджень свердловин порід-колекторів нафтогазових родовищ південно-східної частини Передкарпатського прогину з метою оцінки коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу встановлено, що для підвищення інформативності даного методу необхідно залучати результати досліджень самочинної поляризації та природної радіоактивності, оскільки у більшості випадків має місце впливу глинистого матеріалу.

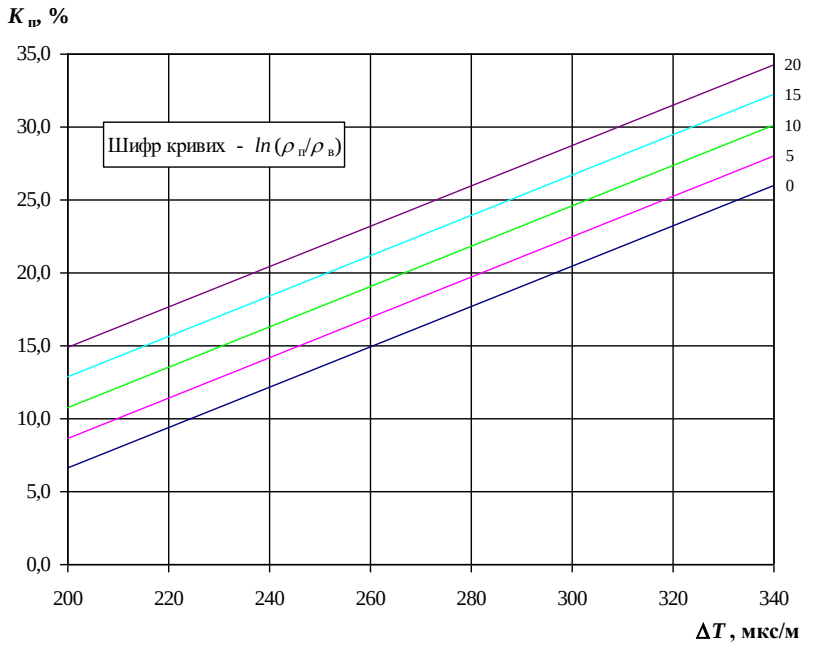


Рисунок 5 – Залежність встановлення коефіцієнта пористості за результатами досліджень акустичного каротажу та відносного опору

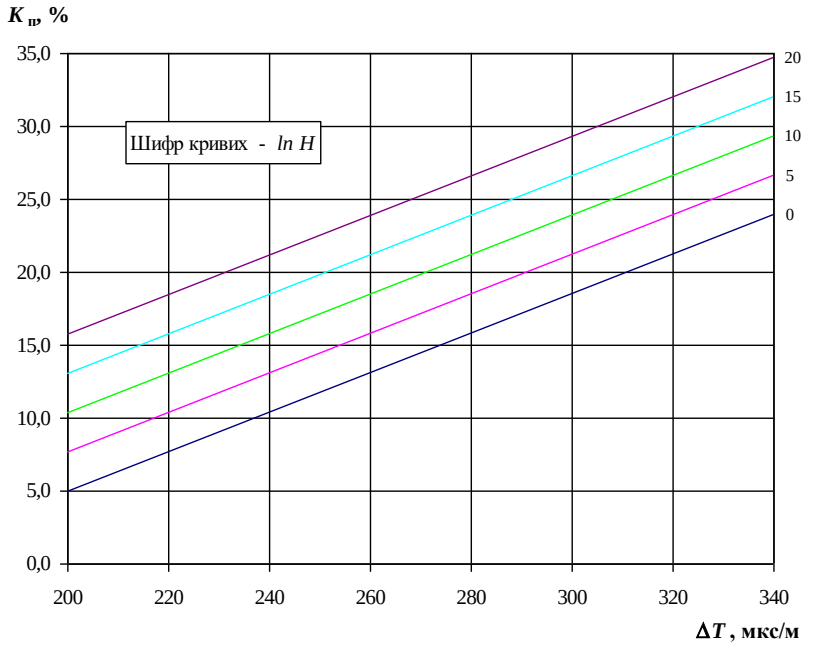


Рисунок 6 – Залежність встановлення коефіцієнта пористості за результатами досліджень акустичного каротажу та глибини залягання порід-колекторів

Враховуючи те, що на сьогодні ще одним із основних методів визначення коефіцієнта пористості є нейтронний гамма-каротаж (нейтрон-нейтронний каротаж), нами було побудовано комплексну петрофізичну модель оцінки $K_п$ за результатами досліджень акустичного каротажу, нейтронного гамма-каротажу, природної радіоактивності та самочинної поляризації. Отримана багатовимірна петрофізична модель є найбільш інформативною при оцінці коефіцієнта пористості порід-колекторів даного регіону.

Отримані багатовимірні петрофізичні моделі можуть бути використані для визначення коефіцієнта пористості порід-колекторів нафтогазових родовищ південно-східної частини Передкарпатського прогину за результатами комплексних геофізичних досліджень свердловин.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

Література / References

1. Bezrodna I.M. Ocinka strukturi pustotnogo prostoru karbonatnih porid za rezultatami akustichnih doslidzhen v umovah zminnogo tisku. *Naukovij visnik Nacionalnogo girnichogo universitetu.* 2014. Vol. 3. P. 23-30. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvngu_2014_3_6.

2. Bezrodna I., Shinkarenko A. Ocinka strukturi pustotnogo prostoru nizkoporistih porid Zarichnoyi ploshi za rezultatami petrofizichnih ta geofizichnih doslidzhen. *Visnik Kiyivskogo nacionalnogo universitetu imeni Tarasa Shevchenka. Geologiya*. 2015. Vol. 2. P. 53-58. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/VKNU_geol_2015_2_10.

3. Bodnarenko M.S., Karmazenko V.V., Kashuba G.A., Kulik V.V. Opredelenie poristosti glinistyh porod v obsadzhennyh neftegazovyh skvazhinah s pomoshyu radioaktivnogo i akustircheskogo karotazha. *Geofizicheskij zhurnal*. 2010. Vol. 2(32). P. 110-120. URL: http://dspace.nbuv.gov.ua/handle/123456789/95997.

4. Bulakh O., Bezrodna I., Yemets V. Mathematical modelling of the Bashkir's and Serpukhiv's sandstones of the Yablunivske field based on petrophysical data. *16th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, Monitoring* 2022. Vol. 1-5. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.2022580234.

5. Dakhnov V.N. Geofizicheskie metody opredeleniya kollektorskih svojstv i neftenasyshennosti porod. Moskva: Nedra, 1985.

6. Fedoryshyn D.D., Trubenko O.N., Dmytruk V.V., Fedoryshyn S.D., Humeniuk V.V. Peculiarities of geological structure of neogenic deposits of Haiv gas deposit and their influence on filtration capacity parameters. *20th International Conference Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects*, 2021. Vol. 1-6. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521044.

7. Femyak Y.M., Fedoriv V.V., Marynchak R.O. Petrophysical determination model of the collector points by the gamma-gamma-density results and gamma-spectrometric methods. *Conference Proceedings, Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects 2020*, Vol. 1-5. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.2020geo085

8. Ftemov Y.M., Fedoriv V.V., Maniuk V.M. Petrophysical models for estimating filtration-capacity parameters of complex reservoir rocks at Kachalivske oil and gas condensate field. *Conference Proceedings, Geoinformatics, May 2021*, Vol. 1-6. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521017.

9. Izotova T.S., Bondarenko O.V. Kompyuterna tehnologiya interpretaciyi danih GDS dlya tonko- i mikrosharuvatih rozriziv miocenu Peredkarpatskogo proginu. *Teoretichni ta prikladni problemi naftogazovoyi geofiziki.* 2001. P. 113-117.

10. Karpenko O.M., Ohar V.V., Karpenko I.O., Bezrodna I.M. Differentiation of Rudov Beds based on the statistical methods on geological and geophysical data. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetuthis link is disabled.* 2021. Vol. 1, P. 5-10. DOI: https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-1/005.

11. Kurovets I., Drygant D., Naumko I., Kurovets S., Koltun Y. Geological and physical-chemical characteristics of Lower Paleozoic deposits of Volhyno-Podillya, Western Ukraine. *Biuletyn - Panstwowego Instytutu Geologicznegothis link is disabled.* 2012. Vol. 449. P. 119-130.

12. Kurovets I., Hrytsyk I., Ppykhodko O., Chepusenko P., Kucher Z., Mykhalchuk S., Melnychuk S., Lysak Y., Petelko L. Petrophysical models of deposit of the menilite suite of the Oligocene flysh of the Carpathians and Precarpathian deep. *Geology & Geochemistry of Combustible Minerals.* 2021. Vol. 3-4(185-186), P. 33-43. DOI: https://doi.org/10.15407/ggcm2021.03-04.033.

13. Kurovets I., Lysak Y., Chepusenko P., Mykhalchuk S., Kucher R-D. Geological-petrophysical characteristic of Silurian deposits of the Volyn-Podillya edge of the East-European platform. *Geology & Geochemistry of Combustible Minerals.* 2019. Vol. 4(181). P. 17-31. DOI: https://doi.org/10.15407/ggcm2019.04.017.

14. Kurovets I., Lysak Yu., Chepusenko P. Petrophysical characteristics of Silurian carbonate deposits of the Volyn-Podilsky plate. *Geology and geochemistry of combustible fossils*. 2017. Vol. 1-2. P. 79-80. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/giggk_2017_1-2_41.

15. Kurovets I., Shyra A., Shpot Y., Kurovets S., Kurovets V. Prediction of permeability using pore network models constructed from thin section image of reservoir rock sample. *Monitoring 2019 Conference - Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*, 2019. Vol. 1-5. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.201903215.

16. Latyshova M.G., Vendelshtejn B.Yu., Tuzov V.P. Obrabotka i interpretaciya materialov geofizicheskih issledovanij skvazhin. Moskva: Nedra, 1990.

17. Lysak Yu., Shpot Yu., Shira A., Kucher Z., Kurovets I. Petrophysical models of terrigenous reservoirs of coal deposits of the central part of the Dnieper-Donets Basin. *Geology and geochemistry*

of combustible minerals. 2019. Vol. 1. P. 63-73. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/giggk_2019_1_7.

18. Oliinyk O.V., Antoniuk V.V., Bezrodna I.M., Rusachenko N.V. Estimation of the pore space structure of tight gas reservoirs of the Moscovian stage locates in DDB Eastern part using a limited well logging dataset. *Geoinformatics 2020: XIXth International Conference "Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects"*, 2020. 18213. DOI: 10.3997/2214-4609.2020geo033.

19. Oliinyk O.V., Vyzhva S.A., Antoniuk V.V., Bezrodna I.M. Prognozuvannya filtracijnoyemnisnih vlastivostej i naftopromislovih harakteristik skladnopobudovanih karbonatnih kolektoriv (na prikladi Pivnichno-zahidnoyi chastini DDZ). *Rozvidka i rozrobka naftovih i gazovih rodovish*. 2020. Vol. 75(2). P. 78-87. DOI: https://doi.org/10.31471/1993-9973-2020-2(75)-78-87

20. Riznychuk A.I., Femyak Ya.M., Fedoriv V.V., Charkovskyi V.M., Deineha R.O., Stetsiuk R.B. Technical and technological solutions to prevent destruction of the walls of directional wells in the mining and geological conditions of Ukrainian fields. *Conference Proceedings, 15th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*, 2021. Vol. 1-5. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215K2041.

21. Trubenko O.N., Fedoryshyn D.D., Fedoryshyn S.D., Bezanyuk Y.V., Trubenko A.O. Comparative analysis of methods for determination of poristicity coefficients of complex constructed collectors (on the example of Khidnovytsk deposit). *XIV International Scientific Conference on Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment*. 2020. Vol. 1-5. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.202056047.

22. Vyzhva S., Bezrodna I., Petrokushyn O., Onushchyk I. Petrophysic studies in atmospheric and reservoir conditions as necessary construction for monitoring trends of changes of physical properties of reservoir rocks. *11th International Scientific Conference on Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment. 11–14 October 2017*. Vol. 1-5. DOI: 10.3997/2214-4609.201800100.

23. Vyzhva S., Onyshchuk V., Onyshchuk I., Reva M., Shabatura O. Petrophysical properties of consolidated terrigenous rocks of Cambrian period of the southern slope of the Lviv Paleozoic trough. *16th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, Monitoring*. 2022. Vol. 1-5. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.2022580257.

24. Vyzhva S., Onyshchuk V., Onyshchuk I., Reva M., Shabatura O. Petrophysical properties of the Lower Permian limestones of the Glinsko-Solokhivsky gas- and oil-bearing region of the Dnieper-Donets depression (Ddd). *15th International Conference Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment, Monitoring*. 2021. Vol. 1-5. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215K2066.

25. Willie M.R.J., Gregory A.R., Gardner L.W. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*. 1956. Vol. 21(1). P. 41-70. DOI: https://doi.org/10.1190/1.1438217.

Техніка і технології

УДК 622.691.4
DOI: 10.31471/1993-9973-2023-2(87)-17-32

ТЕХНОЛОГІЇ БЕЗТРАНШЕЙНОЇ РЕНОВАЦІЇ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ

[1]Я. В. Дорошенко, [2]С. М. Стецюк, [3]Р. В. Бондаренко, [4]З. В. Данів

[1] ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська,15;
e-mail: ya.doroshenko@nung.edu.ua

[2] Український науково-дослідний інститут природних газів;
61125, м. Харків, Гімназійна набережна, 20

[3] Район теплових мереж "Печерськ", Структурний підрозділ "Київські теплові мережі",
Комунальне підприємство "Київтеплоенерго"; 01103, м. Київ, вул. Товарна, 1

[4] Будівельно-монтажне управління, Філія Будівельно-монтажна фірма "Укргазпромбуд",
Акціонерне товариство "Укртрансгаз"; 76000, м. Івано-Франківськ, вул. Горбачевського, 1

Більша частина трубопровідних систем різноманітного призначення (газ, теплопостачання, вода, каналізація) в Україні на сьогодні досягла значного ступеня зношення і перебуває в незадовільному стані, що є загрозою як безпеці життєдіяльності людини, так і екології. Складність, масовість, висока вартість ремонтних робіт зумовлюють потребу у вивченні та впровадженні сучасного світового досвіду, ефективних та економічних технологій. За останні десятиліття у багатьох розвинених країнах здійснено перехід від траншейних технологій ремонту трубопроводів до безтраншейного - як локального ремонту, так і реновації протяжних ділянок підземних трубопроводів. Тому метою статті є огляд безтраншейних технологій реновації трубопроводів, визначення їх можливостей, сфери застосування, переваг та недоліків. Обґрунтовано доцільність застосування безтраншейних технологій для реновації зношених, дефектних ділянок трубопровідних систем у важкодоступних місцях та в умовах міст. Розглянуто порядок підготовки трубопроводів до внутрішньотрубної реновації (очищення внутрішньої стінки, внутрішньотрубне обстеження), описано методи та принцип роботи різних спеціальних пристроїв, які для цього застосовуються. Здійснено огляд, аналіз існуючих на сьогодні безтраншейних технологій реновації трубопроводів. Увагу акцентовано на двох найпоширеніших безтраншейних методах – spray-applied pipelining, який полягає в внутрішньотрубному нанесенні покриття із полімерних матеріалів і cured-in-placepipe, який полягає в армуванні внутрішньої поверхні трубопроводу спеціальним рукавом. Зазначено особливості, сферу застосування, можливості, переваги та недоліки кожного з методів, окреслено задачі, які можливо буде вирішувати у разі їх подальшого розвитку. Особливу увагу зосереджено на використовуваних для реновації трубопроводів матеріалах, вказано позитивні і негативні властивості кожного з них, сферу застосування. Описано технології виконання робіт у разі застосування цих методів, висвітлено принцип роботи спеціального обладнання, яке для цього застосовується. Виконаний огляд, аналіз підвищує рівень обізнаності, дає змогу зорієнтуватись у прийнятті рішення щодо вибору технологій, методів виконання робіт, матеріалів, обладнання для безтраншейної реновації трубопроводів та їх елементів, усвідомити значний потенціал цих технологій.

Ключові слова: рукав, армування, інверсія, захисне покриття, розпилення, пакер.

Most of the pipeline systems of various purposes (gas, heat supply, water, sewerage) in Ukraine today have reached a significant degree of wear and tear and are in an unsatisfactory condition, which is a threat to both safety and ecology. The complexity, mass, and high cost of repair work necessitate the study and implementation of modern world experience, effective and economical technologies. In recent decades, many developed countries have made a transition from trenchless pipeline repair technologies to trenchless, both local repair and renovation of long sections of underground pipelines. Therefore, the purpose of the article is to review trenchless pipeline renovation technologies, to determine their capabilities, scope of application, advantages and disadvantages. The expediency of using trenchless technologies for the restoration of worn, defective sections of pipeline systems in hard-to-reach places, in urban conditions, is substantiated. The procedure for preparing pipelines for intra-pipe restoration (cleaning of the inner wall, intra-pipe inspection) is considered, the methods and principle of operation of various special devices used for this purpose are described. An overview and analysis of the currently existing trenchless technologies for renovation of pipelines was carried out. Attention is focused on the two most common trenchless methods - spray-applied pipe lining, which consists in applying a coating of polymer materials inside the pipe, and cured-in-place pipe, which consists in reinforcing the inner surface of the pipeline with a special tube. Features, scope of application, possibilities, advantages and disadvantages of each of the methods are specified, problems that can be solved in case of their further development are outlined. Particular attention is focused on the materials used, the positive and negative properties of each of them, the scope of application are emphasized. The technology of performing work on the restoration of pipelines and their elements using the SAPL and CIPP methods is described, the principle of operation of the special equipment used for this purpose is highlighted. The technology of work performance in the case of the application of these methods is described, the principle of operation of the special equipment used for this purpose is highlighted. The performed review and analysis increases the level of awareness, makes it possible to orientate in decision-making regarding the choice of technologies, methods of work, materials, equipment for trenchless restoration of pipelines and their elements, to realize the significant potential of these technologies.

Keywords: tube, reinforcement, inversion, sheeting, spraying, packer.

Вступ

Одним із напрямків диверсифікації, децентралізації енергетики є перехід до мультигазових мереж, мультигазової інфраструктури, яка в середньо- та довгостроковій перспективі буде елементом водневої енергетики. Із часом природного газу в газових мережах буде все менше. Натомість біометану, різних штучних газів, водню буде більше, що не тільки диверсифікує енергетику, зробить її стійкішою, а дасть змогу відкрити нові бізнеси, буде сприяти зайнятості. Проблемою є зношеність газових трубопровідних систем в Україні, більшість трубопроводів якої побудовані в 60–70 роки і на сьогодні досягнули значного ступеня старіння. Тому перед переведенням на транспортування мультигазових сумішей та водню треба продіагностувати стінки труби і провести значні обсяги ремонтних і відновлювальних робіт. J. Odgen (2018) та Я. Дорошенко (2023) зазначають, що багато уваги цьому треба приділяти у разі додавання до природного газу водню, оскільки частина водню, що перебуває під тиском, адсорбується на стінці труби і дифундує в сталь, що призводить до зародження тріщиноподібних дефектів (водневої крихкості). Особливо небезпечною є воднева крихкість за наявності дефектів внутрішньої стінки трубопроводу. Зношеність газових трубопровідних систем є також небезпечною через можливість виникнення витоків природного газу, які можуть призводити до вибухів, викидів у атмосферу метану, який є парниковим газом.

Через тривалу корозію та значне старіння великою проблемою є зношеність мереж тепло-, водопостачання і каналізації, яка на сьогодні досягає 60-90 %. Часті аварії трубопроводів таких мереж у містах призводять до багатьох негативних наслідків, зокрема, фонтанування води (зокрема окропу) та її втрати, розмивання ґрунту під автодорогами і руйнування асфальту, провалювання автомашин та виникнення заторів через розливи води (Поляруш, 2020).

У працях С. Маєвського (2021) та В. Воловецького (2022) акцентовано увагу на проблему накопичення рідини (пластової, конденсаційної води та вуглеводневого конденсату) під час експлуатації газоконденсатних свердловин, яке відбувається на їх вибої, у стовбурі, а також у понижених ділянках шлейфів, міжпромислових трубопроводів. Такі рідкі накопичення призводять до інтенсивних внутрішньотрубних корозійних процесів і зношення трубопроводів.

Якщо належним чином підтримувати застарілі трубопровідні системи, тоді не обов'язковою стане їх надзвичайно вартісна заміна. Відновлювати, ремонтувати застарілі підземні комунікації міських мереж траншейними технологіями важко та дорого, особливо у великих містах, де такі системи є надзвичайно складними. Такі роботи вимагають багато часу і призводять до численних незручностей: потрібно перекривати автодороги, тротуари, розкопувати трубопроводи, руйнуючи при цьому асфальтове покриття. Відтак потрібний благоустрій цих територій. Крім того, безліч ділянок

трубопроводів прокладено у важкодоступних місцях: під річками, залізницями, іншими спорудами, де практично неможливо застосовувати традиційні методи ремонту.

На сьогодні найефективнішими, економічно вигідними технологіями діагностування стану стінки труби, ремонту, реновації трубопроводів є безтраншейні технології, коли земляні роботи мінімізовано або вони відсутні. M. Najafi (2021) та Y. Doroshenko (2019) констатують, що найдоцільніші такі технології в містах, де багато трубопроводів пролягають під автодорогами, вимощеними тротуарами з інтенсивним автомобільним і пішохідним рухом, велика кількість різноманітних підземних комунікацій, які можна пошкодити у разі застосування традиційних технологій. Також, як правило, найстаріша частина трубопровідних мереж зосереджена в центрі міст, де доволі часто влаштовувати траншеї заборонено.

Безтраншейні технології ефективні під залізницями, каналами та річками, в інших важкодоступних місцях, де надзвичайно складно, дорого або навіть неможливо застосовувати траншейні методи ремонту. Проте в Україні на сьогодні найчастіше застосовуються траншейні технології ремонту трубопроводі, а безтраншейні практично не застосовуються, хоча в багатьох випадках, особливо в великих містах, потрібно виконати ремонт, реновацію трубопровідної інфраструктури. Причиною цього є мала кількість спеціалізованих організацій, які б займались такими роботами, розвивали безтраншейні технології ремонту трубопроводів. На противагу цьому у найрозвинутіших країнах на сьогодні безтраншейні технології в основному використовуються для відновлення, локального ремонту трубопроводів міських мереж, важкодоступних ділянок, а траншейні – для заміни, реконструкції ділянок трубопроводів.

В останні десятиліття у багатьох розвинених країнах здійснено перехід від траншейних технологій ремонту трубопроводів до безтраншейних, як локального ремонту, так і відновлення, реновації протяжних ділянок підземних трубопроводів. Одними з основних причин цього є збільшення екологічного та соціального тиску, особливо в великих містах. Тому постійним розвитком, вдосконаленням безтраншейних технологій займаються багато науковців, організацій, і вони досягли високого рівня, характеризуються різноманіттям. Кожна з технологій має свою специфіку, сферу застосування, що ускладнює прийняття рішень щодо вибору оптимального варіанту технології. Тому огляд та аналіз існуючих безтраншейних технологій, їх класифікація, опис, встановлення переваг і недоліків дасть змогу швидше зорієнтуватись у цьому виборі, бути більше обізнаним та усвідомити значний потенціал цих технологій.

Метою статті є огляд безтраншейних технологій реновації трубопроводів, визначення їх можливостей, сфери застосування, переваг та недоліків.

Огляд літератури

К. Поляруш (2016) та С. Тихонов (2015) зазначають, що найбільшими перевагами безтраншейного ремонту, реновації протяжних ділянок трубопроводів є зниження витрат на ремонт на 40-50 %, продуктивність робіт збільшується в рази, що дає змогу підвищити темпи виконання робіт. Крім того, відсутні значні труднощі з розкопуванням дефектних трубопроводів, не потрібно багатьох і часто дорогих та довготривалих узгоджень на виконання ремонтних робіт, не треба перекривати дороги, руйнувати дорожнє покриття. Основними недоліками переважної більшості безтраншейних технологій ремонту трубопроводів є необхідність у залученні спеціалізованої техніки, складності у виборі місць відводів від трубопроводу, фасонних елементів.

M. Mainak (2015) підкреслює, що додатковими перевагами безтраншейних технологій над траншейними є менший обсяг інженерії (проєктних розрахунків, креслень, геодезії тощо). Також зазначає: незалежно від вартості виконання ремонтних робіт такі технології є кращими.

Однак, в нормативному документі Normalización técnicadela EAAB-ESP: NS-058, NS-060, NS-061 (2001) вказано, що для ремонту ділянок трубопроводів, які містять тріщини, порушення форми поперечного перерізу все ж потрібно застосовувати траншейні технології. Крім того, D. Marlow (2015) зазначає, що існують регулятивні та експлуатаційні обмеження для кожної конкретної ділянки трубопроводу, які перешкоджають застосуванню безтраншейних технологій.

A. Kristowskia (2018) та G. Lichtbuer (2016) порівнюють безтраншейні технології спорудження, реновації, відновлення трубопроводів із траншейними. Критеріями, на які зосереджено увагу, є екологічний вплив, безпека, вплив на рух транспорту та вартість (прямі витрати на проєктування та виконання робіт, непрямі впливи через припинення руху транспорту тощо). Встановлено, що усі розглянуті безтраншейні технології мають ряд переваг порівняно з

траншейними. Це мінімізація впливу на довкілля, мінімізація загальних витрат на виконання робіт і соціального впливу. Основними недоліком розглянутих безтраншейних технологій реновації, відновлення трубопроводів є необхідність розкопування в місцях відводів від трубопроводу і виконання з'єднань у цьому місці.

Для того, щоб порівняти вартість реновації трубопроводів двома найпоширенішими безтраншейними технологіями CIPP (cured-in-placepipe), який полягає в армуванні внутрішньої поверхні трубопроводу спеціальним рукавом і SAPL (spray-appliedpipelining), який полягає в внутрішньотрубному нанесенні покриття із полімерних абоцементних матеріалів R. Serajiantehrani (2021) виконав комплексний аналіз понад 400 проєктів. Встановлено, що реновація трубопроводів технологією CIPP є дешевшою, ніж SAPL. У підсумку рекомендовано технологію безтраншейного відновлення трубопроводів CIPP. J. Hicks (2022) порівняв технології CIPP і SAPL за такими параметрами, як вплив на довкілля, вплив на механічні властивості ремонтованого трубопроводу, продуктивність, вартість. Встановлено, що відремонтовані CIPP технологіями трубопроводи мають більшу міцність, і це дає змогу трубі витримувати більші навантаження, ніж до ремонту. Тому такі технології застосовуються для відновлення газопроводів, водопроводів, каналізації та навіть трубопроводів для транспортування різних хімічних речовин.

Матеріали та методи

Безтраншейні технології – це набір методів, матеріалів і обладнання для спорудження, заміни, перенесення, діагностування, ремонту та відновлення підземних комунікацій із мінімальним виконанням земляних робіт та розкопуванням поверхні землі. Безтраншейні технології успішно застосовуються для всіх підземних інженерних комунікацій – газопроводів, водопроводів, каналізації, промислових трубопроводів тощо. (Trenchless Technology, 2023)

Безтраншейні технології ТТ (Trenchless Technology) поділяються на методи безтраншейного спорудження трубопроводів ТСМ (Trenchless construction methods) і методи безтраншейного відновлення трубопроводів TRM (Trenchless renewal methods).

Безтраншейне спорудження трубопроводів можна застосувати для заміни існуючих трубопроводів у важкодоступних місцях. Такі роботи зазвичай виконують, коли трубопровід має значні пошкодження, а ремонт є неможливий або дуже дорогий. Нову ділянку трубопроводу безтраншейно прокладають поруч із існуючою.

Методами безтраншейного відновлення трубопроводів виконують реновацію протяжних ділянок, локальний ремонт.

Перед безтраншейною реновацією трубопроводу за потреби, треба очистити внутрішню стінку дефектної ділянки трубопроводу. Якісне очищення забезпечує необхідну адгезію матеріалів, якими буде виконано відновлення трубопроводу.

У цьому дослідженні на основі огляду, аналізу різних джерел інформації (література, веб-сайти спеціалізованих компаній, інформація експертів і виробничі спостереження) описано можливості, переваги та обмеження щодо сфери використання різних методів, технологій безтраншейної реновації трубопроводів, надано рекомендації щодо вибору оптимального варіанту залежно від стану трубопроводу, довжини дефектної ділянки, елементу трубопроводу (відвід, трійник), який треба відновлювати. Увагу приділено огляду матеріалів, які застосовуються для безтраншейної реновації трубопроводів, особливостям технологій їх нанесення.

Послідовність подання результатів роботи відповідає послідовності основних етапів процесу безтраншейної реновації трубопроводу, а саме:

– очищення внутрішньої стінки;

– внутрішньотрубне обстеження;

– безтраншейна реновація стінки труби, елементів трубопроводу (відводів, трійників);

– внутрішньотрубний відеоконтроль.

Результати та обговорення

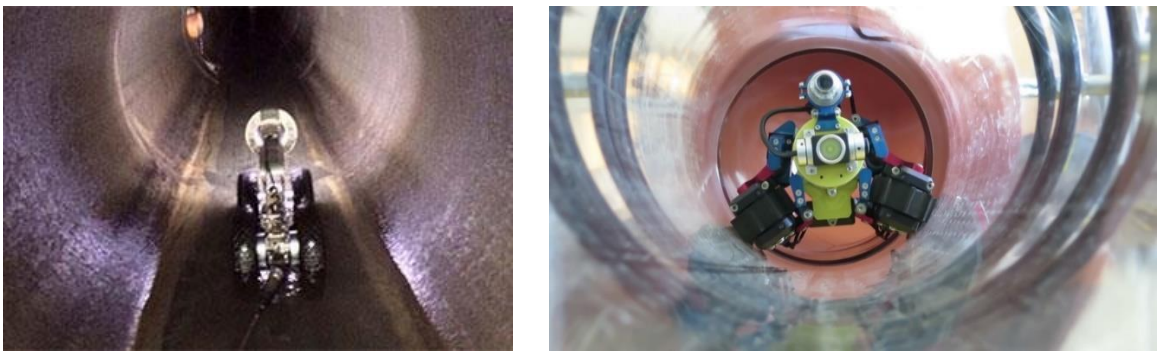
Внутрішні стінки трубопроводів найчастіше очищують струменевими методами (гідроструменевий, гідроабразивний, піскоструменевий). Для цього застосовують різні спеціальні пристрої, які складаються зі струменевих апаратів і підтримуючого пристосування (рис. 1). Підтримуюче пристосування виконано таким чином, щоб пристрій можна було застосовувати для різних діаметрів трубопроводу і він легко переміщувався внутрішньою порожниною. Струменеві апарати містять головку, яка обертається стисненим повітрям або водою.

Також все більшого поширення набуває роботизоване абразиво-струменеве очищення внутрішньої стінки дефектних ділянок трубопроводу, перевагами якої є точний контроль, велика продуктивність, менша витрата абразиву, постійна програмована швидкість руху вперед і назад, відеоконтроль встановленими в передній і задній частині відеокамерами (рис. 2).

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

Рисунок 1 – Пристрої для струменевого внутрішньотрубного очищення трубопроводів
Джерело: (Internal Pipe Cleaning Equipment, 1996-2023, Spin-Blast, 2012-2017)

Рисунок 2 – Роботизоване абразиво-струменеве очищення внутрішньої стінки трубопроводу
Джерело: (4 KeyBenefitsofRoboticAbrasiveBlasting, 2015)



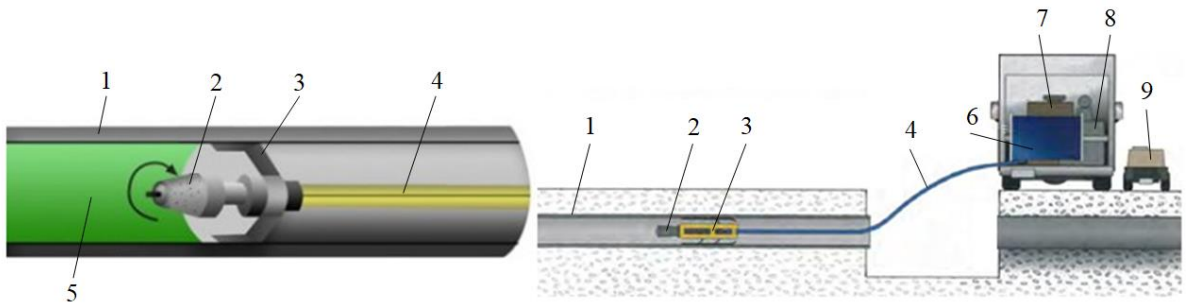
а) – колісний рушій; б) – гусеничний рушій

Рисунок 3 – Кроулер
Джерело: (Video Sewer Inspectionsacross Chicagol and, 2023,
Tracked mobile robot for pipelineins pection with anactive adaptation system, 2017)

Після очищення внутрішньої стінки трубопроводу треба виконати внутрішньотрубне обстеження, яке полягає, здебільшого, у відеоогляді. Крім того, обстеження виконують лазерним скануванням, ультразвуковим діагностуванням. Для відеоогляду на сьогодні застосовують цифрові відеокамери. Цифрове відеозображення та результати лазерного діагностування дають змогу за допомогою комп'ютерної графіки отримати чітке 3D графічне зображення внутрішньої поверхні трубопроводу.

Відеокамери, освітлювальні пристрої та інше обладнання для обстеження трубопроводів розміщують на самохідних діагностувальних роботах, які ще називають кроулерами. Кроулери можуть мати колісний (рис. 3, а) або гусеничний (рис. 3, б) рушій і переміщуються трубопроводом в автономному режимі (живлення від акумулятора) або живляться з допомогою кабеля. Кроулери з гусеничним рушієм є маневровими і їх доцільно застосовувати у місцях, де ділянки трубопроводу мають значний нахил, є відводи з малим радіусом вигину та трійники, де необхідно змінити напрям руху кроулера.

Результати внутрішньотрубного обстеження дають змогу визначити проблеми трубопровідної системи та, врахувавши їх та усі інші



а) б)

а) – внутрішньотрубне нанесення захисного покриття; б) – протягування пристрою трубопроводом; 1 – відновлюваний трубопровід; 2 – форсунка; 3 – підтримуюче пристосування; 4 – шланг; 5 – внутрішньотрубне покриття;6 – лебідка шлангова барабанна;7 – дозувальний насос; 8 – резервуар; 9 – компресор

Рисунок 4 – Схема машинного внутрішньотрубного нанесення захисного покриття
Джерело: (Lichtbuer, 2016, Marcino, 2015)

обставини, вибрати найефективніше, економічне рішення, встановити, які безтраншейні технології можуть бути застосовані.

Методи безтраншейної реновації трубопроводів можна поділити на дві групи:

– неструктурні;

– структурні.

Неструктурні методи є одними з найновіших на сьогодні і полягають у внутрішньотрубному нанесенні розпиленням захисного покриття. Такі методи мають загальну абревіатуру SAPL (spray-appliedpipelining – облицювання труб, нанесене розпиленням).

SAPL методи застосовують, коли потрібно відновити частково зношені ділянки трубопроводів значної довжини або здійснити локальний ремонт. Також перспективним є нанесення такими методами бар'єрного захисного покриття на внутрішню стінку трубопроводів для їх захисту від водневої крихкості.

Надзвичайно важливе значення має матеріал захисного покриття. Покриття повинно бути таким, щоб його можна було якісно нанести і воно забезпечувало тривалий захист внутрішньої стінки трубопроводу від корозії та не зношувалось з часом. У разі відновлення протяжних ділянок трубопроводів вагомим чинником є вартість покриття. На сьогодні застосовують покриття із полімерних матеріалів, епоксидну смолу, поліестер, силікон і поліуретан. Також застосовують суміш епоксидної смоли і поліуретану, яка добре захищає стінку від корозії. (Hicks, 2022, Najafi, 2021).

Внутрішньотрубно наносити захисне покриття можна трьома різними методами – ручне, машинне і роботизоване розпилення.

Ручне внутрішньотрубне розпилення захисного покриття виконують для відновлення непротяжних ділянок трубопроводів великого діаметра.

Для внутрішньотрубного машинного розпилення застосовують різні спеціальні пристрої, які складаються з форсунки 2, що обертається, і підтримуючого пристосування 3 (рис. 4, а). Підтримуюче пристосування виконано таким чином, щоб пристрій можна було застосовувати для різних діаметрів трубопроводу.

Щоб пристрій переміщувати трубопроводом 1, необхідно через усю відновлювану ділянку проштовхнути або протягнути (попередньо проштовхнутим жорстким склодротом) шланг 4. Тоді до нього під'єднати пристрій для розпилення захисного покриття і лебідкою 6 (рис. 4, б) або вручну протягувати його трубопроводом 1.

Захисне покриття на внутрішню стінку трубопроводів наноситься безповітряним розпиленням. Технологія безповітряного розпилення ґрунтується на опорі навколишнього повітря струменю рідкого ізоляційного матеріалу, який витікає з форсунки з великою швидкістю (тиск до 25 МПа) (Дорошенко, 2009). У разі перевищення критичної швидкості відбувається розривання і дроблення струменя покриття. Для безповітряного розпилення захисне покриття з резервуару 8 шлангом високого тиску 4 подають дозувальним насосом 7 (рис. 4, б).

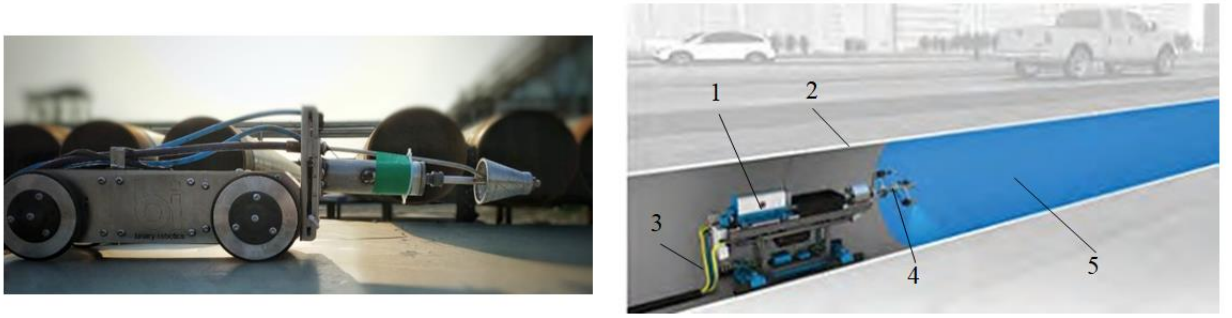
Форсунки мають пневматичний привод. Тому до пристрою, крім шлангу для подавання покриття, треба під'єднувати шланг для подавання повітря (рис. 5, а) від компресора. Покриття розпилюється форсункою (рис. 5, б), яка обертається потоком повітря. Швидкість обертання форсунки регулюють витратою повітря.

Внутрішньотрубне роботизоване розпилення виконують самохідними дистанційно ке-

а) б)

а) – пристрій безповітряного розпилення; б) – безповітряне розпилення захисного покриття

Рисунок 5 – Машинне внутрішньотрубне нанесення захисного покриття
Джерело: (Pipecoater, 2023, Serajiantehrani, 2021)



а) б)

а) – внутрішньотрубний робот; б) – схема безповітряного розпилення роботом захисного покриття; 1 – внутрішньотрубний робот; 2 – відновлюваний трубопровід; 3 – шланг; 4 – форсунка; 5 – внутрішньотрубне покриття

Рисунок 6 – Роботизоване внутрішньотрубне нанесення захисного покриття
Джерело: (PipeCoatingServices, 2020, Marcino, 2015)

рованими роботами, які переміщуються трубопроводом за допомогою колісного (рис. 6, а) або гусеничного рушія. Так само, як і у разі машинного внутрішньотрубного нанесення, у форсунки 4 робота 1 шлангами 3 подають покриття і повітря (рис. 6, б). Переміщення внутрішньотрубного робота з постійною швидкістю дає змогу наносити однорідний шар покриття необхідної товщини вздовж усієї відновлюваної ділянки трубопроводу.

Перевагами SAPL методів є те, що нанесене на внутрішню стінку трубопроводів захисне покриття дає змогу відновити частково зношені ділянки трубопроводів, запобігти подальшому погіршенню їх технічного стану, зокрема, внутрішньотрубній корозії, збільшити термін служби трубопроводів та зменшити шорсткість їх внутрішньої поверхні, чим покращити гідравлічні характеристики.

Для магістральних газопроводів SAPL методи застосовують здебільшого для того, щоб зменшити шорсткість внутрішньої поверхні, що, в свою чергу, дає змогу зменшити перепад тиску між компресорними станціями. У цьому разі потрібна менша витрата палива (Najafi, 2021).

Недоліками SAPL методів є те, що захисне покриття є тонким, тож його нанесення не підвищує міцність трубопроводу. Із тієї ж причини його не можна застосовувати для запобігання витіканню транспортованого середовища з трубопроводу у разі виявлення наскрізних дефектів.

Структурні методи полягають у встановленні у внутрішню порожнину дефектних ділянок трубопроводів різноманітних лайнерів (вкладок), які покращують структурну цілісність, запобігають витокам, розривам та іншим

значним пошкодженням. Найпоширенішими методами такого безтраншейного відновлення трубопроводів є:

– "CIPP"– армування внутрішньої поверхні трубопроводу з щільним приляганням спеціального рукава;

– "U-лайнер", "C-лайнер" та "Swagelining" – протягування деформованої полімерної труби в дефектний сталевий трубопровід з її розширенням до щільного прилягання до внутрішньої стінки дефектного трубопроводу;

– "труба в трубі" – протягування чи проштовхування полімерної труби меншого діаметра в дефектний сталевий трубопровід;

– протягування полімерної труби з руйнуванням дефектного трубопроводу;

– "Прімус Лайн" – протягування синтетичного рукава в дефектний сталевий трубопровід.

Найпоширенішим на сьогодні структурним методом, який характеризується різноманіттям технологій і якому буде приділена увага, є CIPP. Результати проведеного компанією Trenchless Technology опитування (Bueno, 2014) засвідчили, що вісімдесят чотири відсотки опитаних комунальних підприємств у Сполучених Штатах регулярно використовують CIPP-метод для відновлення стану своєї підземної інфраструктури. Цей метод став основним економічно ефективним методом вирішення багатьох проблем із трубопровідною інфраструктурою і дає змогу покращувати та модернізувати трубопровідні мережі. CIPP-методом можливо відновити структурну цілісність ділянок трубопроводів, які потребують дорогої заміни, і суттєво продовжити термін їх експлуатації (Bueno, 2014). Інші також поширені структурні методи, їх переваги і недоліки описано в (Поляруш, 2016, Тихонов, 2015, Doroshenko, 2019).

CIPP метод застосовується як для повністю, так і для частково зношених водопроводів, теплопроводів, каналізації (Chuk, 2011, Lanzo Lining Services, Inc, 2010), для частково зношених газопроводів середнього та низького тиску газових мереж та трубопроводів, якими транспортують різні хімічні речовини діаметром від 100 мм до 3000 мм та довжиною понад 900 м (Lanzo Lining Services, Inc, 2010).

Особливістю CIPP методу є поміщення спеціального безшовного тонкого рукава у внутрішню порожнину відновлюваної ділянки, елемента (відвід, трійник) трубопроводу і затвердіння його для створення нової структурної труби у дефектній. Щоб рукав затвердів, його до встановлення в відновлюваний трубопровід просочують спеціальною смолою (Serajiantehrani, 2021, Chuk, 2011).

Фізико-механічні характеристики матеріалу рукава та смоли, якою його просочують, суттєво впливають на міцність відновленої ділянки трубопроводу, її довговічність.

Рукави виготовляють із круглого тканого текстилю, поліестеру, склотканини, скловолокна, поліуретану або поліефіру (Najafi, 2021). Також застосовують композиційні рукави, які є звичайними рукавами, що армовані шарами вуглецевого волокна та/або скловолокна, термопластичних поліефірних, поліпропіленових волокон, закріплених у щільну повсть. Вуглецеве волокно забезпечує більшу жорсткість рукава, а скловолокно – кращий захист від корозії (Chuk, 2011).

Велику питому жорсткість і міцність, а також підвищену стійкість до корозії, підвищену стійкістю до втоми мають рукави, виготовлені з армованого волокном полімеру FRP (fibre-rein for cedpolymer) (Lee, 2010). FRP – це композиційний матеріал, виготовлений з полімерної матриці, армованої скляними, вуглецевими, базальтовими або арамідними волокнами (Руднєва, 2020).

Епоксидно-поліефірна структура рукава забезпечує значний опір зовнішнім навантаженням, а епоксидно-скловолоконна – велику міцність на розрив (Soldati, 2021).

Для підвищення гладкості на внутрішню поверхню рукава наносять термопластичне покриття. Залежно від діаметра трубопроводу і внутрішнього тиску товщина і кількість шарів композиційних рукавів може бути різною.

Щоб забезпечити затвердіння і створення нової структурної труби у дефектній, рукави просочують різними смолами. Є три основні групи термореактивних смол – поліефірні, вінілові ефіри і епоксидні. У кожній із цих трьох груп існують сотні комбінацій із специфічними характеристиками, які забезпечують їх ефективність у певних обставинах. (Lanzo Lining Services, Inc, 2010) Усі смоли мають різні короткочасні властивості при згинанні та розтягуванні. Епоксидна смола зазвичай застосовується для відновлення трубопроводів, які працюють під тиском, а поліестер – каналізаційних систем. Міцність і жорсткість затверділих нових структурних труб визначається міцністю смоли. Епоксидний вініловий ефір має кращу збалансовану жорсткість та більшу міцність, ніж епоксидні і поліефірні смоли. (Mifek, 2007)

Смолу та просочений нею рукав доцільно охолодити, що уповільнить хімічну реакцію та підвищить рівень безпеки під час транспортування та встановлення.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

а) б)

а) – із кріпленням у фланці; б) – із застосуванням інверсійної труби

Рисунок 7 – Поміщення рукава у відновлювану ділянку трубопроводу пневматичною інверсією
Джерело: (Поляруш, 2016, Project of the Year Rehabilitation Runner, 2020)

Рукави у відновлювані ділянки трубопроводів поміщають різними способами – гідростатичною інверсією, пневматичною інверсією та протягуванням і надуванням повітрям або водою (Serajiantehrani, 2021, Hicks, 2022, Kozman, 2013). Для кожного способу необхідне своє спеціальне обладнання.

Процес інверсії полягає в притисканні до внутрішньої стінки відновлюваної ділянки трубопроводу рукава під тиском повітря, пари або води.

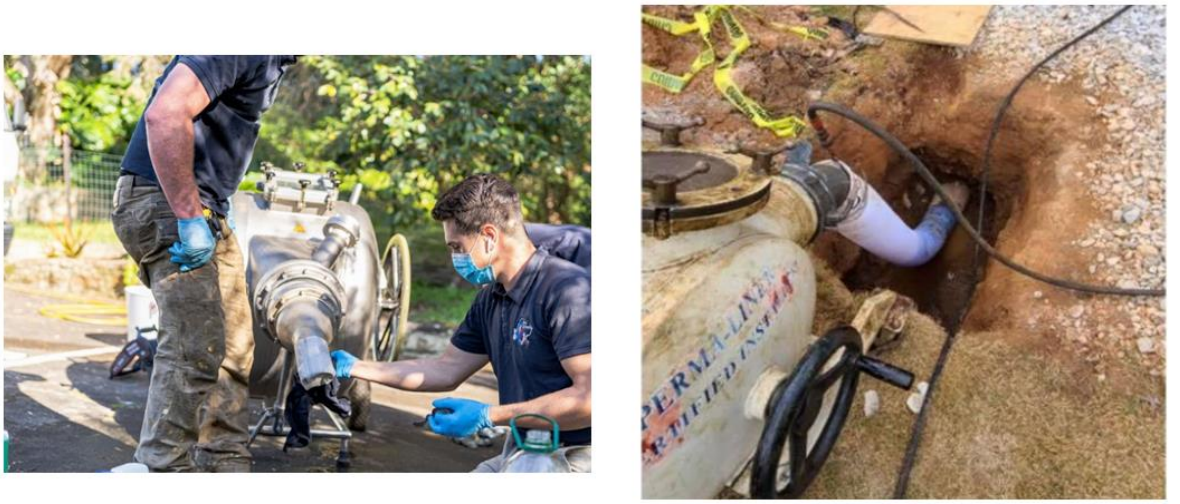
Встановлення починається із вимірювання і відрізання необхідної довжини рукава. Тоді змащують його внутрішню поверхню смолою. Для цього смолу заливають у внутрішню порожнину рукава, який протягують через систему притискних валиків, відкаліброваних до товщини рукава (рис. 7). Таким чином, рівномірно наносять смолу вздовж рукава, яка починає просочуватись в його стінку. Щоб запобігти наявності повітря і забезпечити рівномірний розподіл смоли просочування виконують на заводі під вакуумом шляхом попереднього видалення з нього повітря і протягування через систему валиків (Lanzo Lining Services, Inc, 2010).

Якщо відновлюють трубопроводи великих діаметрів, то просочування смолою зазвичай виконують у базових умовах. Тоді рукав змотують, завантажують у вантажівку-рефрижератор і транспортують на місце виконання робіт. При правильному поводженні та зберіганні просочені смолою рукави можуть бути стабільними до тижня або більше. (Lanzo Lining Services, Inc, 2010). У разі відновлення трубопроводів малого діаметра процес просочування рукава смолою зазвичай виконують на монтажному майданчику.

Пневматична інверсія полягає у вивертанні рукава внутрішньою стороною назовні тиском повітря, яке подають від компресора. Таким чином, рукав проштовхують у відновлювану ділянку трубопроводу. Після вивертання просякнута смолою сторона рукава пристає до внутрішньої стінки трубопроводу, і рукав перетворюється на тверду, структурно міцну трубу. (Поляруш, 2016) Якщо пневматичною інверсією прокладають рукави великого діаметра, то після зав'язування і змотування одного кінця, інший затискають в фланці установленої на автомашині установки (рис. 7, а) або міцно прикріплюють до верхнього чи нижнього кільця інверсійної (направляючої) труби (рис. 7, б) і тиском повітря вивертають рукав.

Для поміщення рукавів у відновлювані трубопроводи малого діаметра застосовують малогабаритні установки – інверсійні барабани. Барабан, на який штурвалом намотують рукав, міститься в герметичній камері. Передній кінець рукава вивертають і кріплять хомутом до носової частини інверсійного барабана (рис. 8, а). Тиском повітря вивертають рукав і поміщують його у відновлюваний трубопровід (рис. 8, б).

Гідростатична інверсія виконується заповненням інверсійної труби водою. Гідростатичний напір води безперервно штовхає рукав поздовжньо у відновлюваний трубопровід і вивертає його навиворіт, щільно притискаючи при цьому просочену смолою сторону до внутрішньої стінки (рис. 9) (EPA 832-F-99-032, 1999).



а) б)

а) – закріплення рукава до носової частини інверсійного барабана;
б) – вивертання рукава тиском повітря

Рисунок 8 – Пневматична інверсія рукава малого діаметра
Джерело: (Elephant Pipe Relining, 2023, The Best Trenchless Sewer Pipe Repairin Atlanta, 2023)

а) б)

а) – схема виконання робіт; б) – технологічний процес
1 – відновлювана ділянка трубопроводу; 2 – рукав; 3 – вода; 4 – інверсійна труба

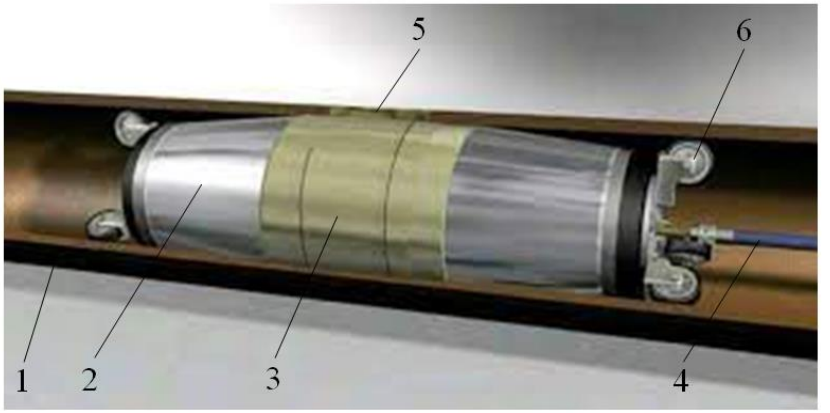
Рисунок 9 – Поміщення рукава у відновлювану ділянку трубопроводу гідравлічною інверсією
Джерело: (Modricker, 2023, The Safety of CIPP, 2023)

Для поміщення рукава у відновлювану ділянку трубопроводу способом протягування біля робочого котловану розміщують барабан з рукавом, а біля приймального – тяговий засіб (лебідка, тягач тощо). Тоді через відновлюваний трубопровід проштовхують жорсткий дріт, яким затягують тяговий трос. Тяговий трос кріплять до рукава і тяговим засобом протягують через відновлювану ділянку трубопроводу. Протягнутий рукав заглушують з двох сторін і надувають повітрям або водою, в результаті чого він притискається до внутрішньої стінки трубопроводу. Такий спосіб є доцільним у багатьох випадках. Для прикладу, якщо відновлювана ділянка трубопроводу містить труби різного діаметра.

Якщо необхідно виконати місцевий ремонт і відновити непротяжну ділянку трубопроводу, то для поміщення рукава в необхідне місце можна застосувати пакер або роботизований пристрій.

Пакером є заглушена з двох сторін еластична оболонка, діаметр якої менший діаметра ремонтованого трубопроводу. Спочатку треба переконатись, що пакер можна перемістити до місця встановлення, виконавши тестове його переміщення трубопроводом без рукава. Тоді наносять смолу на зовнішню поверхню рукава і розміщують його на еластичній оболонці пакера, яку заздалегідь обмотують фольгою, що запобігає прилипанню рукава. Пакер запасовують у трубопровід і протягують або проштовхують

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online



1 – відновлюваний трубопровід; 2 – гумова оболонка; 3 – рукав; 4 – жорстка трубка; 5 – наскрізний дефект; 6 – ролик

Рисунок 10 – Встановлення рукава пакером
Джерело: (Rehabilitación detuberías, 2023)

Рисунок 11 – Пакер для відводів трубопроводів
Джерело: (Pipe Patch now offers Elbow Repairs, 2023)

до місця встановлення рукава. Відтак нагнітають пару, гарячу воду або повітря всередину еластичної оболонки пакера до необхідного тиску. У результаті надування еластична оболонка розширюється, і рукав щільно притискається до внутрішньої стінки відновлюваної ділянки трубопроводу (рис. 10). Після затвердіння смоли стравлюють повітря або випускають воду із еластичної оболонки, і пакер виймають з трубопроводу (Дорошенко, 2015).

Значною проблемою безтраншейних технологій є ремонт відводів, трійників, особливо в місцях під'єднання до трубопроводів будинків. CIPP-методом можна виконати локальний ремонт таких елементів трубопроводу.

Для поміщення рукавів у відводи і притискання їх до внутрішньої стінки пакери виготовляють криволінійної форми (рис. 11).

Для трійників виготовляють Т-подібні рукави (рис. 12, а), які просочують смолою. Пакери для таких рукавів містять надувні еластичні оболонки-відгалуження (рис. 12, б). Т-подібний рукав поміщають на пакер, який протягують або проштовхують до місця ремонтованого трійника. Тоді пакер позиціонують всередині трійника таким чином, щоб його оболонка-відгалуження була в місці відгалуження трійника. Положення пакера контролюють відеокамерою. У результаті надування пакера відбувається витіснення його оболонки-відгалуження у відгалуження трійника і формування Т-подібного рукава. Коли пакер повністю надутий, Т-подібний рукав щільно притискається до внутрішньої стінки трійника, після чого смола твердне (рис. 12, в). Таким чином відбувається механічне та клейове з'єднання. Після затвердіння смоли повітря з пакера випускають і видаляють його з трубопроводу (Trenchless Technology for the Rehabilitation of Deteriorated Pipelines, 2006).

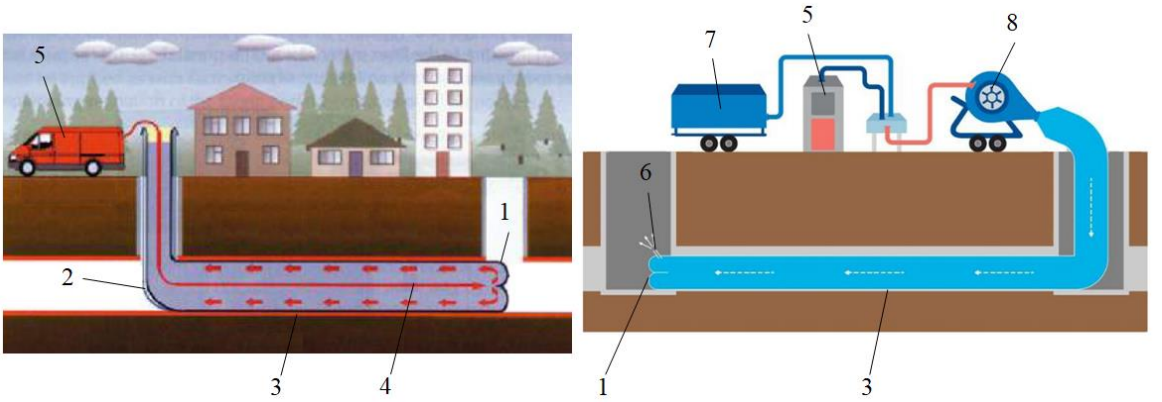
Наступним етапом після поміщення рукава у відновлювану ділянку трубопроводу є його

а) б) в)

а) – Т-подібний рукав; б) – пакер для трійників; в) – затверділий Т-подібний рукав

Рисунок 12 – Ремонт трійників CIPP методом

Джерело: (Trenchless Technology for the Rehabilitation of Deteriorated Pipelines, 2006, TYGER Patch Tall Lid Pipe Patch System, 2021, TYGER Patch Pipe Patch Tee & Wye Lateral Seal, 2022)



а) б)

а) – циркуляція води; б) – пакер для трійників;
1 – рукав; 2 – інверсійна труба; 3 – відновлювана ділянка трубопроводу; 4 – шланг подавання гарячої води; 5 – бойлер; 6 – вихід повітря і пари; 7 – компресор; 8 – інверсійний барабан

Рисунок 13 – Схеми подавання теплоносія для затвердіння рукава

Джерело: (Trenchless Technology for the Rehabilitation of Deteriorated Pipelines, 2006, Serajiantehrani, 2021)

затвердіння і створення нової структурної труби у дефектній. Смола, якою просякнутий рукав, може тверднути за температури довкілля або в результаті нагрівання парою, гарячим повітрям чи гарячою водою. Також для твердіння смоли застосовують ультрафіолетове світло. У результаті хімічної реакції, яка відбувається під час твердіння, із рукава та смоли утворюється новий міцний матеріал, який набуває форми труби.

За температури довкілля час затвердіння смоли складає від 2 до 12 годин, тоді як під дією пари, гарячого повітря або гарячої води рукави можуть затвердіти лише за 30 хвилин (Tomczak, 2017).

Для затвердіння рукава після завершення гідростатичної інверсії влаштовують циркуляцію води через бойлер (рис. 13, а). Гаряча вода проходить вздовж усього поміщеного в відновлюваний трубопровід рукава. Щоб це забезпечити, перед вивертанням рукава до заднього його кінця кріплять шланг, що дає змогу під час інверсії протягнути його всією довжиною відновлюваного трубопроводу. У передній частині шлангу біля місця його кріплення до рукава роблять наскрізні отвори.

Гаряча вода призводить до твердіння термореактивної смоли. Температуру в різних точках на поверхні рукава контролюють термопарами. Коли відбулось твердіння рукава, воду поступово охолоджують і видаляють. Відтак відрізають і видаляють інверсійну трубу (Trenchless Technology for the Rehabilitation of Deteriorated Pipelines, 2006, Kramera, 2018).

Також для затвердіння рукава після його поміщення в відновлювану ділянку трубопроводу можуть парогенератором та компресором нагнітати пару і повітря (рис. 13, б). При цьому, як правило, потік пари і повітря нагнітають з одного кінця рукава, тоді він протікає усією довжиною рукава і виходить із протилежного його кінця через спеціальний колектор, де кон-

а) б)

а) – поміщення пристроями у трубопровід; б) – рух пристрою трубопроводом

Рисунок 14 – Затвердіння рукава ультрафіолетовим світлом
Джерело: (Timberlake, 2015, Rush, 2014)

тролюють температуру та внутрішній тиск (Lanzo Lining Services, Inc., 2010).

Технологія затвердіння рукавів під дією ультрафіолетового опромінювання є відносно новою і має ряд переваг для різних випадків. Роботи виконуються внутрішньотрубними пристроями, які містять колісний рушій і випромінювачі ультрафіолетового світла. Такі пристрої проштовхують або протягують встановленим у відновлюваній ділянці трубопроводу рукавом (рис. 14). У результаті дії ультрафіолетового світла затвердіння відбувається протягом кількох хвилин. Для такого методу рукав повинен бути просякнутий спеціальними смолами і повинні бути у наявності фоточутливі ініціатори. Такі рукави можна зберігати та транспортувати без охолодження, і вони залишаються придатними для застосування місяцями (Lanzo Lining Services, Inc., 2010).

Під впливом тепла твердіє епоксидна смола та епоксидний віниловий ефір, поліефірна смола твердіє за температура довкілля, а під впливом ультрафіолетового світла твердіють рукави з скловолокна. Зовнішній шар рукава має напівпористу структуру, що забезпечує добру адгезію до внутрішньої стінки відновлюваного трубопроводу (Najafi, 2021).

Після затвердіння нагріванням нову структурну трубу охолоджують,щоб вона набула температури довкілля. Для цього у відновлений трубопровід нагнітають прохолодне повітря або закачують воду. Тоді зрізають кінці нової структурної труби, а в місцях бокових відводів вирізають круглі отвори дистанційно керованим роботом з фрезою, який обладнують системою відеоспостереження. Наступними етапами є випробування відновленого трубопроводу тиском і відеоконтроль, який можна виконати кроулером.

Перевагами CIPP методу є те, що відновлений трубопровід є структурно армованим новим внутрішнім шаром, який здатний: витримувати значні як внутрішні, так і зовнішні навантаження; забезпечувати міцність сильно пошкоджених, дефектних ділянок трубопроводів; усувати витоки та їм запобігати; суттєво продовжувати термін експлуатації трубопроводу; покращувати гідравлічні характеристики трубопроводу. Також рукави можуть проходити відводи трубопроводів з кутом вигину до 45°. Завдяки щільному приклеюванню рукава до внутрішньої стінки відбувається незначне зменшення внутрішнього діаметра відновлюваного трубопроводу.

CIPP методом можна відновлювати трубопроводи великого діаметра. Для цього використовують рукави більшої міцності з підсиленої тканини, вакуумний метод просочування рукава смолою та водяну пару або ультрафіолетове світло для затвердіння рукава.

Недоліками CIPP методу є відносно висока вартість матеріалів, потрібна додаткова техніка (компресори, парогенератори тощо),внутрішня стінка відновлюваного трубопроводу повинна бути добре очищена, є обмеження щодо температури транспортованої речовини, можливе нещільне прилягання рукава до внутрішньої стінки дефектного трубопроводу (особливо у місцях порушень форми поперечного перерізу та на кутах повороту, де можливе утворення гофрів). Також нова структурна труба може лущитись, можливі утворення зморшок, складок або бульбашок (Tomczak, 2017).

Висновки

Вирішити проблему зношеності трубопровідних систем в Україні можливо за умови виконання великих обсягів ремонтних, реновaційних робіт. При цьому запорукою успішної реалізації цього є масштабне застосування безтраншейних технологій, особливо у важкодоступних місцях трубопроводів та у містах.

Виконаний огляд, аналіз двох найпоширеніших методів безтраншейного відновлення трубопроводів SAPL та CIPP дає змогу зорієнтуватись у різноманітті технологій та бути обізнаним для затвердження найприйнятнішого рішення щодо вибору оптимального варіанту. Найсуттєвішим на сьогодні обмеженням щодо застосування цих методів є трубопроводи високого тиску. Однак, матеріали, які застосовують для внутрішньотрубного відновлення трубопроводів, з часом покращуються, що дає змогу підвищувати ефективність методу, суттєво підсилювати стінку та забезпечувати довготривалий захист трубопроводів. Якщо матеріал покриття буде бар'єром для проникнення водню в стінку, то такими методами можна буде вирішувати задачі з захисту трубопроводів від водневої крихкості.

Незважаючи на різноманіття безтраншейних технологій відновлення трубопроводів, їх можливості щодо захисту, підсилення як прямолінійних ділянок трубопроводів, так і різноманітних трубопровідних елементів (відводів, трійників) із мінімальними як фінансовими, так і трудовими витратами, на сьогодні існує значний потенціал до їх подальшого розвитку, удосконалення.

Перспективою подальших досліджень є встановлення впливу реновації трубопровідних систем кожними з розглянутих методів на гідравлічну енерговитратність трубопроводів.

Література / References

1. 4 Key Benefits of Robotic Abrasive Blasting. (2015). URL: https://blog.spongejet.com/4-key-benefits-of-robotic-abrasive-blasting.

2. Bueno M. Pipe relining continues to thrive and grow. *Trenchless technology. Special supplement*. 2014. Vol. 6.

3. Chuk C., Urgessa G., Thippeswamy H. Numerical analysis of stresses for cured-in-place-pipe linings. *WIT Transactionson The Built Environment.* 2011. No 115. P. 283-293. DOI: 10.2495/FSI110241.

4. Doroshenko Ya. V. *Construction main pipelines*. Ivano-Frankivsk: IFNTUNG, 2009.

5. Doroshenko Ya. V. Construction and repair o concentrated facilities of gasandoil pipelines. Ivano-Frankivsk: IFNTUNG, 2015.

6. Doroshenko Ya.V., Karpash M.O., Stetsiuk S.M., Babelskyi R.M., Volovetskyi V.B. Prospects and problematic issues of the formation and development of hydrogen energy in Ukraine. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*. 2022, No 1(82). P. 7-33. DOI: 10.31471/1993-9973-2022-1(82)-7-33.

7. Doroshenko Y., Zapukhliak V., Poliarush K., Stasiuk R., Bagriy S.. Development of trenchless technology o frecon struction of "pull-ngpig P" pipeline communications. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. No 2(1). P. 28-38. DOI: 10.15587/1729-4061.2019.164351.

8. Elephant Pipe Relining. (2023). URL: https://www.elephantpiperelining.com.au/pipe-relining-services/recent-projects.

9. EPA 832-F-99-032 "Collection Systems O & M Fact Sheet. Trenchless Sewer Rehab-?litation". United States Environmental Protection Agency. 1999.

10. Hicks J., Kaushal V., Jamali K. A Comparative Review of Trenchless Cured-in-Place Pipe (CIPP) With Spray Applied Pipe Lining (SAPL) Renewal Methods for Pipelines. *Water,* 2022. No 4. P. 1-7. DOI: 10.3389/frwa.2022.904821.

11. Internal Pipe Cleaning Equipment. (1996-2023). URL: https://www.indiamart.com/proddetail/internal-pipe-cleaning-equipment-9885610212.html.

12. Kozman D.P. Evaluation of Cured-in-Place Pipe Allows Structural Renewal of Drinking Water Pipe. *R S Technik LLC: Materials of the scientific conference with international participation.* 2013. P. 1-6.

13. Kramera S., Liub J., Provencioc G. Advantages and Disadvan tages of Trenchless Construction Approachas Compared to the Tradi-?ional Open Cut Installation of Underground Utility Systems. *Creative Construction Conference (Ljubljana): Materials of the scientific conference with international participation.* 2018. pp. 129-138. DOI: 10.3311/CCC2018-018.

14. Kristowskia A., Grzyla B., Kurpińskaa M., Pszczołaa M.. The rigid and flexible road pavements in terms of life cycle costs. *Creative Construction Conference (Ljubljana): Proceedings of the Conference*. 2018. P. 1-8. DOI: 10.3311/CCC2018-030.

15. Lanzo Lining Services, Inc. *Engineering Design Guide For Rehabilitation With Cured-In-Place Pipe* (2nd ed.). 2010. Florida.

16. Lee L., Estrada H., Baumert M. Time-dependentre liabilityanalysisof FRP rehabilitated pipes. *Journal of Composites for Construction* 2010. No 14(13), P. 272-279. DOI: 10.1061/(ASCE)CC.1943-5614.0000075.

17. Lichtbuer G. Integrated cost comparative framework for trenched and trenchless techniques in the Netherlands. *Master's Thesis Internship*, KWR Watercycle Research Institute, Nieuwegein, Netherlands, 2016.

18. Mainak M.P., Arohi K.M. Trenchless Technology. *Civil Engineering Systems and Sustainable Innovations.* 2015. P. 156-163.

19. Marcino S. Structural Lining for Water Mains. *PA-AWWA 67th Annual Conference: Materials of the scientific conference with international participation* Hershey: American Water Works Association, 2015. P. 1-22.

20. Marlow D., Gould S., Lane B. An expert system for assessing the technical and economic risk of pipe rehabilitation options. *Expert Systems With Application.* 2015. No 42(22). P. 8658-8668. DOI: 10.1016/j.eswa.2015.07.020.

21. Matkivskyi S., Kondrat O. The influence of nitrogenin jection duration attheinitial gas-water contact on the gasrecovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. No 1(6 (109)). P. 77-84. DOI: 10.15587/1729-4061.2021.224244.

22. Mifek R. Rehabilitation of Sewerage System Structures. *9th technical conference for doctoral study: Materials of the scientific conference with international participation.* 2007. P. 231-232. Juniorstav.

23. Modricker O. *Determining trenchless renewal options using CCTV information*. Gipenz: Project MaxLtd, 2023.

24. Najafi M., Gokhale S. Trenchless Technology Pipeline and Utility Design, Const-?uction and Renewal. 2nd Edition. NewYork: McGraw-Hill Education, 2021.

25. Normalización técnica de la EAAB-ESP: NS-058, NS-060, NS-061. Aspectostécnicos para inspección y mantenimiento de redes de alcantarillado. Criterios de diseño de anclajesen redes de acueducto y alcantarillado. Aspectostécnicos para la rehabilitación de redes y estructura de alcantarillado. *Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá-ESP*. 2001.

26. Ogden J., Myers Ja., Scheitrum D., McDonald Z., Miller M. Natural gasas a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature. *Energy Policy*. 2018. No 115. P. 317-329. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.12.049.

27. Pipe coater. (n.d.). URL: https://airblastaustralia.com/product/pipecoater-iii300-for-5-12-id-pipes/.

28. Pipe Coating Services. 2020. URL: https://m.indiamart.com/proddetail/pipe-coating-services-2851014554197.html.

29. Pipe Patch now offers Elbow Repairs. (n.d.). URL: https://www.s1eonline.com/articles/2013/06/17/source-1-environmentals-pipepatch-recognized-icc-es.

30. Poliarush K.A. Engineering and technology development of trenchless recon-?truction of gas and heat pipelines. *Candidate of Technical Sciences thesis*, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine. 2020.

31. Poliarush K.A., Doroshenko Ya.V., Tykhonov S.I., Babii A.R. Modern technologies of trenchless repair of heating and gas networks. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*. 2016. No 1(58), P. 41-51.

32. Project of the Year Rehabilitation Runner. 2020. URL: https://trenchlesstechnology.com/2020-trenchless-technology-project-of-the-year-rehabilitation-runner-up/.

33. Rehabilitación detuberías. 2023. URL: https://www.limpiezasjavea.com/en/sistema-packer-de-reparacion-de-tuberias-sin-obra/.

34. Rudnieva, Priadko Yu., Priadko M., Tonkacheiev H. Features and prospects for the use of technologies for strengthening building structures with composite FRP-materials during reconstruction of buildings. *Building constructions. Theory and practice.* 2020. No 7, P. 12-22. DOI: 10.32347/2522-4182.7.2020.

35. Rush J. Trenchless Pipe Relining Continues to Thrive. *Trenchless technology*, Special supplement, Vol. 8-10. 2014.

36. Serajiantehrani R., Najafi M., Mohammadi M., Kaushal V., Korky S.. Construction Cost Analysis of Trenchless Cured-in-place Pipe and Spray-applied Pipe Linings Rehabilitation Methods in Gravity Conveyance Conduits. *Construction and Rehabilitation: Materials of the scientific virtual conference with international participation.* 2021. P. 210-220). American Society of Civil Engineers.

37. Soldati S. Trenchless pressure pipe rehabilitation. *Facers Annual Meeting: Materials of the annual conference.* Florida: Florida Association of Counties, 2021. P. 1-37.

38. Spin-Blast. 2012-2017. URL: https://pavalex.eu/spin-blast-sb-836#prettyPhoto.

39. The Best Trenchless Sewer Pipe Repairin Atlanta. (n.d.). URL: https://northgeorgiapipelining.com/services/trenchless-sewer-repair-atlanta-ga/.

40. The Safety of CIPP. URL: https://trenchlesstechnology.com/the-safety-of-cipp/.

41. Timberlake M. The pipe that came in from the cold. *Trenchless Word.* July/August 2023. P. 14-15.

41. Tomczak E., Zielińska A. Example of sewerage system rehabilitation using trenchless technology. *ECOL CHEM ENG S.*, 2017. No 24(3). P. 405-416. DOI: 10.1515/eces-2017-0027.

42. Tracked mobil erobot for pipeline inspection with an active adaptation system. 2017. URL: https://www.youtube.com/watch?v=NKH9povlrsw.

43. Trenchless Technology. 2023. URL: https://lamstt.org/en/trenchless-technology.

44. Trenchless Technology for the Rehabilitation of Deteriorated Pipelines. 2006. URL: https://wwwsit.engineersaustralia.org.au/resource-centre/resource/trenchless-technology-rehabilitation-deteriorated-pipelines.

45. TYGER Patch Pipe Patch Tee & Wye Lateral Seal. 2022. URL: https://www.s1eonline.com/pipepatch/product-line/tee-wye-pipepatch-lateral-seal-system.

46. TYGER Patch Tall Lid Pipe Patch System. 2021. URL: https://www.youtube.com/watch?v=fo96fIoplqo.

47. Tykhonov S.I., Doroshenko Ya.V., Poliarush K.A. Technologies of intra-pipe inspection and repair of hard-to-reach sections of gas and oil pipelines. *Scientific Herald.* 2015. No 1(38). P. 83-94.

48. Video Sewer Inspections across Chicagoland. 2023. URL: https://americantrenchlesstechnologies.com/video-sewer-inspections/.

49. Volovetskyi V.B., Doroshenko Ya.V., Stetsiuk S.M., Matkivskyi S.V., Shchyrba O.M., Femiak Y.M., Kogut, G.M. (2022). Development of foam-breaking measures after removing liquid contamination from wells and flow lines by using surface-active substances. *Journal of Achievementsin Materials and Manufacturing Engineering*. No 114(2). P. 67-80. DOI: 10.5604/01.3001.0016.2157.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

УДК 622.692.4
DOI: 10.31471/1993-9973-2023-2(87)-33-40

ПРОГНОЗУВАННЯ ВТРАТ НАФТОПРОДУКТІВ ВІД ВИПАРОВУВАННЯ НА АЗС

Ю. І. Дорошенко

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська,15; тел. (03422) 42166;
e-mail: yuliia.doroshenko@nung.edu.ua

Нафтогазова галузь є важливою складовою паливно-енергетичного комплексу України. Разом з іншими галузями вона забезпечує пошук, розвідку та розробку родовищ нафти і газу, транспортування, переробку, зберігання та реалізацію нафти і газу, а також продуктів їх переробки. Нафтогазова галузь забезпечує енергетичну незалежність держави, тому її стану та розвитку приділяється значна увага. Нафтогазові підприємства за рівнем шкідливої дії на природне середовище вважаються об'єктами підвищеного екологічного ризику. Найбільша увага приділяється проблемі забруднення атмосфери шкідливими речовинами, що утворюються при застосуванні нафтопродуктів, зокрема автомобільних бензинів. В останні роки переглядаються та жорсткішають стандарти, що обмежують викиди до атмосфери шкідливих сполук під час експлуатації транспортних засобів та регламентують показники якості моторних палив. Стрімке зростання автотранспортних засобів призводить до збільшення кількості автозаправних станцій (АЗС), кожна з яких є джерелом викиду забруднюючих речовин. Основними забруднюючими речовинами в процесі експлуатації АЗС при використанні бензину, дизельного палива та скрапленого вуглеводневого газу є: бензин, вуглеводні насичені, пропан, бутан, етан, метан. Безпосередньо джерелами викиду забруднюючих речовин на АЗС під час виконання технологічних операцій є: дихальний клапан резервуару з пальним (організоване джерело), забруднююча речовина утворюється під час заправки резервуару з бензовозу, а також при зберіганні в резервуарах: гирло бензобаку (неорганізоване джерело), забруднююча речовина утворюється під час заправки баків автомобільних транспортних засобів. АЗС є стаціонарними джерелами забруднення атмосферного повітря через випарування бензину й дизельного палива з резервуарів для їх зберігання. Вміст цих речовин у атмосферному повітрі міста не контролюється на постах спостереження. Проблема забезпечення транспорту екологічно чистим паливом визнана, зокрема в США та країнах ЄС, проблемою національної безпеки, яка вимагає запровадження невідкладних надзвичайних заходів. Посилення екологічних вимог до транспортних засобів та моторних палив необхідно й в Україні. Тому нагальною проблемою сучасності є розробка та освоєння новітніх технологій виробництва автомобільних бензинів, які б відповідали найбільш жорстким екологічним вимогам. Отже, розробка природоохоронних заходів на території автозаправних комплексів є актуальною задачею збереження довкілля. Проаналізовано безліч підходів до відпуску нафтопродуктів споживачам на автозаправних станціях. Наукова робота містить основні розрахунки, пов'язані з процесами прийому, зберігання і відпуску нафтопродуктів споживачам на автозаправних станціях. Зокрема проведено порівняльний аналіз втрат нафтопродуктів при заповненні автоцистерни відкрити струменем, закритим та комбінованим способом. На основі отриманих результатів побудовано моделі для прогнозування втрат за кожним із типів заповнення автоцистерни на АЗС.

Ключові слова: втрати, випаровування, автозаправна станція, налив, відкритий струмінь, закритий струмінь.

The oil and gas industry is an important component of the fuel and energy complex of Ukraine. Together with other industries, it provides search, exploration and development of oil and gas deposits, transportation, processing, storage and sale of oil and gas, as well as their processing products. The oil and gas industry ensures the country's energy independence, so considerable attention is paid to its condition and development. Oil and gas enterprises are considered objects of increased environmental risk based on the level of harmful effects on the natural environment. The greatest attention is paid to the problem of atmospheric pollution by harmful substances produced by the use of petroleum products, in particular automobile gasoline. In recent years, the standards limiting the emissions of harmful compounds into the atmosphere during the operation of vehicles and regulating the quality indicators of motor fuels have been revised and tightened. The rapid growth of motor vehicles leads to an increase in the number of gas stations (gas stations). Every gas station is a source of pollutants. The main polluting substances in the process of gas station operation when using gasoline, diesel fuel, and liquefied hydrocarbon gas are: gasoline, saturated hydrocarbons, propane, butane, ethane, methane. The direct sources of emissions of pollutants at gas stations during technological operations are: the breather valve of the fuel tank (organized source), the pollutant is formed during filling of the tank from a gasoline truck, as well as during storage in tanks: the mouth of the gas tank (unorganized source), pollutant is formed during refueling of the tanks of motor vehicles. Gas stations are stationary sources of air pollution due to the evaporation of gasoline and diesel fuel from their storage tanks. The

content of these substances in the atmospheric air of the city is not controlled at monitoring stations. The problem of providing transport with ecologically clean fuel is recognized, in particular in the USA and EU countries, as a national security problem that requires the introduction of urgent emergency measures. Strengthening of environmental requirements for vehicles and motor fuels is also necessary in Ukraine. Therefore, the urgent problem of modern times is the development and mastering of the latest technologies for the production of automobile gasoline, which would meet the strictest environmental requirements. Therefore, the development of environmental protection measures on the territory of gas stations is an urgent task of environmental protection. In this scientific work, an analysis of various approaches to the sale of petroleum products to consumers at gas stations was carried out. The scientific work contains basic calculations related to the processes of reception, storage and release of petroleum products to consumers at gas stations. In particular, a comparative analysis of losses of oil products was carried out when filling a tank truck with an open jet, closed and combined method. On the basis of the obtained results, models were built for forecasting losses for each type of tank truck filling at gas stations.

Key words: losses, evaporation, filling station, filling, open jet, closed jet.

Вступ

Усунення втрат нафтопродуктів – один із найважливіших шляхів економії паливно-енергетичних ресурсів, які відіграють провідну роль у розвитку сучасної економіки усіх країн світу.

При організації економії нафтопродуктів передбачається вивчення питання, а потім зниження та наступного усунення різного роду втрат нафтопродуктів на усіх стадіях їх доставки до споживачів. Одним із основних джерел економії нафтових ресурсів є усунення втрат при їх видобутку, транспортуванні, зберіганні та переробці.

На сучасному рівні розвитку засобів транспорту і зберігання вуглеводнів основним видом втрат нафтопродуктів, які не можуть бути повністю усунені, є втрати від випаровувань із резервуарів на об'єктах зберігання та розподілу нафтопродуктів (рис. 1). Однак втрати полягають не лише у зменшенні об'єму палива і, відповідно, економічних збитках, йдеться і про в негативний вплив на навколишнє середовище. У зв'язку із цим боротьба із втратами нафтопродуктів від випаровувань важлива не тільки з точки зору економічного ефекту, але й для забезпечення охорони довкілля.

У результаті випаровування змінюються фізичні показники нафтопродуктів: збільшується густина, вага фракції, знижується октанове число. Це призводить до погіршення якості бензину і збільшення його витрати при експлуатації транспортних засобів.

Дослідження, присвячене виявленню закономірностей втрат нафтопродуктів, є досить актуальним і дозволить вибрати оптимальний варіант розподілу нафтопродуктів та спрогнозувати втрати.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Закордонні спеціалісти оцінюють надходження вуглеводнів при випаровуванні нафти і нафтопродуктів у атмосферу від 20 до 100 млн тонн на рік, і близько 9 млн тонн вуглеводнів, на їх думку, випадає у вигляді опадів з атмосфери.

Особливу увагу слід приділяти впливу автозаправних станцій на навколишнє середовище, оскільки вони, як правило, знаходяться у містах із високим ступенем забудови і значною концентрацією автотранспорту. Структура втрат нафтопродуктів від випаровування по об'єктах представлена на рисунку 2 і підтверджує значущість питання втрат від випаровування саме на автозаправних станціях.

Як бачимо, найбільший відсоток випаровувань припадає на автозаправні станції (АЗС).

Автозаправні станції (АЗС) являються кінцевою ланкою нафтопродуктозабезпечення. Від їх правильної експлуатації залежить діяльність багатьох підприємств, організацій та установ різних форм власності. Технічно правильна, раціональна експлуатація АЗС можлива тільки добре підготовленими спеціалістами, які мають чітке уявлення про техніку і технологію, що застосовується. Актуальною задачею є запобігання втратам нафтопродуктів від випаровування, розливу, забруднення і т.д. Удосконалення експлуатації АЗС дозволяє підвищувати ефективність роботи автомобільного транспорту, їх пожежну і екологічну безпечність. З практичної точки зору, автозаправні станції – це єдині об'єкти, які забезпечують нафтопродуктами дрібних споживачів. І це має дуже важливе значення. Без їхньої безперервної роботи практично була би паралізована вся мережа автотранспорту [1 – 7].

Європейська комісія в грудні 1990 року опублікувала робочий документ, в якому конкретизували директивні пропозиції щодо обмеження викидів в атмосферу летких органічних сполук в системі розподілу автомобільного бензину – від нафтопереробних заводів до АЗС. У документі відмічалось, що пари органічних сполук приймають участь у фотохімічних реак-

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

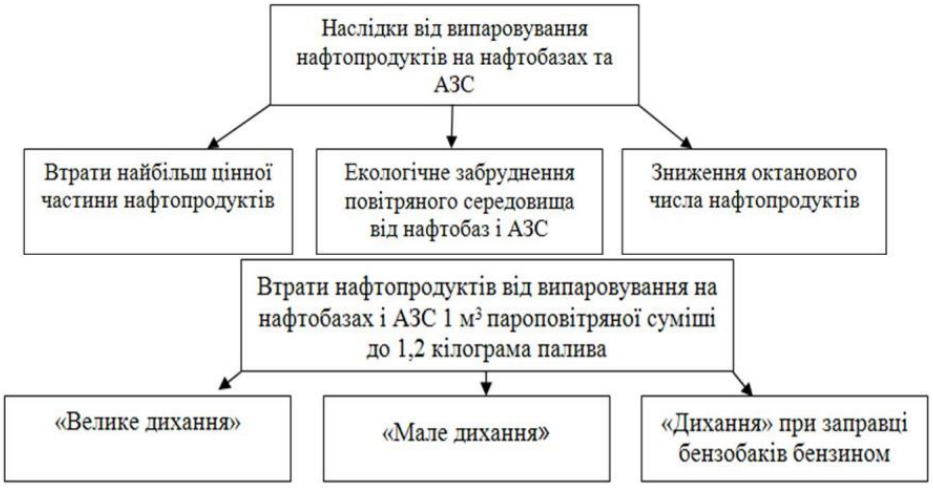


Рисунок 1 – Наслідки від випаровування нафтопродуктів

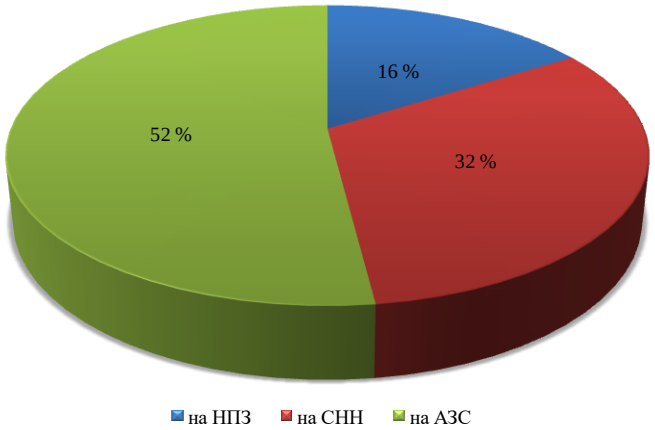


Рисунок 2 – Структура втрат нафтопродуктів від випаровування по об'єктах нафтового комплексу

ціях з утворенням озону, який впливає на здоров'я людей, стан навколишнього середовища. Комісією в документі було викладено ряд заходів, які протягом 10-20 років дозволили би скоротити викиди органічних речовин із транспортних засобів на 80-90 %.

У теперішній час у Великобританії втрати вуглеводнів від випаровувань у нафтосховищах оцінюється від 0,01 до 0,27 % від загальної кількості нафтопродукту, яка проходить через сховище, залежно від типу резервуарів для зберігання.

У США ще у 70-х роках були прийняті нормативи, які встановлюють кількість допустимих викидів парів вуглеводнів в атмосферу.

США та європейські країни обладнали АЗС системами збору парів вуглеводнів при заповненні резервуарів бензином і повернення їх в автомобільну цистерну.

Таким чином, забруднення атмосфери транспортними засобами є головною проблемою за рахунок постійного збільшення перевезень. Особливо це актуально в теперішній важкий військовий час.

В середньому автозаправні станції викидають в атмосферу більше 100 тис. тонн парів вуглеводнів.

За даними Токійського бюро з боротьби із забрудненнями встановлено, що з моменту наповнення цистерни нафтопродуктами на нафтобазах до видачі його на АЗС у паливні баки автомобілів від випаровування витрачається 0,64 % палива. Втрати вуглеводнів від випаровування на АЗС із резервуарів і наливних баків автомобілів відбуваються при заправленні через паливозаправну колонку (ПЗК), а також внаслідок порушення герметичності колонок, заправних шлангів, з'єднань щілинних прокладок.

Французькі вчені оцінюють втрати від випаровування вуглеводневого палива при заправленні автомобілів в 0,19 % від загального обсягу нафтопродуктів, німецькі – 0,175 %, англійські – 0,18 %.

При наливі падаючим струменем, коли наливна труба (або обладнання) не доходить до нижньої утворюючої обичайки цистерни, втрати навіть у зимовий час досягають 0,5-0,6 % від обсягу наливного продукту.

Визначено кількісні характеристики даних видів випаровування нафти і нафтопродуктів на Україні:

- втрати бензину при зберіганні його в резервуарах, наливанні його в залізничні і автомобільні цистерни, заправлянні автомобілів на АЗС - близько 100 тисяч тонн на рік;

- додаткові втрати на АЗС при випаровуванні – 50-80 кг при розвантаженні – 18-20 тонн, а з врахуванням випаровувань при заправлянні автомобілів – до 60 тонн на рік;

- під час переливання бензину утворюється "залповий" (максимальний) рівень втрат легких вуглеводнів у розмірі 0,3-0,6 % від маси продукту;

- при зберіганні випаровування становлять 0,1-0,4 % від загального обсягу бензину, так із однієї АЗС із загальним обсягом ємностей 40 м^3 викидається в атмосферу близько 4 тонн легких вуглеводнів на рік.

Середній склад пароповітряної суміші, що "видихається" з резервуарів, включає 32 % масової частки вуглеводнів метанового ряду, 12 % бензинових фракцій і 56 % повітря. Такі викиди, крім забруднення навколишнього середовища, створюють пожежо-вибухонебезпечну ситуацію в районі нафтобаз і АЗС.

Образно кажучи, автозаправна станція – це різновид малої розподільчої нафтобази, яка забезпечує пальним автомобілі. У зв'язку з цим багато матеріалу із області проєктування і експлуатації нафтобаз використовується і для АЗС.

Актуальність проблеми забруднення навколишнього середовища зросло за останні роки через суттєве розширення мережі автозаправних станцій суттєво розширилась і продовжуватиме розширюватись. Це пов'язано із збільшенням автопарку країни, а також прагненням нафтових компаній отримувати «живі» гроші від реалізації нафтопродуктів. Однак при цьому на вітчизняних АЗС на сьогодні майже не передбачено наявності технічних засобів для скорочення викидів вуглеводнів у атмосферу.

Попри досить значні втрати бензину від випаровування, резервуари АЗС, як правило, не мають ніяких засобів скорочення втрат, крім дихальних клапанів. Застосовувати понтони в них не можна, тому що зі зміною рівня рідини в резервуарі площа дзеркала її поверхні також суттєво змінюється. Досвід застосування дисків-відбивачів відсутній. Перепуск парів з резервуарів АЗС в ті резервуари, що спорожнюються, не використовується через технічні труднощі з обладнанням автоцистерн додатковими муфтами і клапанами, а також труднощами створення регенераційних установок для конденсації парів бензинів на нафтобазах, куди доставляють пароповітряну суміш автоцистерни після приймання її з резервуарів АЗС.

У проєктах АЗС як засоби зменшення втрат від випаровування використовуються газозрівнювальні системи. Однак специфіка роботи резервуарів АЗС полягає в тому, що заповнення їх здійснюється автоцистернами з невеликими обсягами, а спорожнювання - цілодобово обсягами у кілька десятків разів меншими, ніж обсяги автоцистерни.

Мета роботи

Вищевказане дозволяє сформувати мету наукової роботи: виявити закономірності зміни втрат нафтопродуктів від випаровування при різних методах наливу у цистерни та провести математичне моделювання прогнозування втрат при технологічних операціях наливу нафтопродуктів споживачам залежно від навколишніх температурних режимів.

Основними завданнями роботи є:

- дослідження впливу температурних режимів на втрати бензинів від випаровування та оцінювання втрат.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Проведемо розрахунок для визначення втрат нафтопродуктів при заповненні колони транспортних засобів, який складається з чотирьох автоцистерн АЦ – 8,5 – 255Б на базовому шасі КрАЗ 255Б. Дана автоцистерна має експлуатаційний об'єм цистерни 8,5 м^3. Автобензин нагрівся до 25^{0}С. Наливання проводиться при атмосферному тиску $P_г$=101320 Па. Цистерна еліптичної форми; мала вісь цього еліпса складає 1,22 м.

Маючи достатню кількість даних, визначимо втрати бензину при різних методах заповнення цистерни.

При заповненні цистерни зверху відкритим струменем втрати визначаються за формулою

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

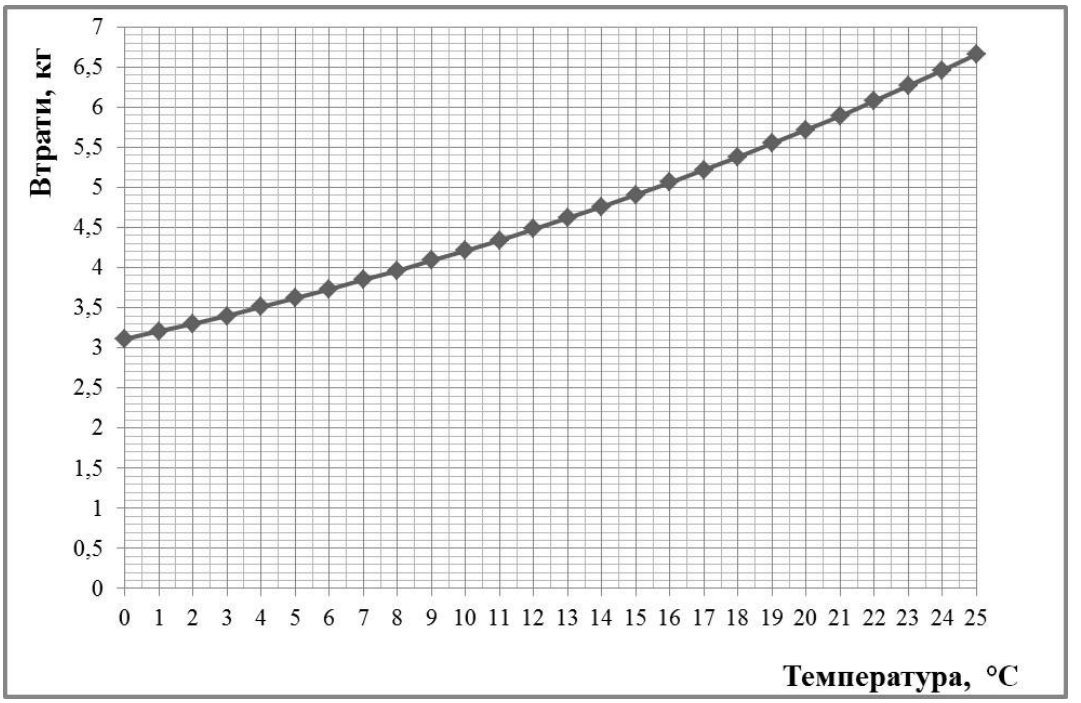


Рисунок 3 – Графік зміни величини втрат бензину залежно від температури при наливанні автоцистерни зверху відкритим струменем

$$G_T = k_T \cdot V_{зак} \cdot \rho_y \cdot (\frac{P_s}{P_\gamma}), \qquad (1)$$

де k_τ – коефіцієнт, який враховує ступінь насиченості пароповітряної суміші і перевищення об`єму пароповітряної суміші, яка витісняється, над об'ємом $V_{зак}$ нафтопродукту, що закачується.

Величина коефіцієнт k_τ залежить від умов наливання. При заповненні транспортних ємностей зверху відкритим струменем використовується формула

$$k_T = (0,7 + \sqrt[3]{\tau})^{-1}, \qquad (2)$$

де τ – час наливу, год.

Визначаємо тиск насичених парів при заданій температурі і відношенні фаз за формулою

$$P_s = 1,22 \cdot P_r \cdot e^{-b_S \cdot (311-T)} \cdot F(V_П / V_ж), \qquad (3)$$

де P_r – тиск насичених парів нафтопродукту за Рейдом T_r =311К; відношення об'ємів парової і рідкої фаз = 4);

b_s – емпіричний коефіцієнт;

$F(V_П / V_ж)$ – поправка, що враховує вплив відношення фаз на тиск насичення;

Т – температура нафтопродукту при наливанні.

На рисунку 3 зображено графічну зміну величини втрат бензину при заповненні однієї автоцистерни залежно від температури при наливанні автоцистерни зверху відкритим струменем.

При наливанні зверху або знизу закритим струменем втрати визначаються також за формулою (1), але формула для визначення коефіцієнта k_τ має дещо інший вигляд

$$k_T = 0,85 \cdot a_T \cdot \sqrt{\tau}, \qquad (4)$$

де a_τ – постійний коефіцієнт

$$a_T = \begin{cases} 1 & при \ H_E \le 1м, \\ 1/\mathrm{H_E} & при \ H_E > 1м, \end{cases} \qquad (5)$$

де H_E – висота (діаметр котла) ємності, яка заповнюється, м.

На рисунку 4 зображено графічну зміну величини втрат бензину при заповненні однієї автоцистерни залежно від температури при наливанні автоцистерни зверху закритим струменем.

При наливанні спочатку відкритим, а потім закритим струменем знову використовуємо формулу (1), але формула для визначення коефіцієнта k_τ, і в цьому випадку набуває іншого вигляду:

$$k_\tau = (1,1 + \sqrt[3]{\tau})^{-1}. \qquad (6)$$

На рисунку 5 зображено графічну залежність величини втрат бензину при заповненні однієї автоцистерни залежно від температури при наливанні автоцистерни спочатку відкритим, а потім закритим струменем.

На основі отриманих результатів було проведено графічне зіставлення втрат при різних способах наливання автоцистерн та побудовано

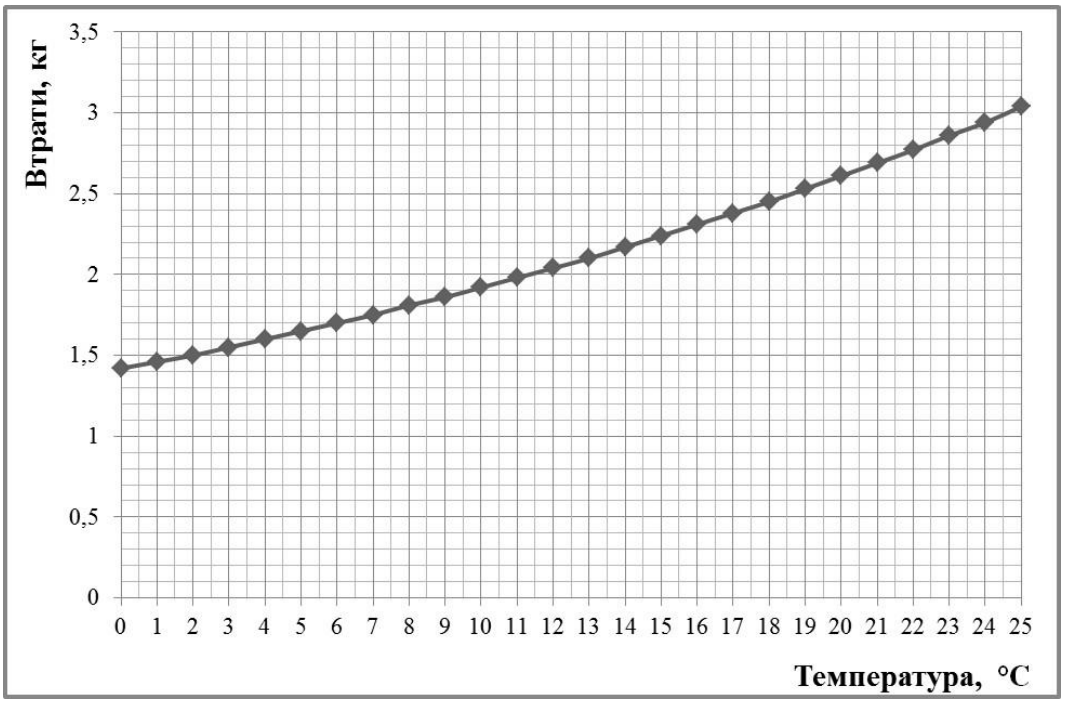


Рисунок 4 – Графік зміни величини втрат бензину залежно від температури при наливанні автоцистерни зверху закритим струменем

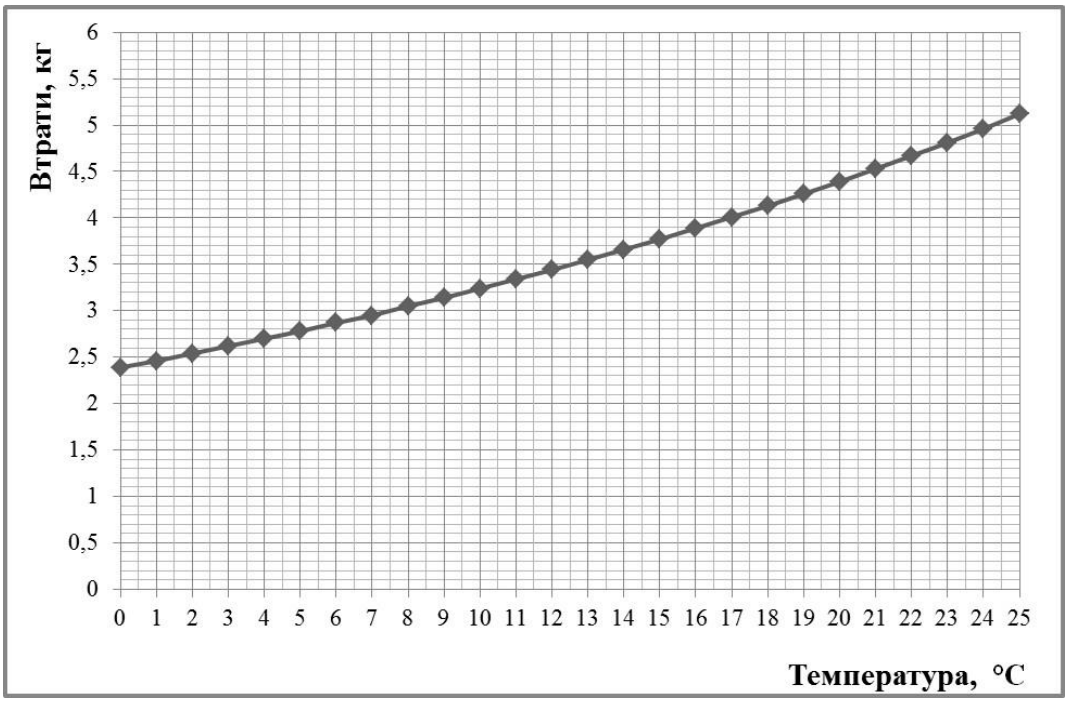


Рисунок 5 – Графік зміни величини втрат бензину залежно від температури при наливанні автоцистерни спочатку відкритим, а потім закритим струменем

математичні моделі, які дозволять спрогнозувати втрати нафтопродуктів залежно від температури навколишнього середовища.

Графічне співставлення величин втрат при різних способах наливання автоцистерн та відповідні математичні моделі представлено на рисунку 6.

Висновки

Провівши дані розрахунки і зіставляючи отримані результати, можемо зробити висновок про вигідність застосування того чи іншого методу наливання автоцистерн. Проведені розрахунки підтвердили наше очікування – найменші втрати спостерігаються при наливанні

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

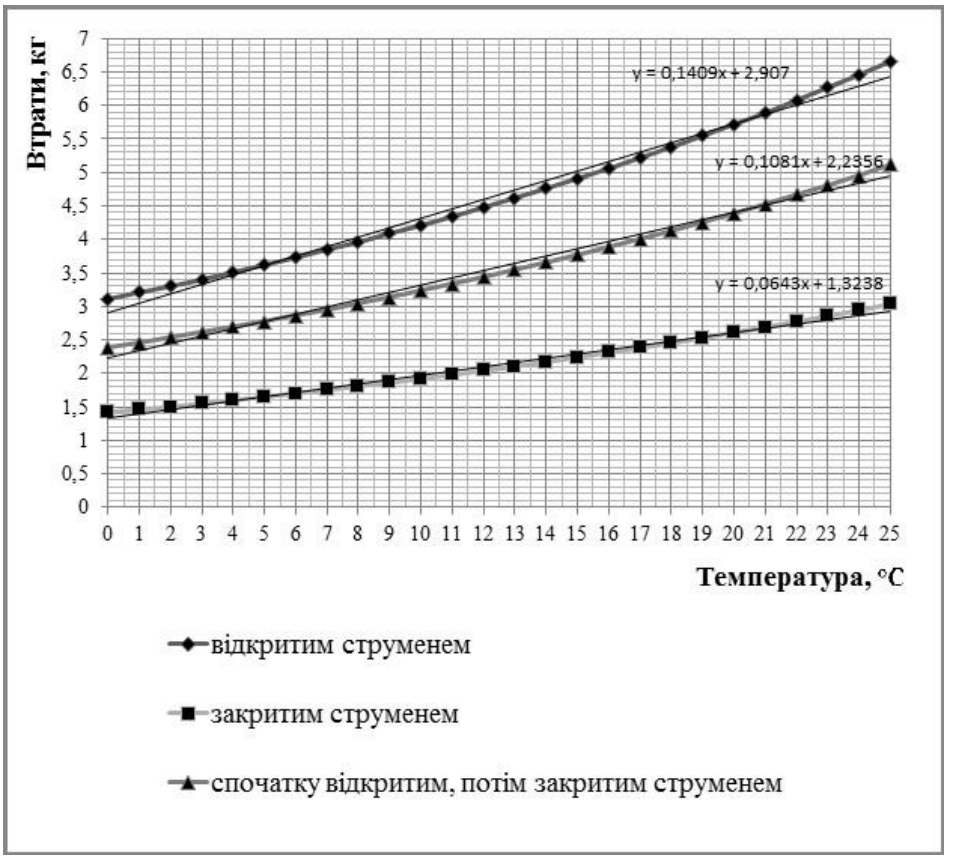


Рисунок 6 – Графічне зіставлення величин втрат при різних способах наливання автоцистерн

закритим струменем. Розрахунки втрат бензину проводились для температурного діапазону від 0 до 25 °С для всіх описаних вище способів наливання. Як бачимо, найбільші втрати спостерігаються при наливанні відкритим струменем, а найменші – закритим струменем. Комбінований спосіб характеризується середніми значеннями. Своїх максимальних значень втрати досягають при максимальній температурі досліджуваного періоду.

Побудовані математичні моделі дозволять проводити прогнозування можливих втрат залежно від температурних умов.

Література

1. Blewins T.R., Van Matre F.G. How Conoco justified vapor recovery. *Petrol Refiner*, 1961, X, Vol 40, 10, P. 148-150.

2. Кулік О. Нафтотранспортна система України. Погляд у минуле та майбутнє. *Нефть и газ*. 2002. № 8. С. 38-41.

3. Інструкція щодо вимог пожежної безпеки під час проєктування автозаправних станцій, затверджена наказом МНС України від 06.12.05 р. No 376: НАПБ Б.05.019-2005. *Офіційний вісник України* від 05.04.06, 2006. 25 с.

4. Споруди транспорту. Метрополітени: ДБН В.2.3-7-2010. Чинний з 01.10.2011. К.: Мінрегіонбуд України, 2011. 195 с.

5. Внукова Н.В. Науково-методологічні основи екологічної безпеки комплексу автомобіль-дорога-середовище: автореф. дис. на здобуття наук. ступ. д.т.н.: спец. 21.06.01 «Екологічна безпека». Х.: ХНАДУ. 2015. 36 с.

6. Внукова Н.В. Методологія екологічної безпеки комплексу АДС (автомобіль – дорога – середовище): монографія. Х.: ХНАДУ, 2011. 196 с.

7. Черняк Л. М., Бойченко С. В., Продченко Н. А. Якісний аспект втрат від випаровування палив. *Матеріали доповідей VII Міжнародної XVIII Традиційної НПК, присвяченої пам'яті професора В. М. Плахотника*. 2012. С. 241.

References

1. Blewins T.R., Van Matre F.G. How Conoco justified vapor recovery. *Petrol Refiner*, 1961, X, Vol 40, 10, P. 148-150.

2. Kulik O. Naftotransportna systema Ukrainy. Pohliad u mynule ta maibutnie. *Neft y haz*. 2002. No 8. P. 38-41. [in Ukrainian]

3. Instruktsiia shchodo vymoh pozhezhnoi bezpeky pid chas proiektuvannia avtozapravnykh stantsii, zatverdzhena nakazom MNS Ukrainy vid 06.12.05 r. No 376: NAPB B.05.019-2005. Ofitsiinyi visnyk Ukrainy vid 05.04.06, 2006. 25 p. [in Ukrainian]

4. Sporudy transportu. Metropoliteny: DBN V.2.3-7-2010. Chynnyi z 01.10.2011. K.: Minrehionbud Ukrainy, 2011. 195 p. [in Ukrainian]

5. Vnukova N.V. Naukovo-metodolohichni osnovy ekolohichnoi bezpeky kompleksu avtomobil-doroha-seredovyshche: avtoref. dys. na zdobuttia nauk. stup. d.t.n.: spets. 21.06.01 «Ekolohichna bezpeka». Kh.: KhNADU. 2015. 36 p. [in Ukrainian]

6. Vnukova N.V. Metodolohiia ekolohichnoi bezpeky kompleksu ADS (avtomobil – doroha – seredovyshche): monohrafiia. Kh.: KhNADU, 2011. 196 p. [in Ukrainian]

7. Cherniak L. M., Boichenko S. V., Prodchenko N. A. Yakisnyi aspekt vtrat vid vyparovuvannia palyv. *Materialy dopovidei VII Mizhnarodnoi XVIII Tradytsiinoi NPK, prysviachenoi pamiati profesora V. M. Plakhotnyka*, 2012. P. 241. [in Ukrainian]

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.279.5
DOI: 10.31471/1993-9973-2023-2(87)-41-50

ВПЛИВ ЩІЛЬНОСТІ СІТКИ НАГНІТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН НА ЕФЕКТИВНІСТЬ САЙКЛІНГ-ПРОЦЕСУ ПРИ РОЗРОБЦІ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ

[1]С. В. Матківський*, [2]О. Р. Кондрат

[1] Акціонерне Товариство «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел./факс (04427) 2-31-15, e-mail: matkivskij@gmail.com

[2]ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422) 4-21-95, e-mail: kondrat@nung.edu.ua

Для удосконалення існуючих технологій розробки газоконденсатних родовищ проведено дослідження з використанням інструментів цифрового моделювання. Метою досліджень є оптимізація сайклінг процесу при розробці газоконденсатних родовищ із значними запасами конденсату. Дослідження проведено на основі цифрової тривимірної моделі для різної кількості нагнітальних свердловин (2, 4, 6, 8, 10). На основі результатів досліджень встановлено, що при нагнітанні сухого газу в продуктивний поклад забезпечується підтримання пластового тиску на вищому рівні порівняно з варіантом розробки на виснаження. Завдяки цьому забезпечуються сприятливі умови для стабілізації видобутку вуглеводнів та продовжується період стабільної розробки газоконденсатного покладу. Результати проведених досліджень свідчать про те, що у випадку впровадження технології підтримання пластового тиску забезпечується підвищення накопиченого видобутку газу та конденсату. Такий результат досягається, в першу чергу, шляхом переведення частини сконденсованих вуглеводнів в газову фазу з наступним його видобутком. Варто зазначити, що при нагнітанні сухого газу в продуктивний поклад також відбувається витіснення мікро- та макрозащемленого газу з порового простору. Результати моделювання вказують на те, що збільшення кількості нагнітальних свердловин призводить до більшого охоплення площі газоносності газоконденсатного покладу агентом нагнітання. Також встановлено, що існує певна максимальна кількість нагнітальних свердловин, при використанні яких досягається найвищий коефіцієнт вуглеводневилучення. За результатами обробки розрахункових даних максимальна кількість нагнітальних свердловин для реалізації технології підтримання пластового тиску для умов конкретного покладу становить 6,18 (6) свердловин. Кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату для встановленої кількості нагнітальних свердловин збільшується на 5,76 % порівняно з розробкою на режимі виснаження пластової енергії.

Ключові слова: цифрове моделювання, газоконденсатний поклад, випадіння конденсату, технології підвищення вуглеводневилучення, нагнітання сухого газу, сайклінг-процес.

To improve existing technologies for the development of gas condensate fields, studies were carried out using digital modeling tools. The aim of the research is to optimize the cycling process in the development of gas condensate fields with significant condensate reserves. The study was carried out on the basis of a digital three-dimensional model for a different number of injection wells (2, 4, 6, 8, 10 wells). Based on the research results, it was found that when dry gas is injected into a productive reservoir, reservoir pressure is maintained at a higher level compared to the depletion development option. Thanks to this, favorable conditions are provided for the

stabilization of hydrocarbon production and the period of stable development of the gas condensate reservoir is extended. The results of the conducted studies indicate that the introduction of reservoir pressure maintenance technology provides an increase in the cumulative production of gas and condensate. This result is achieved primarily by transferring part of the condensed hydrocarbons into the gas phase, followed by its production. It should be noted that when dry gas is injected into a productive reservoir, micro- and macro-trapped gas is also displaced from the pore space. The simulation results indicate that an increase in the number of injection wells leads to a greater coverage of the gas-bearing area of the gas condensate reservoir by the injection agent. Also, according to the analysis, it was found that there is a certain maximum number of injection wells, using which the highest hydrocarbon recovery factor is achieved. According to the results of processing the calculated data, the maximum number of injection wells for the implementation of reservoir pressure maintenance technology for the conditions of a particular reservoir is 6.18(6) wells. The final condensate recovery factor for the set number of injection wells is increased by 5.76% compared to the development in reservoir energy depletion mode.

Keywords: digital modeling, gas condensate reservoir, differential condensation, hydrocarbon enhancement technologies, dry gas injection, cycling process.

Вступ

Переважна більшість газоконденсатних родовищ України розробляються на виснаження. Складність видобутку вуглеводнів за таких умов зумовлена тим, що при зниженні пластового тиску нижче тиску початку конденсації відбувається випадіння конденсату в пласті. Це призводить до його накопичення в привибійній зоні та зниження фазової проникності по газу та, відповідно, продуктивності свердловин. Таким чином, виникають ускладнення при експлуатації видобувних свердловин через накопичення конденсату на вибої, коли швидкість газорідинного потоку нижче критичної [1-2].

Результати промислового досвіду розробки газоконденсатних родовищ свідчать про те, що на природних режимах виснаження зазвичай досягаються не високі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення. Коефіцієнти газовилучення в середньому становлять 70-85 %, а конденсатовилучення – 13-40 % [3-4].

Підвищення ступеня вилучення вуглеводнів з виснажених газоконденсатних родовищ можливе шляхом впровадження сучасних вторинних та третинних технологій розробки. Доцільність впровадження такого роду технологій визначається складністю геологічної будови родовищ, глибинами залягання продуктивних покладів, залишковими запасами вуглеводнів та терміном окупності додаткових капітальних вкладень [5-6].

Проблема підвищення ефективності розробки розвіданих запасів вуглеводнів виснажених нафтогазових родовищ України набуває все більшої актуальності в умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини та вимагає ретельного підходу до процесу проєктування систем розробки цих родовищ.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Перспективним напрямом підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ з високим вмістом конденсату може бути їх витіснення вуглеводневими, невуглеводневими газами (азот, діоксид вуглецю, димові гази, суміш різних газів, тощо), а також впровадження технологій водогазової репресії (послідовне нагнітання рідких та газоподібних агентів) [7-9].

Найбільш розповсюдженою технологією розробки газоконденсатних родовищ, яка забезпечує високі кінцеві коефіцієнти вилучення конденсату порівняно з розробкою на виснаження, є сайклінг-процес [10].

Для реалізації сайклінг-процесу потрібно запроєктувати оптимальну систему розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газоносності. У випадку розробки газоконденсатних покладів антиклінального типу рекомендується розміщувати нагнітальні свердловини в центральній частині, а видобувні – на периферії.

Результати численних досліджень свідчать про технологічну ефективність впровадження технології сайклінг-процесу. Завдяки підтримання пластового тиску з використанням сухого газу кінцеві коефіцієнти конденсатовилучення знаходяться на рівні 70-90 % [11]. Основним недоліком сайклінг-процесу є значні капіталовкладення, тривалий період розробки та консервація запасів вуглеводневого газу в період підтримання пластового тиску [12].

Заводнення газоконденсатних покладів – зазвичай малоефективний спосіб підвищення вуглеводневилучення, оскільки призводить до защемлення значних об’ємів природного газу в пористому середовищі водою, її проривом до вибоїв свердловин та ускладненням при їх експлуатації. Однак, у випадку виснажених газоконденсатних покладів впровадження комбінованих технологій із послідовним нагнітанням

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

рідких агентів з наступним їх витісненням газоподібними (рідино-газова репресія) може забезпечити високу ефективність їх дорозробки [13-15].

Достатньо ефективним методом підвищення кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення є впровадження технологій з використанням невуглеводневих газів. В якості агентів нагнітання широко використовують азот, діоксид вуглецю, повітря, димові або викидні гази, а також їх суміші. Специфіка використання певного виду пов'язана із реакціями, які протікають при їх взаємодії з вуглеводневою сумішшю [16-18].

При використанні азоту в якості агенту нагнітання тиск початку конденсації збільшується, і в місцях першого контакту з пластовим газом спостерігається випадіння конденсату в невеликій кількості, який в подальшому рухається попереду фронту витіснення [19].

Використання діоксиду вуглецю для підтримання пластового тиску, навпаки, сприяє зменшенню тиску початку конденсації, тому його нагнітання необхідно здійснювати рівномірно по всій площі газоносності. Нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади також призводить до зниження міжфазового натягу на межі «вуглеводневий флюїд-вода», покращенні змочуваності породи при розчиненні у вуглеводневому флюїді та воді та забезпеченні переходу нафти з плівкового стану в крапельний [20].

Висока ефективність технології нагнітання діоксиду вуглецю обумовлена високою його розчинністю у пластових флюїдах порівняно з іншими газами. При розчиненні діоксиду вуглецю в конденсаті збільшується його об'єм, що, в свою чергу, призводить до витіснення залишкового нерухомого конденсату до видобувних свердловин [21].

Найбільш доступним і дешевим невуглеводневим агентом є повітря, однак його змішування з природним газом призводить до утворення вибухонебезпечної суміші. За стандартних умов займання газоповітряної суміші можливе при концентрації метану в повітрі у діапазоні значень від 6 до 13,3 %. Цього явища можна уникнути, додавши до повітря антиокислювач. На промислі таким можуть бути димові або викидні гази [22].

Існує також ряд комбінованих методів, які ґрунтуються на почерговій чи одночасній подачі витіснювальних агентів для збільшення коефіцієнта вуглеводневилучення. Доцільність застосування кожного з методів залежить від умов розробки конкретного родовища [23-25].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Промисловий досвід розробки газоконденсатних родовищ із високим вмістом конденсату в пластовому газі свідчить про існування технологічних обмежень щодо реалізації сайклінг-процесу та інші технології підтримання пластового тиску. Ефективність такого роду технологій, в основному, залежить від особливостей геологічної будови, а саме неоднорідності продуктивних покладів як за площею, так і за товщиною.

Зважаючи на вищенаведене, виникає необхідність у проведенні додаткових досліджень з використанням основних інструментів цифрового моделювання відповідно до світової практики проєктування систем розробки родовищ вуглеводнів. Постійно діюча геолого-технологічна модель родовища дозволяє врахувати всі наявні геолого-промислові дані, оцінити ризики та обґрунтувати оптимальні варіанти розробки продуктивних покладів.

За результатами проведених досліджень необхідно удосконалити існуючі та розробити нові високоефективні технології розробки газоконденсатних родовищ із високим вмістом конденсату в пластовому газі.

Мета та завдання досліджень

Метою даних досліджень є оптимізація сайклінг-процесу при розробці газоконденсатних родовищ із високим вмістом конденсату в пластовому газі з використанням цифрового моделювання та підвищення їх кінцевого вуглеводневилучення.

Основним завданням роботи є дослідження впливу щільності сітки нагнітальних свердловин при реалізації сайклінг-процесу на кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату.

Виклад основного матеріалу досліджень

Дослідження з удосконалення існуючих технологій підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ проведено на основі неоднорідної тривимірної моделі з такими параметрами: глибина залягання покладу – 4500 м, коефіцієнт пористості – 0,11, коефіцієнт газонасиченості – 0,8, коефіцієнт проникності – 7,2 мД, початковий пластовий тиск – 45 МПа, пластова температура – 393 К. Початковий вміст конденсату в пластовому газі дорівнює 330 г/см^3. Початкові запаси газу становлять 2291 млн м^3, а запаси конденсату – 863,2 тис. м^3.

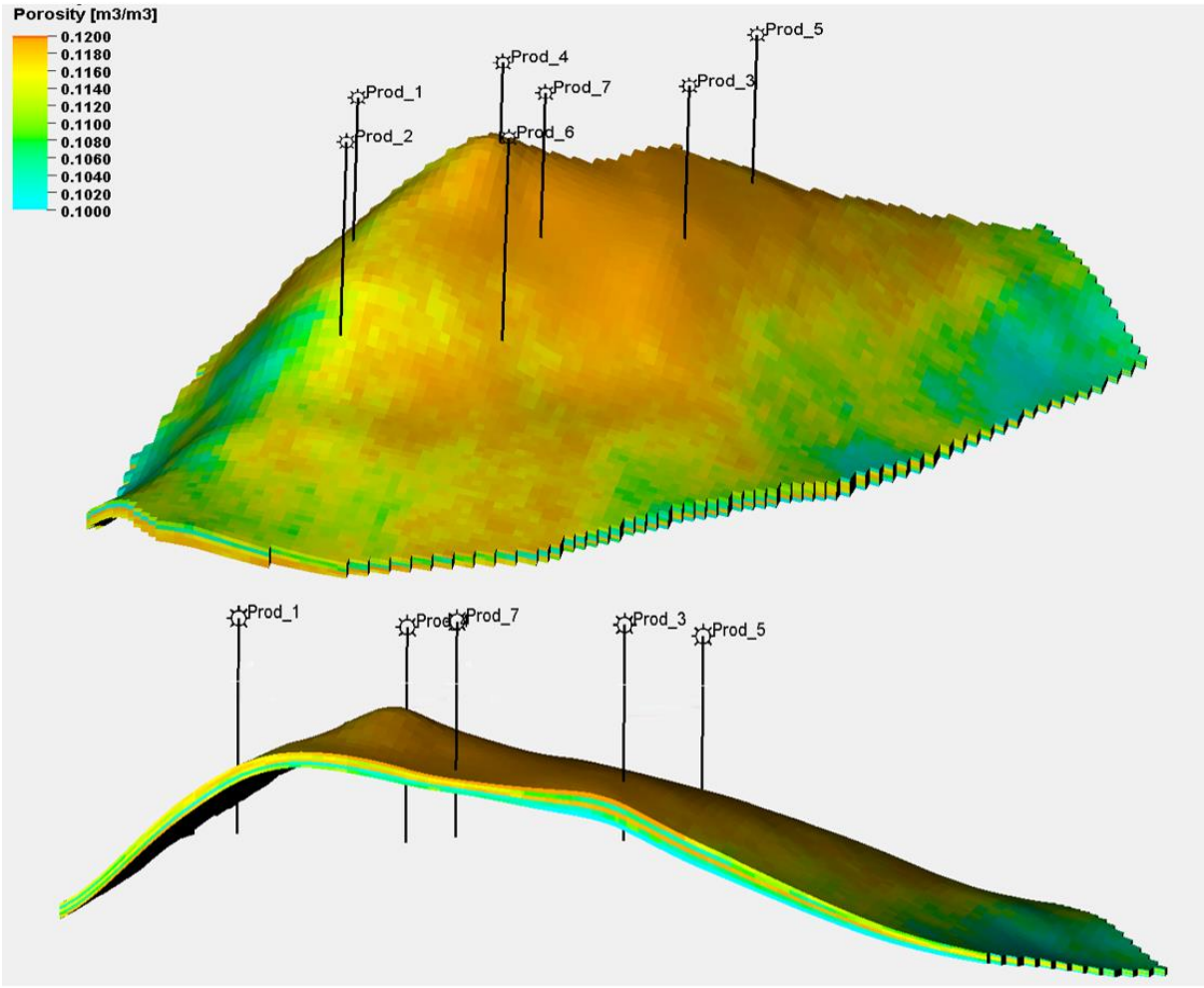


Рисунок 1 – Концептуальна модель газоконденсатного покладу та куб розповсюдження пористості

Концептуальна модель газоконденсатного покладу та куб розповсюдження пористості наведено на рисунку 1.

Розробка продуктивного покладу здійснюється з використанням 7 свердловин. Дебіт видобувних свердловин дорівнює 80 тис.м^3/добу. Компенсацію видобутку вуглеводнів нагнітанням сухого газу для всіх досліджуваних варіантів прийнято на рівні 1:1.

Схема розміщення нагнітальних і видобувних свердловин на площі газоносності покладу наведена на рисунку 2.

Дослідження основних технологічних показників розробки газоконденсатного покладу проведено для різної кількості нагнітальних свердловин (2, 4, 6, 8, 10). Реалізація технології підтримання пластового тиску здійснюється на момент виснаження продуктивного покладу на рівні 50 %. Тривалість періоду нагнітання сухого газу становить 36 місяців. Після досягнення встановленого періоду нагнітання сухого газу нагнітальні свердловини зупинялись, а продуктивний поклад розроблявся на виснаження до моменту досягнення технологічних обмежень.

Для урахування фізичних процесів, що мають місце при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад, створено та використано композиційну PVT модель [26].

За результатами моделювання розробки продуктивного покладу встановлено, що у випадку реалізації технології підтримання пластового тиску з використанням сухого газу забезпечується підтримання пластового тиску на вищому рівні порівняно з розробкою на виснаження. Варто зазначити, що характер динаміки пластового тиску залежно від кількості нагнітальних свердловин аналогічний для всіх досліджуваних варіантів, що пояснюється прийнятим рівнем компенсації відборів нагнітанням сухого газу.

Динаміка пластового тиску при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад з використанням восьми нагнітальних свердловин та при розробці на виснаження наведена на рисунку 3.

Результати моделювання свідчать про те, що завдяки впровадженню технології підтримання пластового тиску стабілізуються існуючі

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

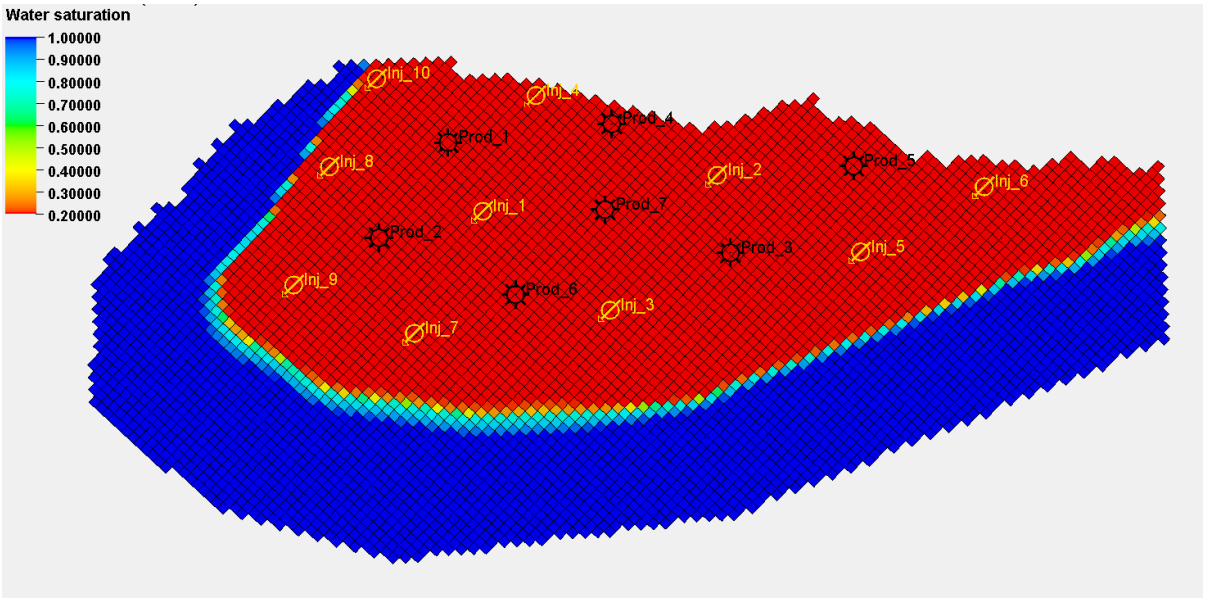


Рисунок 2 – Схема розміщення нагнітальних і видобувних свердловин на площі газоносності покладу

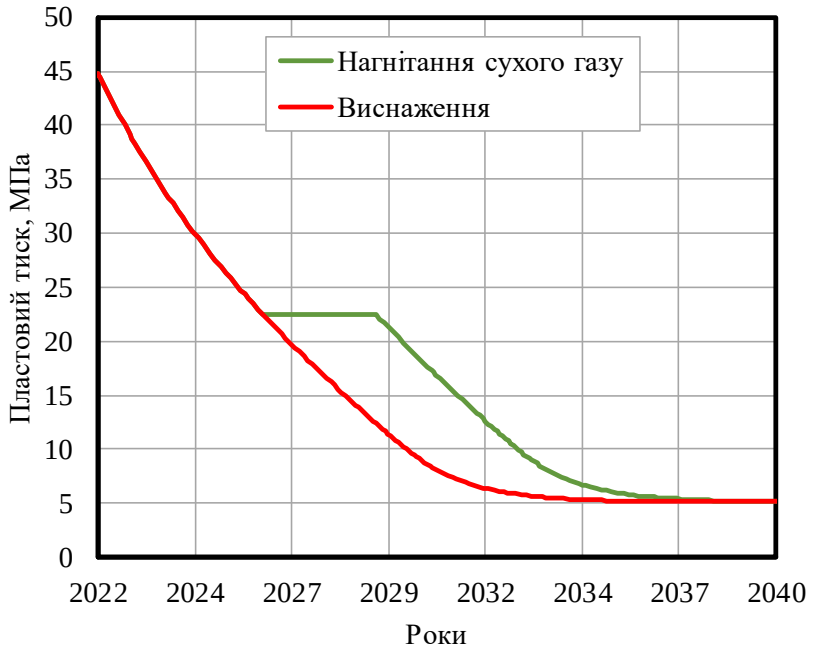


Рисунок 3 – Динаміка пластового тиску при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад з використанням восьми нагнітальних свердловин та при розробці на виснаження

режими експлуатації видобувних свердловин. Підтримання пластового тиску на рівні, вищому порівняно з розробкою на виснаження, обумовлює створення сприятливих умов для винесення газорідинної суміші з вибою свердловин. Таким чином забезпечується продовження стабільного періоду дорозробки газоконденсатного покладу.

Динаміка дебіту газу при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад з використанням восьми нагнітальних свердловин та при розробці на виснаження наведена на рисунку 4.

На основі результатів моделювання здійснено розрахунок технологічних показників розробки газоконденсатного покладу. Результати розрахунків накопиченого видобутку конденсату залежно від кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад та при розробці на виснаження наведено в таблиці 1.

Аналізуючи результати розрахунків таблиці 1, встановлено, що завдяки впровадженню технології підтримання пластового тиску з використанням сухого газу забезпечується додат-

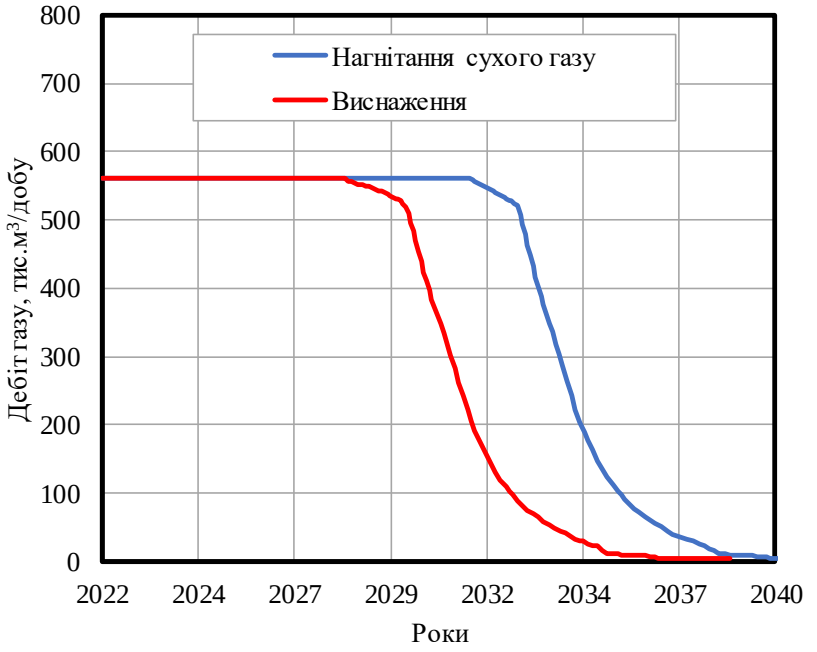


Рисунок 4 – Динаміка дебіту газу при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад з використанням восьми нагнітальних свердловин та при розробці на виснаження

Таблиця 1 – Результати розрахунків накопиченого видобутку конденсату залежно від кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад та при розробці на виснаження

Кількість нагнітальних свердловин, од	Накопичений видобуток конденсату, тис. м^3		
	Розробка на виснаження	Підтримання пластового тиску	Ефект
2	324,90	359,60	34,70
4	324,90	374,87	49,98
6	324,90	374,61	49,72
8	324,90	370,72	45,82
10	324,90	364,73	39,83

ковий видобуток конденсату порівняно з розробкою на виснаження. Результати розрахунків свідчать про те, що щільність сітки нагнітальних свердловин значно впливає на ефективність досліджуваної технології підвищення кінцевого вуглеводневилучення. Збільшення накопиченого видобутку конденсату залежно від кількості нагнітальних свердловин становить: 2 свердловини – 34,70 тис.м^3; 4 свердловини – 49,98 тис.м^3; 6 свердловин – 49,72 тис.м^3; 8 свердловин – 45,82 тис.м^3; 10 свердловин – 39,83 тис.м^3.

Результати моделювання свідчать про те, що у випадку впровадження технології підтримання пластового тиску сповільнюється процес конденсації важких вуглеводнів. Також завдяки впровадженню технології підтримання пластового тиску з використанням сухого газу забезпечується розчинення частини сконденсованих вуглеводнів в сухому газі з наступним його видобутком на поверхню.

За результатами досліджень здійснено розрахунок коефіцієнтів вилучення конденсату залежно від кількості нагнітальних свердловин при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад та при розробці на виснаження. Результати розрахунків наведені в таблиці 2.

На основі результатів розрахунків встановлено, що збільшення прогнозних коефіцієнтів вилучення конденсату значно залежить від кількості нагнітальних свердловин та становить: 2 свердловини – 4,02 %; 4 свердловини – 5,79 %; 6 свердловин – 5,76 %; 8 свердловин – 5,31 %; 10 свердловин – 4,61 %.

Залежності коефіцієнта вилучення конденсату від тривалості періоду нагнітання сухого газу та при розробці на виснаження наведено на рисунку 5.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

Таблиця 2 – Результати розрахунків коефіцієнтів вилучення конденсату залежно від кількості нагнітальних свердловин при реалізації технології підтримання пластового тиску та при розробці на виснаження

Кількість нагнітальних свердловин, од	Коефіцієнт вилучення конденсату, %		
	Розробка на виснаження	Підтримання пластового тиску	Ефект
2	37,64	41,66	4,02
4	37,64	43,43	5,79
6	37,64	43,40	5,76
8	37,64	42,95	5,31
10	37,64	42,25	4,61

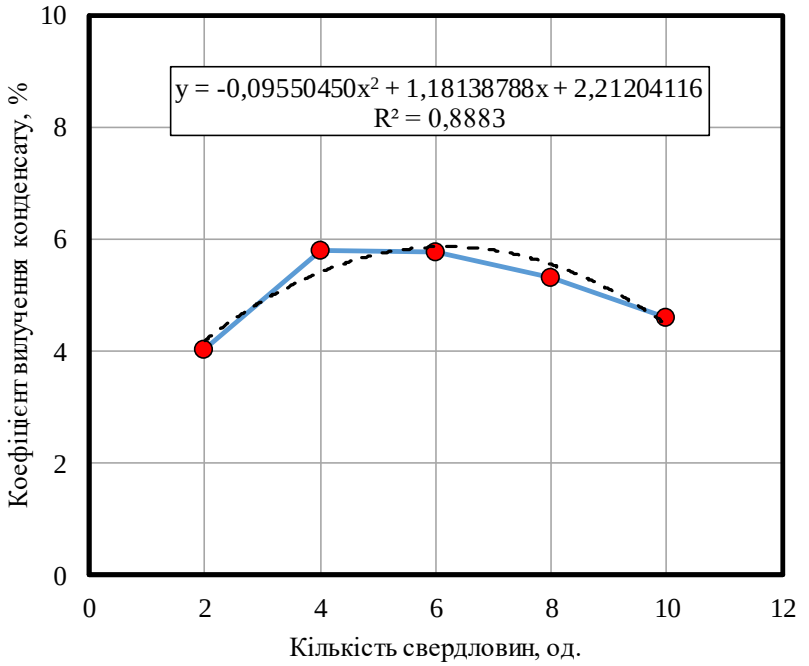


Рисунок 5 – Залежності коефіцієнта вилучення конденсату від тривалості періоду нагнітання сухого газу та при розробці на виснаження

На основі результатів моделювання визначено максимальне значення кількості нагнітальних свердловин для реалізації технології підтримання пластового тиску з використанням сухого газу, яке становить 6,18 (6) свердловин. Кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату для максимальної кількості нагнітальних свердловин дорівнює 43,40 %, а при розробці на виснаження – 37,64 %. Збільшення коефіцієнта вилучення конденсату завдяки впровадженню технології нагнітання сухого газу становить 5,76 %.

За результатами проведених досліджень встановлено високу технологічну ефективність впровадження технологій підтримання пластового тиску з використанням сухого газу при розробці газоконденсатних родовищ із значними запасами конденсату.

Висновок

Використовуючи програмні комплекси Eclipse та Petrel компанії Schlumberger, проведено додаткові дослідження з метою напрацювання оптимальних шляхів підвищення ефективності розробки газоконденсатних родовищ із значними запасами конденсату. На основі результатів проведених досліджень оптимізовано технологію нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад шляхом обґрунтування оптимальної щільності сітки нагнітальних свердловин.

За результатами проведених досліджень встановлено, що збільшення щільності сітки нагнітальних свердловин при нагнітанні сухого газу в газоконденсатний поклад обумовлює більше охоплення площі газоносності агентом нагнітання. Завдяки цьому досягається висока ефективність досліджуваної технології щодо

підвищення кінцевих коефіцієнтів вилучення вуглеводнів.

За результатами проведених досліджень з використанням цифрового моделювання встановлено максимальне значення кількості нагнітальних свердловин для реалізації технології нагнітання сухого газу. Згідно результатів розрахунків максимальне значення нагнітальних свердловин становить 6,18 (6) од. Прогнозне збільшення коефіцієнта вилучення конденсату для максимальної кількості нагнітальних свердловин дорівнює 5,76 %.

Результати проведених досліджень свідчать про ефективність впровадження вторинних та третинних методів підвищення кінцевого вуглеводневилучення нафтогазових родовищ. Практична реалізація розроблених технологій дозволить суттєво інтенсифікувати видобуток вуглеводнів в Україні в умовах значного дефіциту вуглеводневої сировини.

Література

1. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. М.: Недра. 1992. 255 с.

2. Burachok O., Kondrat O., Matkivskyi S. Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development. *E3S Web of Conf. IV International Scientific and Technical Conference "Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons" (GHT 2020).* 2021.Vol. 230. P. 1-11. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001010

3. Ли. Дж., Г. Никенс, М. Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: пер. с англ. М.: ООО «ПремиумИнжиниринг», 2008. 384 с.

4. Firoozabadi A., Olsen G. and Golf-Racht V. T. Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir, *SPE California Regional Meeting held in Ventura*, California, April 8-10, 1987, USA, P. 1-4 (319-322). https://doi.org/10.2118/16355-MS

5. Matkivskyi S., Khaidarova L. Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors. *Eastern Europe Subsurface Conference*. Kyiv, 2021. P. 1-16 https://doi.org/10.2118/208564-MS

6. Matkivskyi S., Burachok O. Impact of Reservoir Heterogeneity on the Control of Water Encroachment into Gas-Condensate Reservoirs during CO2 Injection. *Management Systems in Production Engineering*. 2022. Vol. 30. Iss. 1. P. 62-68. https://doi.org/10.2478/mspe-2022-0008

7. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L. and White S. P. Mixing of CO_2 and CH_4 in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies, USA, Canada and New Zealand, 2003, P. 1-5. https://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4

8. Matkivskyi S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Vol. 15. Iss. 2. P. 95-101. https://doi.org/10.33271/mining15.02.095

9. Matkivskyi S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. No 1(6 (109), P. 77–84. https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244

10. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р. Комплексна технологія збільшення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ. *Наука та інновації*. 2005. № 5. С. 24-39.

11. Chibueze S. E., Ibeh S. U., Onugha I. N., Obah B. Performance Analysis of Gas Cycling Operation in Retrograde Gas Condensate Reservoir- A Nig(2017)er Delta Case Study. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, Lagos, Nigeria. https://doi.org/10.2118/189135-MS

12. Бікман Є.С.. Оптимізація сайклінг-процесу в умовах розробки фаменських покладів Тимофіївського та Куличихинського НГКР. Нафтогазова енергетика. Наук.-техн. конф., Івано-Франківськ, 2017. С. 89-93.

13. Fishlock T.P., Probert C.J. Water flooding of Gas-Conden sate Reservoirs. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa. Oklahoma. USA. https://doi.org/10.2118/35370-PA

14. El-Banbi A.H., Aly A.M., Lee W.J., McCain W.D. Jr. Investigation of Waterflooding and Gas Recycling for Developing a Gas-Condensate Reservoir. *2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium*, Calgary, Alberta, Canada, 3-5 April 2000.

15. Abdul-Latif B.L., Dziwornu C.K., Phu Ha N., Riverson O. Modeling and Optimization of Waterflooding in Gas Condensate Reservoirs. *SPE Russian Petroleum Conference and Exhibition*. Moscow. 2016. https://doi.org/10.2118/182058-MS

16. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. - 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, P. 1-9. https://doi.org/10.2118/77347-MS

17. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. *9th Canadian International Petroleum Conference*.

June 17-19, 2008. in Calgary. Alberta. https://doi.org/10.2118/2008-145

18. Steve S.K. Sim, Patrick Brunelle, Alex T. Turta, Ashok K. Singhal. Enhanced Gas Recovery and CO2 Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. 20-23 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2008. https://doi.org/10.2118/113468-MS

19. Рамиро Canchucaja. Осуществимость закачки азота в многопластовую залежь, содержащую сухой газоконденсат. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2008. Moscow.

20. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.

21. Al-Hashami A., Ren S. R., Tohidi B. CO_2 Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, *SPE 94129, SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition* held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005, P. 1-7. https://doi.org/10.2118/94129-MS

22. Кондрат Р.М. Повышение конденсатоотдачи продуктивных пластов с применением заводнения. *Обз. Инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. 1982. Вып. 7. С. 57.

23. Thomas F., Holowach N., Zhou X., Bennion D. Optimizing Production From Gas Condensate Reservoirs. *Petroleum Society of Canada. Annual Technical Meeting*, June 12 – 15 1994, Calgary, Alberta. https://doi.org/10.2118/94-04

24. Seah Y., Gringarten A., Giddins M., Burton K. Optimising Recovery in Gas Condensate Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*. 2014 https://doi.org/10.2118/171519-MS

25. Burachok O., Kondrat O., Matkivskyi S., Pershyn D. Comparative Evaluation of Gas-Condensate Enhanced Recovery Methods for Deep Ukrainian Reservoirs: Synthetic Case Study. *Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands. 2021. https://doi.org/10.2118/205149-MS

26. Burachok O., Pershyn D., Kondrat O., Matkivskyi S., Y Bikman. Theoretical and Methodological Features for Gas-condensate PVT Fluid Modelling with Limited Data. *Eastern Europe Subsurface Conference*, Kyiv, Ukraine, November 2021. SPE-208519-MS. P. 1-13 https://doi.org/10.2118/208519-MS

References

1. Kondrat R.M. Hazokondensatootdacha plastov. M.: Nedra. 1992. 255 p. [in Russian]

2. Burachok O., Kondrat O., Matkivskyi S. Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development. *E3S Web of Conf. IV International Scientific and Technical Conference "Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons" (GHT 2020)*. 2021.Vol. 230. P. 1-11. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001010

3. Li. Dzh., G. Nikens, M. Uells. Ekspluatatsiya obvodnya-yushchikhsya gazovykh skvazhin: per. s angl. M.: OOO «Premium Inzhiniring», 2008. 384 p. [in Russian]

4. Firoozabadi A., Olsen G. and Golf-Racht V. T. Residual Gas Saturation in Water-Drive Gas Reservoir, *SPE California Regional Meeting held in Ventura*, California, April 8-10, 1987, USA, P. 1-4 (319-322). https://doi.org/10.2118/16355-MS

5. Matkivskyi S., Khaidarova L. Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors. *Eastern Europe Subsurface Conference*. Kyiv, 2021. P. 1-16 https://doi.org/10.2118/208564-MS

6. Matkivskyi S., Burachok O. Impact of Reservoir Heterogeneity on the Control of Water Encroachment into Gas-Condensate Reservoirs during CO2 Injection. *Management Systems in Production Engineering*. 2022. Vol. 30. Iss. 1. P. 62-68. https://doi.org/10.2478/mspe-2022-0008

7. Oldenburg C. M., Law D. H., Gallo Y. L. and White S. P. Mixing of CO_2 and CH_4 in Gas Reservoirs: Code Comparison Studies, USA, Canada and New Zealand, 2003, P. 1-5. https://doi.org/10.1016/B978-008044276-1/50071-4

8. Matkivskyi S., Kondrat O. Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*. 2021. Vol. 15. Iss. 2. P. 95-101. https://doi.org/10.33271/mining15.02.095

9. Matkivskyi S., Kondrat O. The influence of nitrogen injection duration at the initial gas-water contact on the gas recovery factor. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. No 1(6 (109), P. 77–84. https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.224244

10. Kondrat R. M., Kondrat O. R. Kompleksna tekhnolohiia zbilshennia vuhlevodnevyluchennia z vysnazhenykh hazokondensatnykh rodovyshch. *Nauka ta innovatsii*. 2005. No 5. P. 24-39. [in Ukrainian]

11. Chibueze S. E., Ibeh S. U., Onugha I. N., Obah B. Performance Analysis of Gas Cycling Operation in Retrograde Gas Condensate Reservoir- A Nig(2017)er Delta Case Study. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, Lagos, Nigeria. https://doi.org/10.2118/189135-MS

12. Bikman Ye. S. Optymizatsiia saiklinh-protsesu v umovakh rozrobky famenskykh pokladiv Tymofiivskoho ta Kulychykhynskoho NHKR. Naftohazova enerhetyka. Nauk.-tekhn. konf., Ivano-Frankivsk. 2017. P. 89-93. [in Ukrainian]

13. Fishlock T.P., Probert C.J. Water flooding of Gas-Conden sate Reservoirs. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa. Oklahoma. USA. https://doi.org/10.2118/35370-PA

14. El-Banbi A.H., Aly A.M., Lee W.J., McCain W.D. Jr. Investigation of Waterflooding and Gas Recycling for Developing a Gas-Condensate Reservoir. *2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium*, Calgary, Alberta, Canada, 3-5 April 2000.

15. Abdul-Latif B.L., Dziwornu C.K., Phu Ha N., Riverson O. Modeling and Optimization of Waterflooding in Gas Condensate Reservoirs. *SPE Russian Petroleum Conference and Exhibition*. Moscow. 2016. https://doi.org/10.2118/182058-MS

16. Mamora D. D., Seo J. G. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. *SPE Technical Conference and Exhibition*, 29 Sept. - 2 Oct. 2002, San Antonio, Texas, P. 1-9. https://doi.org/10.2118/77347-MS

17. Sim S.S.K., Turta A.T., Singhal A.K., Hawkins B.F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency. *9th Canadian International Petroleum Conference*. June 17-19, 2008. in Calgary. Alberta. https://doi.org/10.2118/2008-145

18. Steve S.K. Sim, Patrick Brunelle, Alex T. Turta, Ashok K. Singhal. Enhanced Gas Recovery and CO2 Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. 20-23 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2008. https://doi.org/10.2118/113468-MS

19. Ramyro Canchucaja. Osushchestvymost zakachky azota v mnohoplastovuiu zalezh, soderzhashchuiu sukhoi hazokondensat. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. 2008. [in Russian]

20. Surguchev M.L. Vtorichnyye i tretichnyye metody uveliche-niya nefteotdachi plastov. M.: Nedra, 1985. 308 p. [in Russian]

21. Al-Hashami A., Ren S. R., Tohidi B. CO_2 Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage Reservoir Simulation and Economics, Institute of Petroleum Engineering, Herriot-Watt University, *SPE 94129, SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition* held in Madrid, Spain, 13-16 June 2005, P. 1-7. https://doi.org/10.2118/94129-MS

22**.** Kondrat R.M. Povysheniye kondensatootdachi produktivnykh plastov s primeneniyem zavodneniya. *Obz. Inf.: Ser. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. 1982. Vol. 7. P. 57. [in Russian]

23. Thomas F., Holowach N., Zhou X., Bennion D. Optimizing Production From Gas Condensate Reservoirs. *Petroleum Society of Canada. Annual Technical Meeting*, June 12 – 15 1994, Calgary, Alberta. https://doi.org/10.2118/94-04

24. Seah Y., Gringarten A., Giddins M., Burton K. Optimising Recovery in Gas Condensate Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*. 2014 https://doi.org/10.2118/171519-MS

25. Burachok O., Kondrat O., Matkivskyi S., Pershyn D. Comparative Evaluation of Gas-Condensate Enhanced Recovery Methods for Deep Ukrainian Reservoirs: Synthetic Case Study. *Europec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition*, Amsterdam, The Netherlands. 2021. https://doi.org/10.2118/205149-MS

26. Burachok O., Pershyn D., Kondrat O., Matkivskyi S., Y Bikman. Theoretical and Methodological Features for Gas-condensate PVT Fluid Modelling with Limited Data. *Eastern Europe Subsurface Conference*, Kyiv, Ukraine, November 2021. SPE-208519-MS. P. 1-13 https://doi.org/10.2118/208519-MS

УДК 622.276.054
DOI: 10.31471/1993-9973-2023-2(87)-51-58

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ВОДНОГО ФАКТОРА НА ПРОДУКТИВНУ ХАРАКТЕРИСТИКУ СВЕРДЛОВИНИ З ГРАВІЙНИМ ФІЛЬТРОМ

Р. М. Кондрат, Н. С. Дремлюх, Л. І. Матіїшин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422) 4-21-95,
e-mail: r e n g r @ n u n g . e d u . u a , l i l y a . m a t i i s h u n @ g m a i l . c o m

Охарактеризовано основні причини руйнування привибійної зони пласта і винесення піску на поверхню. Показано, що однією із головних причин є надходження пластових вод у продуктивну частину покладу, що призводить до взаємодії водної фази з твердою породою. У результаті обводнення свердловин виникає різниця тисків, що призводить до просочування рідини крізь пори породи – фільтрації рідини через породу. Для оцінки впливу різних значень водного фактору на продуктивність газової свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні та свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі використано програму PipeSim. Показано вузловий аналіз роботи газової свердловини та наведено параметри стабільної роботи свердловини. Результати досліджень впливу водного фактора на продуктивну характеристику свердловин зображено у вигляді графічних залежностей дебітів газу та рідини і вибійного тиску від досліджуваного параметру. Для графічних залежностей дебітів газу від водного фактору підібрано рівняння з високими коефіцієнтами кореляції. Встановлено, що із збільшенням водного фактору вибійний тиск та дебіт рідини зростають, а продуктивність газових свердловин значно зменшується. На основі виконаних досліджень показано відносне зростання дебіту газу за зменшення водного фактора. Для свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні дебіт газу зменшується у 2,04 рази, а для свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі – у 1,33 рази. Продуктивність свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі за відсутності рідини у пластовій продукції у 1,86 рази перевищує продуктивність свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні, а за водного фактору 50 л/тис.м^3 – у 2,84 рази.

Ключові слова: продуктивність, дебіт газу, привибійна зона пласта, водний фактор, свердловина, вузловий аналіз, гравійний фільтр.

The main reasons for the destruction of the bottomhole formation zone and the carryover of sand to the surface are characterized. It is shown that one of the main reasons is the inflow of formation waters into the productive part of the reservoir, which leads to the interaction of the aqueous phase with solid rock. As a result of watering wells, a pressure difference arises, which leads to fluid leakage through the pores of the rock - fluid filtration through the rock. The PipeSim program was used to evaluate the impact of different water factor values on the productivity of a gas well with a gravel pack in a perforated production casing and a well with a gravel pack in an open hole. The nodal analysis of the well operation is shown and the parameters of stable operation of the well are given. The results of studies of the influence of the water factor on the productive characteristics of wells are shown in the form of graphical dependences of gas and liquid flow rates and bottomhole pressure on the studied parameter. For graphical dependences of gas flow rates on the water factor, an equation with high correlation coefficients was selected. It has been established that with an increase in the water factor, the bottomhole pressure and fluid flow rate increase, and the productivity of gas wells decreases significantly. Based on the studies performed, a relative increase in gas flow rate with a decrease in the water factor is shown. For a well with a gravel pack in a perforated production string, the gas flow rate decreases by 2.04 times, and for a well with a gravel pack in an open hole, by 1.33 times. The performance of a well with a gravel pack in an open hole in the absence of fluid in reservoir production is 1.86 times higher than the productivity of a well with a gravel pack in a perforated production string, and with a water factor of 50 l/th.m^3 – 2.84 times.

Key words: productivity, gas flow rate, bottomhole formation zone, water factor, well, nodal analysis, gravel pack.

Аналіз вітчизняних і закордонних досліджень

Слабозцементовані нестійкі пласти-колектори зустрічаються практично у всіх основних нафтогазовидобувних регіонах світу. Такі родовища містять значну кількість видобувних запасів вуглеводнів, але з різних причин не розробляються. Основними причинами, що перешкоджають уведенню у розробку цих родовищ, є руйнування привибійної зони пласта (ПЗП) [1].

Аналіз науково-технічної літератури свідчить, що процес руйнування привибійної зони пласта має складний характер і залежить від

багатьох чинників. Крім природних геологічних умов, ускладнення, пов'язані з піскопроявом, зумовлені технікою і технологією первинного і вторинного розкриття продуктивних відкладів, методами освоєння свердловин і характером їх експлуатації.

Одна з головних причин руйнування ПЗП і винесення піску на поверхню є надходження пластових вод у продуктивну частину покладу [2]. Обводнення вже на початковій стадії (при виникненні контакту «вода – порода») призводить до взаємодії водної фази з твердою породою. При цьому виникає різниця тисків, що призводить до просочування рідини крізь пори породи – фільтрація рідини через породу.

У процесі експлуатації свердловин пластова вода конусоподібно підтягується до фільтрової зони, надходячи у газонасичену товщину пласта, і обводнює його. Вода вимиває зв'язуючі глинисті частини, внаслідок чого дебіт газових свердловин суттєво знижується через інтенсивне руйнування ПЗП.

Обводнення свердловин відбувається по окремих, найбільш проникних прошарках продуктивного пласта через нерівномірне вироблення шарово-неоднорідних продуктивних пластів.

Інтенсивне винесення твердої фази із пласта призводить до абразивного зношування підземного і наземного обладнання свердловин, порушення стійкості і обвалювання порід у привибійній зоні, прихоплення насосно-компресорних труб, забивання піском піднімальних і хвостових труб, перевідників та іншого устаткування і утворення піщаних корків на вибоях, що, у свою чергу, призводить до зниження продуктивності свердловини, аж до її повного зупинення [3, 4]. У зв'язку з цим виникає інтерес до економічно ефективних методів запобігання винесенню піску із свердловин шляхом ремонту і проведення спеціальних заходів.

Найбільш простими і доступними методами запобігання надходженню піску із пласта в свердловину є механічні, які набули найбільшого поширення. До них відносять технологічні процеси обладнання свердловин різними протипіщаними фільтрами або утворення фільтрів на вибої намиванням фільтруючих матеріалів [4, 5].

Розміри щілин фільтра вибирають такими, щоб повністю запобігти винесенню піску при допустимій продуктивності свердловини. Ця задача розв'язується шляхом вибору оптимального співвідношення розмірів щілин і піску.

У промисловій практиці для боротьби з винесенням піску із пласта у свердловину широке застосування отримали гравійно-намивні фільтри. Такий фільтр являє собою щілинний фільтр-каркас, кільцевий простір між яким і стінкою свердловини, заповнений гравієм [5].

Довжину фільтра-каркаса визначають з умови перекриття ним всього інтервалу продуктивної частини пласта-колектора. Залежно від геолого-технічних умов гравійно-намивні фільтри встановлюють у відкритому стовбурі, перфорованій частині обсадної колони або в розширеній привибійній зоні [4].

Намивні гравійні фільтри у відкритому стовбурі свердловини встановлюють там, де міцність привибійної зони дає змогу розширити стовбур свердловини. Ці фільтри мають низькі фільтраційні опори і, як наслідок, більш високу продуктивність порівняно із внутрішньоколонними гравійними фільтрами або кріпленням привибійної зони хімічними реагентами [5].

Найбільш ефективним і перспективним механічним способом запобігання піскопрояву є створення гравійних фільтрів у процесі закінчування свердловин бурінням [6].

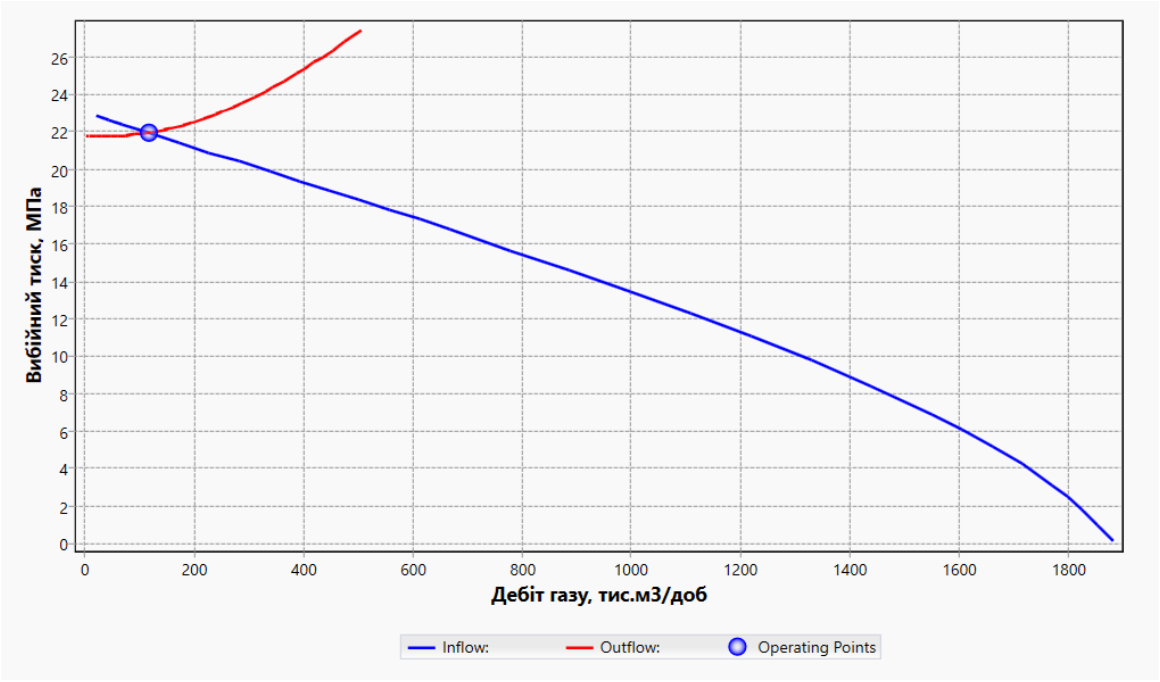
Гравійні фільтри можуть ефективно працювати тільки у випадку правильно підібраної ширини щілин або розмірів зерен гравію (крупнозернистого піску) з урахуванням гранулометричного складу пластового піску.

Однією з причин недостатньої ефективності гравійних фільтрів є необґрунтований вибір параметрів гравійної набивки і надходження пластових вод у продуктивну частину покладу. У науково-технічній літературі відсутні дослідження впливу водного фактора на продуктивну характеристику свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі і перфорованій експлуатаційній колоні, що стало підставою для проведення додаткових досліджень.

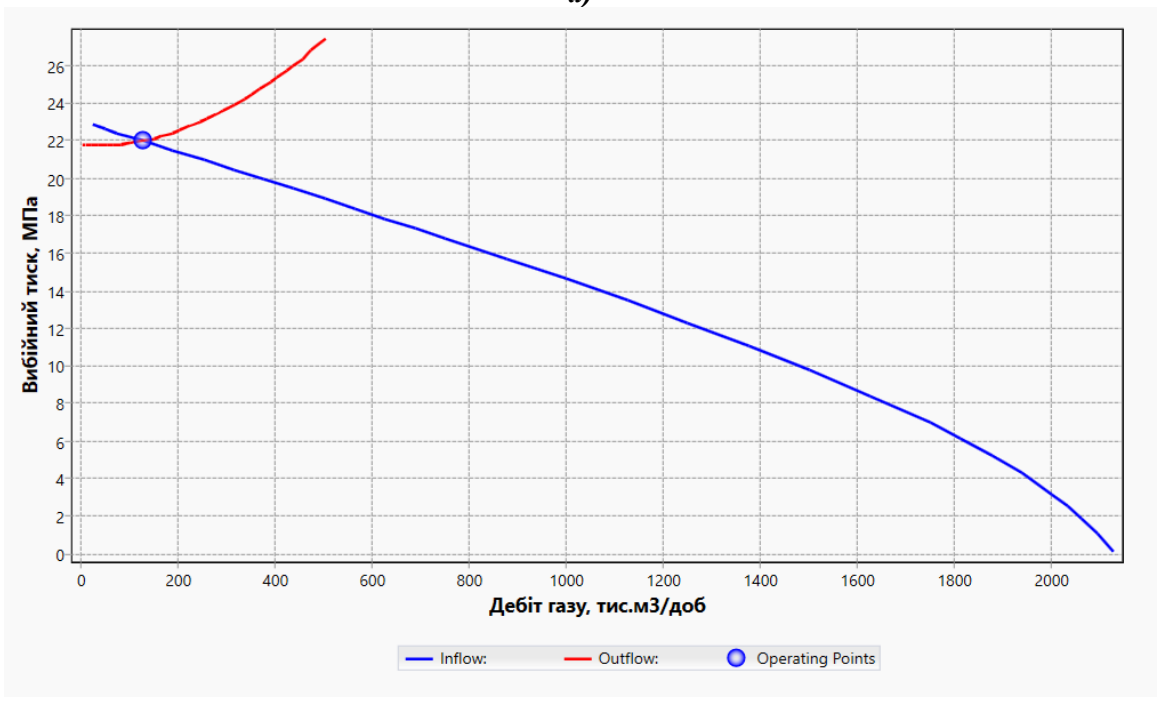
Методика досліджень і вихідні дані

Для оцінки впливу значення водного фактору на продуктивність газової свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні та свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі використано програмний комплекс PipeSim. Дослідження виконано для таких параметрів свердловин: радіус початкового контуру газоносності – 500 м; внутрішній діаметр експлуатаційної колони – 0,132 м; коефіцієнт проникності продуктивного пласта – 50 мД; проникність гравійного фільтра у перфорованій експлуатаційній колоні – 175 мД [7]; діаметри фільтра-каркасу – 0,0603 м

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online



а)



б)

Рисунок 1 – Вузловий аналіз роботи газової свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м (а) та 0,073 м (б) за кількості перфораційних каналів 20 на один метр розкритої товщини пласта та їх діаметру 11 мм

та 0,073 м;проникність гравійного фільтра у відкритому стовбурі – 281 мД [8].

Дослідження проведено для різних значень водного фактора (0; 5; 10; 20; 30; 40 та 50 л/тис.м^3). Результати досліджень зображено у вигляді графічних залежностей дебіту рідини, вибійного тиску та дебіту газу від досліджуваних параметрів.

Вплив водного фактора на продуктивність свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні

На рисунку 1 зображено вузловий аналіз роботи газової свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м за кількості перфораційних каналів 20 на один

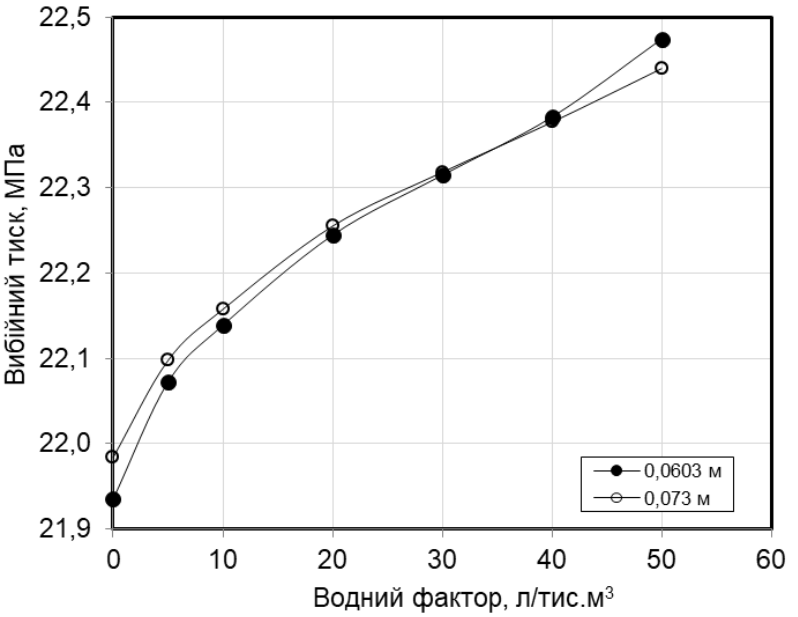


Рисунок 2 – Залежності вибійного тиску від водного фактора за діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м

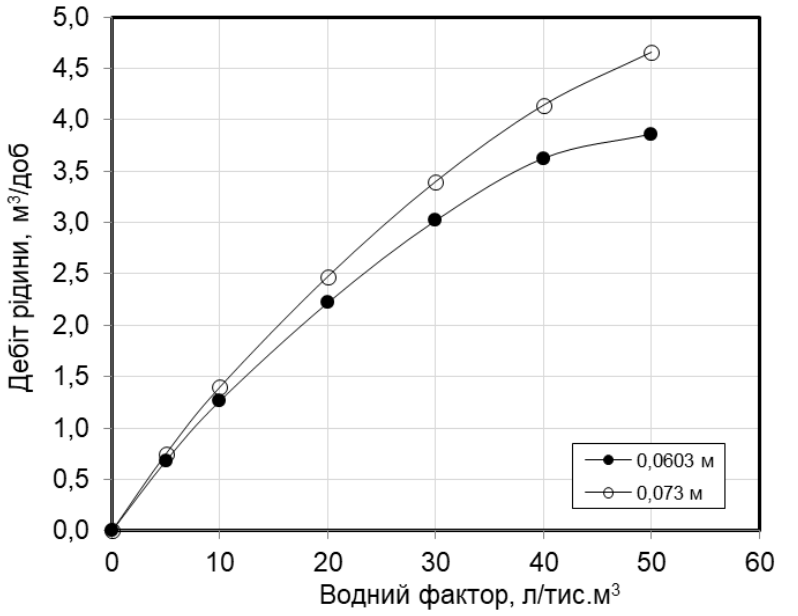


Рисунок 3 – Залежності дебіту рідини від водного фактора за діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м

метр розкритої товщини пласта та їх діаметру 11 мм.

Залежності рисунку 1 показують умови стабільної роботи свердловини, які досягаються за таких параметрів її роботи: для діаметру фільтра-каркасу – 0,0603 м дебіт газу становить 116,13 тис.м^3/доб, вибійний тиск – 21,94 МПа, а для діаметру фільтра-каркасу 0,073 м дебіт газу дорівнює 125,44 тис.м^3/доб, вибійний тиск – 21,98 МПа. За зміни діаметра-фільтра каркасу з 0,0603 м на 0,073 м дебіт газу зростає на 9,31 тис.м^3/доб, а значення вибійного тиску фактично не змінюється.

На рисунку 2 наведено залежності вибійного тиску від водного факторазаа діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м, а на рисунку 3 – залежності дебіту рідини від водного фактора за діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м.

Аналіз залежностей рисунку 2 показує зростання вибійного тиску із збільшенням водного фактора. За різних діаметрів фільтра-каркасу вибійний тиск змінюється з 21,94 МПа за водного фактора 0 л/тис.м^3 до 22,47 МПа за водного фактора 50 л/тис.м^3 для діаметра фільтра-

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

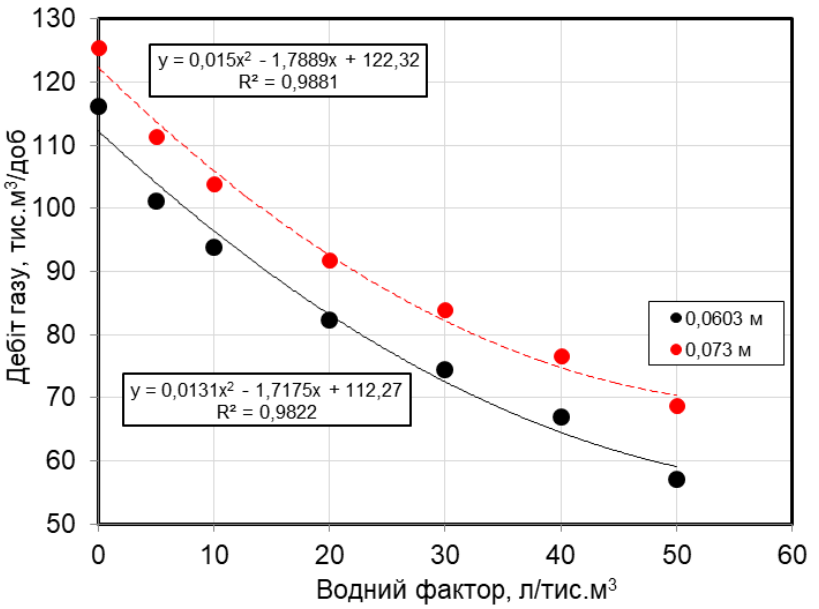


Рисунок 4 – Залежності дебіту газу від водного фактора за діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м

каркасу 0,0603 м та з 21,98 МПа до 22,44 МПа для діаметра фільтра-каркасу 0,073 м.

Дебіт рідини зростає із збільшенням водного фактора (рис. 3). За водного фактора 10 л/тис.м^3 дебіт рідини становить 1,26 м^3/доб за діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м та 1,40 м^3/доб за діаметра фільтра-каркасу 0,073 м, а за водного фактора 50 л/тис.м^3 дебіт рідини дорівнює 3,86 м^3/доб за діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м та 4,66 м^3/доб за діаметра фільтра-каркасу 0,073 м.

На рисунку 4 показано залежності дебіту газу від водного фактора за діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м.

Залежності рисунку 4 описуються квадратичними рівняннями з коефіцієнтами кореляції, які змінюються від 0,9822 до 0,9881. Як бачимо із даної залежності, зі збільшенням водного фактора дебіту газу зменшується. За відсутності рідини у пластовій продукції дебіт газу становить 116,13 тис.м^3/доб за діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м та 125,44тис.м^3/доб за діаметра фільтра-каркасу 0,073 м.

При зміні водного фактора від 0 до 50 л/тис.м^3 дебіт газу зменшується з 116,13 до 57,01 тис.м^3/доб (на 59,12 тис.м^3/доб) за діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м та з 125,44 до 68,79 тис.м^3/доб (на 56,66 тис.м^3/доб) за діаметра фільтра-каркасу 0,073 м. Таким чином, більше абсолютне зменшення дебіту газу спостерігається за малих значень водного фактора в умовах високих пластових тисків і дебітів газу, а менше – за високих значень водного фактора та понижених пластових тисків і дебітів газу.

Вплив водного фактора на продуктивність свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі

Вузловий аналіз виконано аналогічно для модельної газової свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі і показано на рисунку 5.

Як показує аналіз залежності рисунку 5, для забезпечення стабільної роботи свердловини необхідні такі параметри її роботи: дебіт газу – 215,51 тис.м^3/доб та вибійний тиск – 22,68 МПа.

На рисунках 6-7 зображено залежності вибійного тиску, дебіту рідини та дебіту газу від водного фактора.

Дані залежності рисунків 6-7 мають аналогічний характер залежностям рисунків 2-4, де наведені результати досліджень для газових свердловин з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні.

Зі збільшенням водного фактора від 0 до 50 л/тис.м^{3}вибійний тиск зростає з 22,69 до 22,77 МПа, дебіт рідини – з 0 до 10,96 м^3/доб, а дебіт газу зменшується з 215,51 тис.м^3/доб до 162 тис.м^3/доб (на 53,51 тис.м^3/доб).

Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить про відносне зростання дебіту газу зі зменшенням водного фактора. Так, наприклад, для свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні дебіт газу зменшується у 2,04 рази, а для свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі – у 1,33 рази.

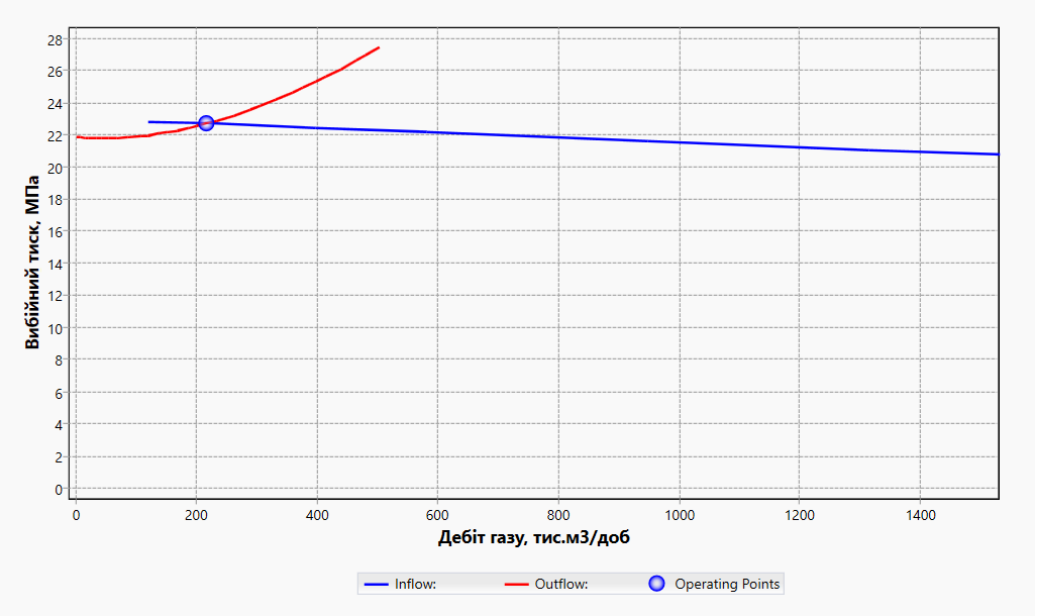
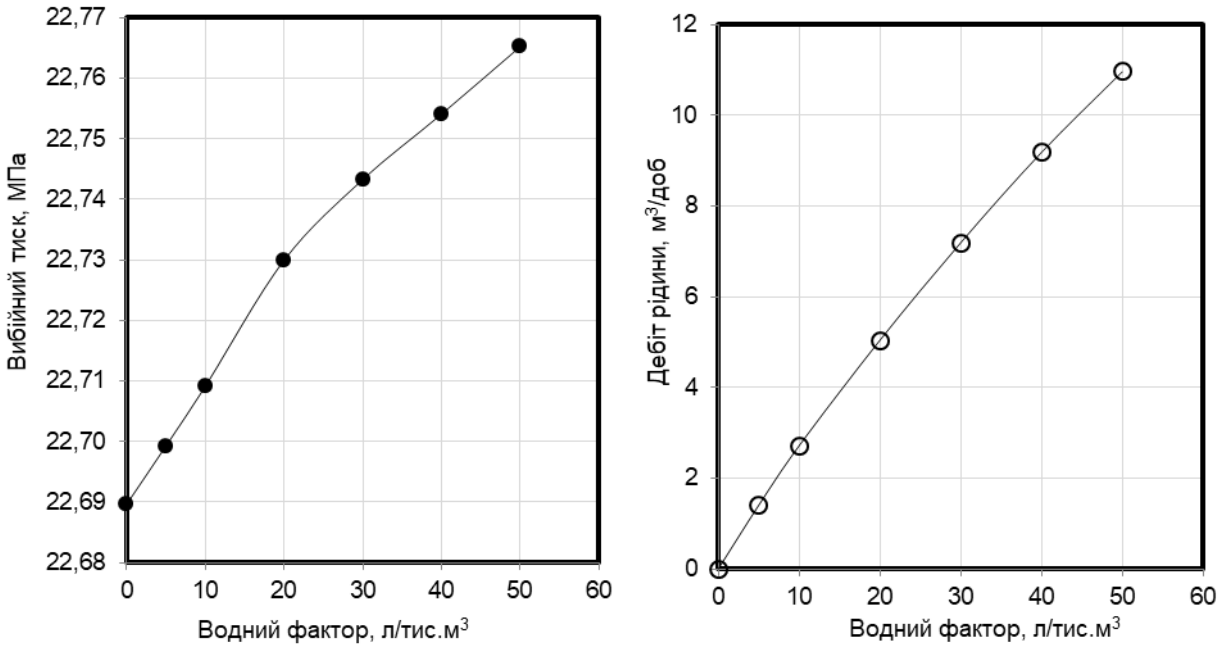


Рисунок 5 – Вузловий аналіз роботи модельної газової свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі



а) *б)*

Рисунок 6 – Залежності вибійного тиску (а) та дебіту рідини (б) від водного фактора

Таким чином, для підвищення продуктивності свердловин з гравійним фільтром при надходженні рідини на вибій свердловини необхідно застосовувати сучасні методи боротьби з обводненням.

Результати досліджень свідчать, що продуктивність свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі за відсутності рідини у пластовій продукції у 1,86 рази перевищує продуктивність свердловини з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні, а за водного фактора 50 л/тис.м^3 – у 2,84 рази.

Висновки

При експлуатації свердловин з нестійкими колекторами основною причиною руйнування привибійної зони пласта є обводнення, яке призводить до взаємодії водної фази з твердою породою. У результаті цього виникає різниця тисків, що призводить до просочування рідини через пори породи – фільтрації рідини через породу.

Досліджено вплив водного фактора на продуктивну характеристику свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі і перфорованій експлуатаційній колоні.

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

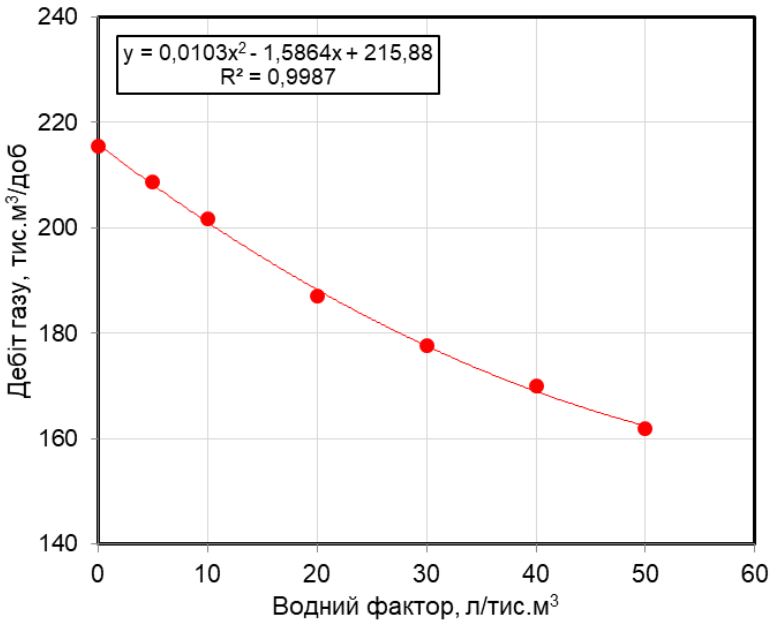


Рисунок 7 – Залежність дебіту газу від водного фактора

Результати виконаних досліджень свідчать, що продуктивність газових свердловини з гравійним фільтром у відкритому стовбурі за відсутності рідини у пластовій продукції у 1,86 рази перевищує продуктивність свердловин з гравійним фільтром у перфорованій експлуатаційній колоні, а за наявності рідини у видобувній продукції (за водного фактора 50 л/тис.м^3) – у 2,84 рази.

Література

1. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. Пер. с англ. и фр., под ред. В. Мори и Д. Фурметро. М.: Мир, 1994. С.149-156.

2. Гасумов Р.А., Минликаев В.З. Техника и технология ремонта скважин: монографія у 2 т. М.: ООО «Газпром экспо», 2013. Т.1. 360 с.

3. Дремлюх Н.С. Способи ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин з нестійкими колекторами. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. №2. С. 19 – 29.

4. Бойко В.С., Франчук І.А., Іванов С.І., Бойко Р.В. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: монографія. Київ: Книгодрук, 2004. 400с.

5. Кондрат Р.М. Використання трубних і гравійних фільтрів для запобігання надходженню піску із пласта у свердловину. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. №2(51). С. 14 – 25.

6. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: справ. пособие у 6 т. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. Т. 5. 2006. 431 с.

7. Кондрат Р.М., Дремлюх Н.С., Матіїшин Л.І. Дослідження впливу гравійного фільтра у перфорованій експлуатаційній колоні на продуктивну характеристику свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2023. № 1. С. 38-45.

8. Кондрат Р. М., Дремлюх Н.С., Матіїшин Л.І. Дослідження впливу гравійної набивки у відкритому стовбурі на продуктивну характеристику свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 4. С. 16-22.

References

1. Mehanika gornyh porod primenitelno k problemam razvedki i dobyichi nefti. Per. s angl. i fr., pod red. V. Mori i D. Furmetro. M.: Mir, 1994. P. 149-156. [in Ukrainian]

2. Gasumov R.A., Minlikaev V.Z. Tehnika i tehnologiya remonta skvazhin: monografiya u 2 t. M.: OOO «Gazprom ekspo», 2013. Vol. 1. 360 p.

3. Dremliukh N.S. Sposoby likvidatsii pishchanykh korkiv na vyboiakh sverdlovyn z nestiikymy kolektoramy. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2013. No 2. P. 19-29. [in Ukrainian]

4. Boiko V.S., Franchuk I.A., Ivanov S.I., Boiko R.V. Ekspluatatsiia sverdlovyn u nestiikykh kolektorakh: monohrafiia. Kyiv: Knyhodruk, 2004. 400 p. [in Ukrainian]

5. Kondrat R.M. Vykorystannia trubnykh i hraviinykh filtriv dlia zapobihannia nadkhodzhennia pisku iz plasta u sverdlovynu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2014. No 2(51). P. 14-25. [in Ukrainian]

6. Basaryigin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I. Teoriya i praktika preduprezhdeniya oslozhneniy i remonta skvazhin pri ih stroitelstve i ekspluatatsii: sprav. posobie u 6 t. M.: OOO «Nedra-Biznestsentr», 2003. Vol. 5. 2006. 431 p.

7. Kondrat R.M., Dremliukh N.S., Matiishyn L.I. Doslidzhennia vplyvu hraviinoho filtra u perforovanii ekspluatatsiinii koloni na produktyvnu kharakterystyku sverdlovyny. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2023. No 1. P. 38-45. [in Ukrainian]

8. Kondrat R. M., Dremliukh N.S., Matiishyn L.I. Doslidzhennia vplyvu hraviinoi nabyvky u vidkrytomu stovburi na produktyvnu kharakterystyku sverdlovyny. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. No 4. P. 16-22. [in Ukrainian]

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

Наука — виробництву

УДК 621.438:622
DOI: 10.31471/1993-9973-2023-2(87)-59-68

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ В УМОВАХ НЕСТАЦІОНАРНОГО ГАЗОСПОЖИВАННЯ

В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, В. Б. Запухляк, Б. І. Гершун, І. Б. Прокопів, О. А. Туровський

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: s n p @ n u n g . e d u . u a

Розглядаються питання оптимізації керування режимами роботи компресорних станцій, які працюють в умовах нерівномірного добового споживання газу. Дається оцінка ефективності використання керуючих факторів в залежності від характеру нестаціонарного процесу в лінійній частині газопроводу, викликаного добовою нерівномірністю газоспоживання. На основі аналітичних досліджень вироблено рекомендації про вплив різних параметрів на ефективність експлуатації компресорної станції. Показано, що за критерій оптимальності керування доцільно вибрати мінімум тривалості нестаціонарного процесу, викликаного збуреннями газового потоку. Одержано залежності, які виражають універсальний закон керування, який може бути застосований в кожному конкретному випадку для визначення реакції системи на зміну керуючого фактору з метою ефективного керування. Закон керування сумісно з метою керування визначають стратегію керування, яка повинна бути допустимою, тобто її реалізація не повинна вивести систему на недозволений режим експлуатації. Моделювання нестаціонарних об'єктів газотраспортних систем доцільно проводити за допомогою адаптивної системи з ідентифікатором, яка реалізує принцип дуального керування, тобто дозволяє одночасно уточнювати параметри технологічного об'єкту і керувати його роботою. Задані технологічні обмеження за тиском, як показав аналіз, подаються у термінах зміни продуктивності і можуть бути об'єднані з обмеженнями за продуктивністю компресорної станції. Одержані границі технологічної допустимості для середньодобової витрати газу являють собою не константи, а деякі функції часу, поведінка яких визначається характером газоспоживання. Використання специфіки взаємозв'язку обмежень, обумовлених технологією транспорту газу, з метою побудови більш простих алгоритмів її розв'язку дозволили створити методику прогнозування режимів роботи системи в умовах нестаціонарного газоспоживання.

Ключові слова:компресорна станція, керування, режим, нестаціонарність, оптимум.

The issue of optimizing the operation modes of compressor stations operating under conditions of uneven daily gas consumption is considered. An assessment of the effectiveness of the use of control factors is given, depending on the nature of the non-stationary process in the linear part of the gas pipeline, caused by the uneven daily gas consumption. On the basis of analytical studies, recommendations were made on the influence of various parameters on the efficiency of operation of the compressor station. It is shown that as a control optimality criterion it is advisable to choose the minimum duration of the non-stationary process caused by gas flow disturbances. Dependencies are obtained that express a universal control law that can be applied in each specific case to determine the system's response to a change in the control factor for the purpose of effective control. The control law, in conjunction with the control goal, determines the control strategy, which must be permissible, that is, its implementation must not lead the system to an impermissible mode of operation. Modeling of non-stationary objects of gas transport systems should be carried out using an adaptive system with an identifier, which implements the principle of dual control, i.e. it allows to specify the parameters of the technological object and control its operation at the same time. As the analysis showed, the given technological constraints on pressure are presented in terms of changes in productivity and can be combined with constraints on the productivity of the

compressor station. The obtained limits of technological admissibility for the average daily gas consumption are not constants, but some functions of time, the behavior of which is determined by the nature of gas consumption. The use of the specifics of the interrelationship of restrictions caused by the technology of gas transport, in order to build simpler algorithms for its solution, made it possible to create a methodology for forecasting the system's operating modes in conditions of non-stationary gas consumption.

Keywords: compressor station, control, mode, non-stationarity, optimum.

Вступ

Керування режимами роботи газотранспортних систем (ГТС) здійснюється, як правило, за рахунок керуючих рішень, що приймаються на компресорних станціях. До таких методів регулювання слід віднести відключення або повторне включення усієї компресорної станції, відключення або повторне включення окремого газоперекачувального агрегату (ГПА), зміну технологічної схеми їх сумісної роботи, регулювання швидкості обертання роторів ГПА, перепуск газу з вихідної лінії на вхідну. Однак, різні методи регулювання мають різну технологічну ефективність та екологічну виправданість. Так, метод регулювання режимів роботи компресорної станції шляхом байпасування, з технологічної точки зору, має високу ефективність, однак економічно не виправданий, оскільки призводить до перевтрат енергії на компримування. Тому до вибору методів регулювання режиму роботи газотранспортної системи повинен бути комплексний підхід.

Аналіз літературних джерел

Відзначимо, що розробці методів регулювання та визначення їх ефективності присвячено ряд досліджень. Це праці Бобровського С. А. [1], Грудза В.Я. [2,3], Жидкової М.О.[4], Капцова І.І. [5], Шибнєва А.В. [6], Щербакова С. Г. [7], Якиміва М.М. [8].

У вказаних роботах детально описано загальновідомі методи регулювання режимів роботи ГТС, даються числові їх характеристики, методи розрахунку параметрів процесу та їх зміни в часі перехідного процесу.

Однак, авторами залишено без уваги принципи і методи мінімізації часу нестаціонарних перехідних процесів, встановлення яких дозволить більш повно і своєчасно забезпечити споживача газом, скоротивши при цьому втрати на його перекачування.

Вибір керування слід здійснювати у відповідності із заданим критерієм оптимальності. При стабілізації режиму газотранспортних систем як критерій береться мінімум середньоквадратичного відхилення від оптимального режиму.

Мета дослідження

Оцінка ефективності різних методів керування режимами системи і вибір раціонального способу регулювання режиму роботи за критерієм мінімальної тривалості нестаціонарного процесу.

Вказана мета реалізується шляхом вирішення наступних задач:

- оцінка впливу зміни керуючих факторів на ефективність регулювання режиму роботи ГПА;
- характеристика аналітичних підходів до проблеми оцінювання тривалості нестаціонарного процесу зміни режиму роботи ГПА;
- розробка алгоритму оптимізації процесу регулювання режимів роботи ГПА за критерієм мінімальної тривалості нестаціонарності;
- оцінка адекватності і ефективності запропонованих методів керування режимами роботи системи.

Методика проведення досліджень

Керування режимами роботи системи транспортування газу може здійснитись за рахунок керуючих впливів, що приймаються на компресорних станціях. Як керуючі фактори можуть розглядатися газоперекачувальні агрегати. До зміни режиму приводить зміна технологічної схеми включення ГПА та зміна параметрів функціонування окремого агрегату, яку здійснюють шляхом регулювання швидкості обертання його ротора. Отже, загальна схема керування може бути умовно розділена на дискретну та неперервну.

Керування режимами КС здійснюється у відповідності до законів керування, які визначають ступінь впливу керуючих факторів на реакцію системи. Для ГПА чутливість до керуючих впливів можна виразити співвідношенням

$$\pi_\varepsilon = \frac{\partial \varepsilon}{\partial \omega}_{|Q=const}; \pi_Q = \frac{\partial .Q}{\partial \omega}_{|\varepsilon=const},$$

де ε, Q – ступінь підвищення тиску і продуктивність нагнітача;

ω – кутова швидкість обертання ротора нагнітача.

Як відомо [1,2], характеристиками нагнітача є комплекс залежностей ступеня підвищення тиску, індикаторної потужності та політропічного ККД від продуктивності за умов входу.

ISSN 1993–9973 print ISSN 2415–332X online

Перша з них – залежність $\varepsilon = f(Q)$ – як правило, апроксимується двочленною або поліноміальною моделлю [10], що не відображає залежності параметрів режиму від швидкості обертання ротора нагнітача, яка є основним керуючим впливом. Недоліком двочленної моделі характеристики є невисока точність апроксимації, а перевагою – простота в користуванні. Вказаний недолік усувається при використанні поліноміальної моделі, проте ця модель складна в реалізації. Таким чином, моделям характеристик властиві суттєві недоліки. Тому пропонується для побудови характеристики нагнітача $\varepsilon = f(Q)$ як вихідну інформацію використати відоме рівняння Ейлера для лопатевих машин

$$\rho g H = \rho(C_2 U_2 \cos\alpha_2 - C_1 U_1 \cos\alpha_1) \ , \quad (1)$$

де H – теоретичний напір, що розвиває робоче колесо;

ρ – густина газу за робочих умов;

C_i, U_i, α_i – абсолютна та переносна швидкості газу та кут між їх векторами відповідно на виході ($i=2$) і на вході ($i=1$) робочого колеса;

g – прискорення сил тяжіння.

Після нескладних перетворень на основі (1) отримано характеристику нагнітача у вигляді рівняння

$$\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} = 1 + \frac{\omega}{z \cdot R \cdot T}\left(X - \frac{1}{\omega}\left(Y_2 \cdot \varepsilon^{-\frac{1}{m}} - Y_i\right)Q\right), \quad (2)$$

де ω – швидкість обертання ротора;

z, T – коефіцієнт стисливості і температура газу на вході;

R – газова стала;

X, Y_i, Y_2 – сталі параметри, що залежать від конструкції;

m – показник політропи стиску.

Тоді

$$\pi_\varepsilon = \frac{m \cdot X}{(m-1) \cdot z \cdot R \cdot T \cdot \varepsilon^{-\frac{1}{m}} - Y_2 \cdot Q \cdot \varepsilon^{\frac{m-1}{m}}}; \qquad \pi_Q = \frac{X}{Y_2 \cdot \varepsilon^{-\frac{1}{m}} - Y_1}. \quad (3)$$

Як видно з одержаних виразів, жоден з показників, ефективності керуючих впливів, не залежить від швидкості обертання ротора, тобто від самого керуючого фактора. Обидва показники ефективності керуючих впливів є функціями ступеня стиску нагнітача і його конструктивних характеристик, які виражаються параметрами X, Y_1 та Y_2. Крім того, показник, що характеризує вплив обертів ротора на ступінь стиску ГПА, залежить від продуктивності машини, температури на вході в агрегат і фізичних властивостей перекачуваного газу.

Одержані показники мають різний фізичний зміст, розмірності та числові значення, тому порівнювати їх в абсолютних величинах немає можливості і змісту. В таблиці 1 подано результати розрахунків вказаних показників у безрозмірній формі, тобто по відношенню до величини відповідного показника при найменшому значенні ступеня стиску (або при найбільшій продуктивності агрегата). Як видно з графіків на рис. 1, обидва показники ефективності регулювання зростають зі зміною ступеня підвищення тиску нагнітача. Це значить, що агрегат значно ефективніше реагує на зміну швидкості обертання ротора нагнітача в зоні високих ступенів підвищення тиску (або в зоні малих продуктивностей). Крім того, відносна величина параметра π_Q завжди суттєво більша за відносну величину параметра π_ε. Це є свідченням того, що агрегат при зміні обертів ротора суттєвіше міняє продуктивність, ніж ступінь підвищення тиску.

Слід зауважити, що останнє значення ступеня стиску і продуктивності (таблиця 1) вибране таким чином, щоб робота агрегату входила в зону нестійких режимів (зону помпажу). Як бачимо, для цієї зони спостерігається різке зростання параметрів ефективності регулювання, особливо параметра π_Q.

Одержані залежності виражають універсальний закон керування, який може бути застосований в кожному конкретному випадку для визначення реакції системи на зміну керуючого фактора з метою ефективного керування. При нових умовах π_Q і π_ε, можуть досягати максимуму. Тоді умови, при яких досягається максимум π_a і π_ε, визначають оптимальний закон керування. Однак деякі з параметрів можуть виходити за межі допустимих значень стійкої роботи нагнітача (наприклад, режим роботи в умовах помпажу). Тому на параметри накладаються певні обмеження. Закон, що діє всередині області допустимих обмежень, вважають допустимим [2].

На закони керування накладаються збурення та контрзбурення. Під збуренням будемо вважати реакцію довільного параметру роботи системи (наприклад, стрибкоподібну зміну температури газу на вході в ГПА), яка веде до створення реакції на заданий вплив. Тобто, якщо згідно із законом керування зміни обертів ротора нагнітача з n_0 до n_1 веде до зміни ступеня стиску від ε_0 до ε_1, то за наявності певного збурення вказана зміна обертів ротора нагнітача, приведе до іншого стиску $\varepsilon_{1*} \neq \varepsilon_1$. Контрзбурення виникають внаслідок реакції системи на керуючий вплив. Так, зі збільшенням обертів

Таблиця 1 – Ефективність керуючих факторів

№	Ступінь стиску	Продуктивність	Керуючі фактори			
			абсолютні		відносні	
			π_ε	π_Q	π_ε	π_Q
1	1.1	12.361	1.276	1.369	1.000	1.000
2	1.2	11.796	1.368	1.739	1.072	1.271
3	1.3	11.076	1.459	2.269	1.143	1.658
4	1.4	10.177	1.548	3.092	1.213	2.258
5	1.5	10.028	1.634	4.542	1.281	3.318
6	1.6	9.175	1.716	7.793	1.345	5.692
7	1.7	4.232	1.765	21.698	1.384	15.850

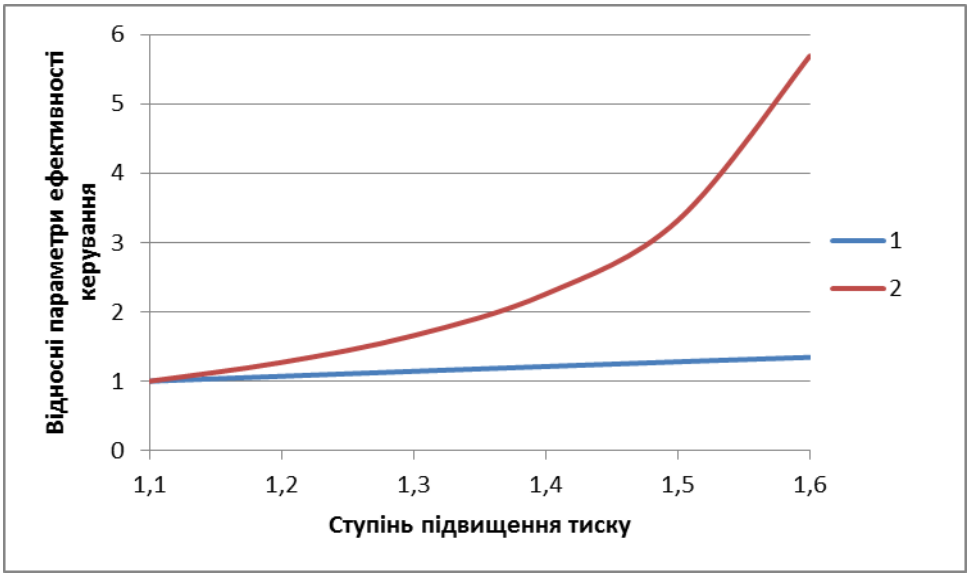


Рисунок 1 – Залежність параметрів π_ε (1) і π_Q від ступеня підвищення тиску

ротора нагнітача з n_0 до n_1 ($n_0 < n_1$) ступінь підвищення тиску зростає за законом керування з ε_0 до ε_1 . однак, при цьому зростає тиск газу в газопроводі (на виході нагнітача) що є перешкодою в системі для збільшення ступеня підвищення тиску. Тому ступінь підвищення тиску фактично зростає не до ε_1 а до $\varepsilon_1^* < \varepsilon_1$.

Закон керування сумісно з метою керування визначають стратегію керування. Стратегія керування повинна бути допустимою, тобто її реалізація не повинна вивести систему на недозволений режим експлуатації (наприклад, довести нагнітач в зону помпажу). З іншого боку, реалізація даної стратегії повинна забезпечити певну вигоду в роботі системи. Серед всіх стратегій на певному етапі є одна, яка може принести найбільшу вигоду. Таку стратегію називають оптимальною. Наприклад, при нерівномірному газоспоживанні слід керуватися стратегією ступінчастого регулювання режимів роботи КС, що дасть змогу економити паливний газ.

Технологічні об'єкти керування, до яких відносяться такі елементи газотраспортних систем, як компресорна станція, лінійна ділянка і магістральний газопровід загалом, описуються функціональними, алгебраїчними, диференціальними або інтегральними рівняннями відносно координат, які характеризують стан об'єктів. Ідентифікація полягає у визначенні їх структури і параметрів за спостережуваними даними: вхідним впливом і вихідною величиною.

Для об'єктів складної структури, до яких відносяться елементи газотранспортних систем, вихідна реакція і вхідний сигнал є випадковими величинами. Це пояснюється впливом великої кількості випадкових неконтрольованих факторів, таких як нерівномірність газоспоживання і подачі газу в систему, коливання температури навколишнього середовища, зміна складу газу, тренд характеристик газоперекачувальних агрегатів і т.д. Тому задачу ідентифікації таких об'єктів прийнято розв'язувати в статистичній постановці, враховуючи, що модельований об'єкт є стохастичним.

Для стаціонарних об'єктів застосування того або іншого алгоритму ідентифікації дозволяє

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

за кінцеве число кроків із заданою точністю визначити параметри моделі. Якщо об'єкт нестаціонарний, то параметри його змінюються в часі і їх оцінки необхідно неперервно уточнювати. Інакше через визначений проміжок часу, який залежить від ступеня нестаціонарності процесу, модель перестане адекватно описувати функціонування об'єкта, по ній неможливо буде прогнозувати його поведінку і здійснювати керування. Уточненні в процесі функціонування об'єкта моделі отримали назву адаптивних [14]. Їх застосування принципово необхідне для керування нестаціонарними технологічними процесами.

Моделювання нестаціонарних об'єктів газотраспортних систем доцільно проводити за допомогою адаптивної системи з ідентифікатором, яка реалізує принцип дуального керування, тобто дозволяє одночасно уточнювати параметри технологічного об'єкта і керувати його роботою.

Метод адаптивної системи з ідентифікатором передбачає два етапи ідентифікації – стратегічну і оперативну [11,12,13]. Стратегічна ідентифікація включає в себе вибір інформаційних змінних процесу, оцінку виду і тісноти зв'язку між входом і виходом, вибір виду моделі і перевірки адекватності реальному процесу. Стратегічна ідентифікація здійснюється позаконтурно. Включення стратегічного ідентифікатора в адаптивну систему з ідентифікатором зв'язано із необхідністю періодично перераховувати ті або інші характеристики моделі у зв'язку зі зміною об'єкта. Оперативна ідентифікація пов'язана із поточною оцінкою параметрів моделі. Тут вхідною інформацією є модель, яка виробляється в стратегічному ідентифікаторі, а диспетчерські дані свідчать про результати вимірювань входу і виходу об'єкта. Оперативна інформація є контурною, вона здійснюється в реальному часі процесу на основі рекурентних співвідношень – алгоритмів адаптації, головні вимоги до яких: простота і мінімум операцій для моделей будь-якої складності.

Оптимізація керування за критерієм мінімуму тривалості нестаціонарного процесу

При оптимізації середньої продуктивності кінцевої КС в умовах нестаціонарного газоспоживання основним обмеженням є математична модель нестаціонарного протікання газу. Математичному моделюванню нестаціонарного руху газу в наш час надається великий пріоритет. Більшість дослідників процесів магістрального транспорту газу так чи інакше звертають увагу [1,2,6,8]. Аналіз цих праць вказує на переважне використання на практиці лінійних моделей нестаціонарного протікання. Подібна тенденція характерна не тільки для оптимізації неусталених процесів транспорту газу, вона має місце в будь-якій області виробничої діяльності, де процес прийняття рішення залежить від математичного моделювання. Пошук глобального оптимуму в лінійних задачах проводиться значно простіше, ніж у нелінійних, де побудувати задовільняючий метод розв'язку часто взагалі не вдається. Однією з найбільш поширених на практиці, що застосовується при аналізі неусталених режимів транспорту газу, є модель протікання газу, одержана в результаті лінеаризації вихідної нелінійної системи [1,3], яка випливає з основних законів механіки, законів збереження маси, кількості руху і енергії, при деяких спрощеннях, допустимих специфікою трубопровідного транспорту газу. Можливість і доцільність використання рівняння руху в такому вигляді очевидна

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \left(\frac{c^2}{2a}\right)\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}, \qquad (3)$$

де $P(x,t)$ – тиск як функція часу і лінійної координати;

c – швидкість звуку в газі;

$2a$ – коефіцієнт лінеаризації.

Ця модель прийнята як обмеження для задачі оптимізації середньої продуктивності кінцевої КС. Оскільки середню продуктивність КС знаходять при заданій функції-прогнозу нестаціонарного газоспоживання пріоритетної групи споживачів, має місце друга крайова задача [2], тобто

$$\begin{cases} -\dfrac{\partial P^2(0,t)}{\partial x} = AQ_{cp}^2, \\ -\dfrac{\partial P^2(L,t)}{\partial x} = AQ_p^2(t). \end{cases} \qquad (4)$$

Приймаючи, що в початковий момент часу має місце стаціонарний режим, початкові умови задачі мають вигляд:

$$P(x,0) = \sqrt{P^2(0,0) - A\cdot Q_p^2(0,x)}\ . \qquad (5)$$

У математичну постановку задачі повинні увійти також технологічні обмеження тиску в кінцевій дільниці магістрального газопроводу і обмеження за продуктивністю компресорної станції:

$$P_{min} \le P(ч,t) \le P_{max},$$
$$(x,t) \in [0,L] \times [0,\tau],$$
$$Q_{min} \le Q_{cp} \le Q_{max}.$$

Взявши до уваги те, що відсутня у явному вигляді залежність параметра τ від Q_{CP}, форма-

льне представлення цільової функції можливе тільки в загальному вигляді [7]:

$$J = max\ \tau(Q_{cp}) . \quad (6)$$

Отже, математична постановка задачі розрахунку оптимальної середньої продуктивності кінцевої компресорної станції за критерієм мінімуму тривалості нестаціонарного процесу має вигляд:

$$\begin{gathered} J=max\ \tau(Q_{cp}) , \\ Q_{min} \le Q_{cp} \le Q_{max} , \\ P_{min} \le P(x,t) \le P_{max} , \\ \frac{\partial P}{\partial t} = \left(\frac{c^2}{2a}\right)\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} . \end{gathered} \quad (7)$$

$$-\frac{\partial P^2(0,t)}{\partial x} = AQ_{cp}^2,$$

$$-\frac{\partial P^2(L,t)}{\partial x} = AQ_p^2(t),$$

$$P(x,0) = \sqrt{P^2(0,0) - AQ_p^2(0,x)}$$

$$(x,t) \in [0,L]\times[0,\tau].$$

Дана задача відноситься до класу задач нелінійного програмування [2,12] і допускається тільки чисельний розв'язок. Можливі два напрямки у розв'язку задачі – розв'язок у прямій постановці, або перехід до деякої модифікованої, спрощеної задачі на основі використання специфіки взаємозв'язку обмежень, обумовленої технологією транспорту газу з метою побудови більш простих алгоритмів її розв'язку. Прийнято другий шлях як більш раціональний. Недоліком розв'язку задачі у прямій постановці є орієнтація тільки на один тип моделі протікання газу – той, який присутній у математичній постановці задачі. Перехід на другу модель вимагає відповідної перебудови чисельного методу, в той час як другий спосіб, це показано нижче, приводить до задачі, не зв'язаної безпосередньо з моделлю протікання газу, тобто має узагальнений характер.

Основою для використання другого підходу в даному конкретному випадку є залежність тиску в кінцевій дільниці магістрального газопроводу від величини середньої продуктивності кінцевої компресорної станції. При фіксованому характері газоспоживання зміна середньої продуктивності може призвести до досягнення границь технологічних обмежень за тиском – P_{min} ,P_{max}. Тобто, для будь-якого моменту часу $t` \in [0,T]$ можна знайти значення середньої продуктивності $Q_{min}(t)$, при якому в момент часу t тиск досягає P_{min}, а також – значення середньої продуктивності $Q_{max}(t)$, при якому тиск в момент часу t досягає P_{max}. Очевидно, відрізок $[Q_{min}\ (t),\ Q_{max}(t)]$ є областю технологічної допустимості за тиском Q_{cp} на момент часу t.

Необхідно відзначити, що середнє значення продуктивності КС, вибране в діапазоні $[Q_{min}\ (t),\ Q_{max}\ (t)]$, є технологічно допустимим за тиском тільки в момент часу $t \in [0, T]$, в попередні моменти часу не виключено, що тиск опускається нижче P_{min} або перевищує P_{max} .

Для розв'язуваної задачі оптимізації мають інтерес тільки ті значення Q_{cp}, які технологічно допустимі у кожній точці відрізку $[0, t\ ]$, тобто від обмежень $[Q_{min}\ (t),\ Q_{max}(t)]$ потрібно перейти до обмежень:

$$[max\ Q_{min}(t),\ min\ Q_{max}\ (t)],\ t \in [0,T] . \quad (8)$$

Значення середньої продуктивності, вибраної у даному діапазоні, технологічно допустиме на всьому відрізку $[0,t]$,так як воно технологічно допустиме в кожній точці цього відрізка.

Отже, технологічні обмеження за тиском, як свідчить наведений вище аналіз, подаються у термінах продуктивності і можуть бути об'єднані з обмеженнями за продуктивністю кінцевої компресорної станції $[Q_{min}\ ,\ Q_{max}\ ]$. Результатом такого об'єднання є відрізок:

$$[max\{Q,\ max\ Q_{min}\ (t)\},\ min\{\ \overline{Q}\ ,\ min\ Q_{max}\ (t)],$$
$$t \in [0,t] . \quad (9)$$

Це обмеження вбирає в себе практично всі обмеження задачі розрахунку оптимальної середньої продуктивності кінцевої компресорної станції за критерієм мінімуму тривалості. Таким чином, при пошуку оптимального розв'язку задачі досить просто вести перебір за продуктивністю, не звертаючись на кожному кроці до розв'язку крайової задачі.

Одержані границі технологічної допустимості для Q_{cp} не константи, а деякі функції часу, і їх поведінка визначається характером газоспоживання.

Для математичного строгого опису переходу до модифікованої постановки задачі оптимізації, який включає одержані функції - обмеження за продуктивністю кінцевої КС, необхідно ввести ряд визначень.

Функція $Q_{min}\ (t)$ називається функцією нижньої гранично допустимої продуктивності. Вона визначається таким чином: якщо у початковий момент часу

$$Q_{cp} = Q_{min}\ (t\ ),\ t` > 0, \quad (10)$$

то тиск у кінцевій дільниці магістрального газопроводу не повинен опускатися нижче P_{min} на відрізку $[0, t]$, тобто

$$\begin{cases} P(x,t)Q_{\min}(t), P(x,0)Q_p(t) \ge P_{\min} \\ (x,t) \in [0,L]\times[0,t] \end{cases} . \quad (11)$$

Функція $Q_{max}\ (t)$ називається функцією верхньої гранично допустимої продуктивності

ISSN 1993–9973 print
ISSN 2415–332X online

КС. Вона визначається так: якщо в початковий момент часу

$$Q_{cp} = Q_{max}(t),\ t` > 0, \qquad (12)$$

то тиск в кінццевій дільниці магістрального газопроводу не повинен перевищувати P_{max} на відрізку *[0, t]*, причому в деякий момент часу $t \in [0,t]$ тиск досягає P_{max} , тобто:

$$\begin{cases} P(x,t)Q_{\max}(t), P(x,0)Q_p(t) \le P_{\max}, \\ (x,t) \in [0,L]\times[0,t]\ . \end{cases} \qquad (13)$$

Таким чином, функції $Q_{min}(t)$, $Q_{max}(t)$ утворюють область технологічної допустимості для Q_{cp} . Це дозволяє перейти до спрощеної, модифікованої постановки задачі розрахунку оптимальної середньої продуктивності КС кінцевої дільниці магістрального газопроводу за критерієм максимуму тривалості при нестаціонарній моделі протікання газу, яка неявно входить в обмеження рішення задачі.

Модифікована математична постановка задачі має вигляд:

$$\begin{aligned} & I = \max \tau(Q_{cp}), \\ & Q_{\min}(t) \le Q_{cp} \le Q_{\max}(t), \\ & 0 \le t \le \tau, \\ & \tau > 0\,. \end{aligned} \qquad (14)$$

Для розв'язання задачі у модифікованій постановці необхідно, з одного боку, вказати механізм побудови функцій-обмежень, з іншого – дослідити властивості введених функцій.

В роботі запропоновано метод побудови функцій-обмежень $Q_{min}(t)$, $Q_{max}(t)$ на основі інших функцій-обмежень, які утворюють для Q_{cp} область так званої "точкової" технологічної припустимості - $Q_{min}(t)$, $Q_{max}(t)$, на відміну від функцій-обмежень $Q_{min}(t)$, $Q_{max}(t)$, які утворюють для параметра середньої продуктивності кінцевої компресорної станції область технологічної припустимості на відрізку.

Фізичний зміст і одночасно визначення функцій $Q_{min}(t)$ такий: якщо в початковий момент часу середня продуктивність КС кінцевої дільниці магістрального газопроводу рівна значенню функції у деякий момент часу *t*, тобто

$$\begin{aligned} & Q_{ar} = Q_{\min}(t), \\ & t' > 0\,. \end{aligned} \qquad (15)$$

то, при незмінності Q_{cp} , в момент t тиск у трубі досягає P_{min} ,тобто:

$$\begin{cases} P(x,t')Q_{\min}(t), P(x,0)Q_p(t) \ge P_{\min}, \\ (x,t) \in [0,L]\times[0,t]. \end{cases} \qquad (16)$$

У попередні моменти часу, як вже вказувалось, при вибраному значенні середньої продуктивності КС тиск може опускатися нижче, що неприпустимо у випадку, коли $Q_{cp} = Q_{min}(t)$.

Зміст $Q_{max}(t)$ аналогічний:якщо у початковий момент часу середня продуктивність кінцевої КС рівна значенню цієї функції у деякий момент часу t, тобто:

$$Q_{cp} = Q_{max}(t`),\ t` > 0\,, \qquad (17)$$

то в момент t тиск у трубі досягає P_{max} , тобто:

$$\begin{cases} P(x,t)Q_{\max}(t'), P(x,0)Q_p(t) \le P_{\max} \\ (x,t) \in [0,L]\times[0,t'] \end{cases}. \qquad (18)$$

При $t \in [0,\ t`]$ тиск у трубі може перевищувати P_{max} , що не допускається при $Q_{cp} = Q_{max}(t)$.

Оскільки Q_{cp} у кожний момент часу повинно задовольняти вимогу "точкової" технологічної припустимості, тобто не допустити виходу тиску за межі технологічних обмежень, правило побудови $Q_{min}(t)$, $Q_{max}(t)$ має вигляд:

$$\begin{aligned} & Q_{\min}(t) = \max\{\underline{Q}, \max \bar{Q}_{\min}(t)\} \\ & t \in [0,t'] \end{aligned}, \qquad (19)$$

$$\begin{aligned} & Q_{\max}(t) = \min\{\underline{Q}, \min \bar{Q}_{\max}(t)\}, t' > 0 \\ & t \in [0,t'] \end{aligned}. \qquad (20)$$

Таким чином, маючи функції $Q_{min}(t)$, Q_{max} (t), неважко побудувати функції $Q_{min}(t)$, $Q_{max}(t)$, і перейти до розв'язання модифікованої задачі оптимізації.

У випадку нелінійної моделі протікання газу, очевидно, не можна одержати формули для функцій-обмежень, що вимагає чисельного розв'язання задачі шляхом побудови ітеративних процедур для побудови замірів цих функцій.

Виходячи з визначення функції $Q_{min}(t)$, при $Q_{cp} = Q_{min}(t)$ повинна виконуватись рівність:

$$P(L,t' : Q_{\min}(t), P(X,0), Q_p(t)) = P_{\min}\,. \qquad (21)$$

Таким чином, задача побудови заміру $Q_{min}(t)$ зводиться до чисельного розв'язання рівняння (21). Чисельний розв'язок (21) еквівалентний розв'язку такої оптимізаційної задачі:

$$I = \min\{P(L,t' : Q_{\min}(t), P(x,0), Q_p(t) - P_{\min}\}^2 \times \times \bar{Q}_{\min}(t')\,. \qquad (22)$$

Алгоритм розв'язання задачі (14) має вигляд:

$$\bar{Q}^{(n)}_{\min}(t') = \bar{Q}^{(n-1)}_{\min}(t') - \gamma_n\{P(\bar{Q}^{(n-1)}_{\min}(t)) - P_{\min}\}\,. \qquad (23)$$

Аналогічний алгоритм має місце при побудові замірів функції $Q_{max}(t)$

$$\bar{Q}^{(m)}_{\max}(t') = \bar{Q}^{(m-1)}_{\max}(t') - \gamma_m\{P(\bar{Q}^{(m-1)}_{\max}(t')) - P_{\max}\}\,. \qquad (24)$$

З наведених ітеративних процедур виходить, що на кожній ітерації необхідно розв'язувати другу крайову задачу; застосовуючи метод, який найбільш ефективний для прийнятої моделі протікання газу.

Оскільки наявність функцій-обмежень автоматично приводить до розв'язання задачі оп-

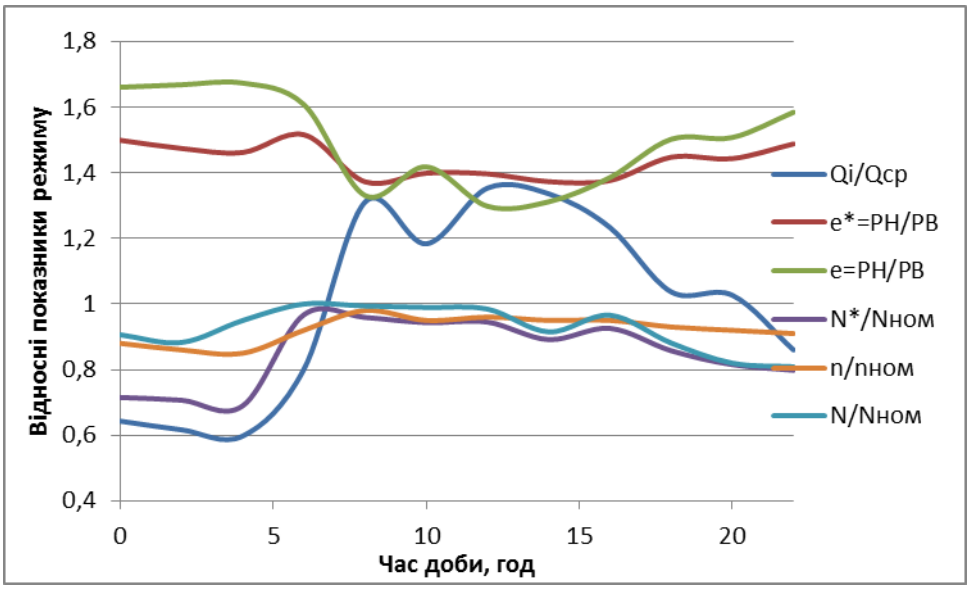


Рисунок 2 – Добові коливання параметрів режиму роботи КС

тимізації середньої продуктивності кінцевої компресорної станції, метод її розв'язання полягає у послідовній побудові значень функцій-обмежень $Q_{min}(\tau_K)$, $Q_{max}(\tau_K)$, $\kappa=1,2,...$ При цьому необхідно контролювати умову:

$$Q_{min}(\tau_K) < Q_{max}(\tau_K). \qquad (25)$$

У випадку невиконання цієї умови у деякий момент часу фіксується розв'язок задачі, звідки:

$$\begin{cases} \tau_{\max} = \tau_{K+1} \\ Q_{cp\max} = \frac{1}{2}[Q_{\min}(\tau_{K-1}) + Q_{\max}(\tau_{K-1})] \end{cases}. \qquad (26)$$

Точність розв'язку задачі залежить від прийнятого кроку дискретизації за часом.

Необхідно зазначити, що прийнятий спосіб розв'язання задачі відображає детермінований підхід. Облік похибки прогнозу газоспоживання вимагає перевірки другої умови:

$$\left|\frac{Q_{\max}(\tau_K) - Q_{\min}(\tau_K)}{Q_{\max}(\tau_K) + Q_{\min}(\tau_K)}\right| \le E. \qquad (27)$$

Таку умову можна одержати, якщо ввести проміжну оцінку параметра Q_{cpmax}:

$$Q^K{}_{cp\max} = \frac{1}{2}[Q_{\min}(\tau_K) + Q_{\max}(\tau_K)] \qquad (28)$$

і зумовити контролювати віддаленість цієї оцінки від границь на кожній ітерації алгоритму:

$$\left|\frac{Q^K{}_{cp\max} - Q_{\min}(\tau_K)}{Q^K{}_{cp\max}}\right| \le E, \qquad (29)$$

де E – похибка прогнозу газоспоживання. Підставивши вираз $Q^{(K)}{}_{cpmax}$ у дану умову, одержимо вищенаведений вираз для контролю оптимальності. Практичні розрахунки показали, що врахування похибки прогнозу газоспоживання мало впливає на оцінку Q_{cpmax}, однак, на десятки процентів скорочує величину τ_{max} відносно детермінованого підходу.

Для оцінки адекватності і енергоефективності принципів оптимального керування режимами роботи компресорної станції в умовах нестаціонарного газоспоживання проведено числовий експеримент на компресорній станції «Богородчани» газопроводу «Союз» шляхом порівняння реального режиму роботи з прогнозованим за наведеною методикою. Фактичний режим роботи станції для спрощення порівняння критеріїв оцінки вибрано таким, при якому на станції працював цілу добу один агрегат ГТК-10І за умови нестаціонарного добового газоспоживання. На рисунку 2 наведено характер коливання в часі відносної продуктивності Qi/Qcp, ступеня підвищення тиску ε та відносної індикаторної потужності N/Nном за умови сталості обертів ротора ГПА.

Приймаючи за вихідні дані нерівномірне газоспоживання і реальні характеристики агрегату ГТК-10І, за приведеною вище методикою виконано розрахунки прогнозного режиму, результати яких у вигляді графіків зміни на протягом доби керуючого впливу – відносних обертів ротора ГПА n/nн – та параметрів режиму роботи нагнітача: ступеня підвищення тиску ε^* та відносної індикаторної потужності N*/Nном. Аналіз отриманих результатів свідчить про адекватність запропонованої методики прогнозування режимів роботи компресорної станції в умовах нестаціонарного газоспоживання. Розрахунки показують, що потужність, яку споживає ГПА в умовах прогнозного режиму, менша за потужність реального режиму.

В результаті добова економія енергії складає 17,65 МВт*год., що свідчить про енергоефективність прогнозу.

Висновки

Одержано залежності, що виражають універсальний закон керування, який може бути застосований в кожному конкретному випадку для визначення реакції системи на зміну керуючого фактору з метою ефективного керування. Умови, при яких ці залежності досягають максимуму, визначають оптимальний закон керування.

Математична постановка задачі розрахунку оптимальної середньої продуктивності компресорної станції за критерієм мінімуму тривалості нестаціонарного процесу та її реалізація шляхом переходу до модифіковано спрощеної задачі на основі використання специфіки взаємозв'язку обмежень, обумовлених технологією транспорту газу, з метою побудови більш простих алгоритмів її розв'язку дозволили створити методику прогнозування режимів роботи системи в умовах нестаціонарного газоспоживання.

Література

1. Трубопроводный транспорт газа / С.А. Бобровский, С.Г. Щербаков, Е.И. Яковлев и др. М.: Наука, 1976. 491 с.

2. Керування режимами газотранспортних систем / В.Я.Грудз, М.Т. Лінчевський, В.Б. Михалків та ін. К.: Укргазпроект, 1996. 140 с.

3. Обслуговування і ремонт газопроводів / В.Я. Грудз, Д.Ф.Тимків, В.Б. Михалків та ін. Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2009. 710 с.

4. Жидкова М. А. Переходные процессы в магистральных газопроводах. К: Наукова думка, 1979. 255 с.

5. Капцов И.И., Гончаров В.Н., Гончар В.Н. Восстановительные работы на МГ: пути повышения эффективности. *Газовая промышленность*. 1990. № 4. С. 28-30.

6. Шибнев А.В. Определение потокораспределения и текущего состояния сложных систем газоснабжения. ЭИ Транспорт и хранение и использование газа в народном хозяйства. М.: ВБНИИЭГАЗпром, 1983, № I. С. 14-16.

7. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. М.: Наука, 1982. 206 с.

8. Якимів М.М. Аналітичні дослідження характеру розподілу рідинних відкладень по довжині газопроводу. *Нафтогазова галузь України*. 2015. №2. С. 25-28.

9. Енергетична галузь України: підсумки 2016 року. Центр Разумкова, 2017. P. 164. URL: http://razumkov.org.ua/uploads/article/2017_ENERGY-FINAL.pdf.

10. Optimal gas transport management taking into account reliability factor / V. Grudz, Ya. Grudz, V. Zapukhliak, I. Chudyk, L. Poberezhny, N. Slobodyan. *Management Systems in Production Engineering*. 2020. Vol. 28, Iss. 3. P. 202–208. doi: 10.2478/mspe-2020-0030.

11. Meshalkin, V.P.; Moshev, E.R. Modes of functioning of the automated system “pipeline” with integrated logistical support of pipelines and vessels of industrial enterprises. *Mach. Manuf. Reliab*. 2015, No 44. P. 580–592, doi: 10.3103/S1052618815070109.

12. В.Б. Запухляк, О.М. Марчук, А.В. Грицанчук. Аналіз розрахунку напруженого стану трубопроводів під час капітального ремонту [Текст]. *Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування*: Праці V Міжнародної науково-технічної конференції, (Тернопіль 19-22 вересня 2017 р.). Тернопіль: Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя, 2017. С. 191-194.

13. Squires K., Eaton J. Particle response and turbulence modification in isotropic turbulence. *Phys. Fluid*, 1190. No 2, 7. P. 1191–1203.

14. Zapukhliak V., Poberezhny L., Maruschak P., Grudz V. Jr., Stasiuk R., Brezinová J., Guzanová A. Mathematical modeling of unsteady gas transmission system operating conditions under insufficient loading. Energies. 2019. Vol. 12, Iss. 7 (April-1 2019). P. 1–14. EISSN 1996-1073

15. Paulo M. Coelho, Carlos Pinho. Considerations About Equations for Steady State Flow in Natural Gas Pipelines’, *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, 2007. Vol. XXIX, No. 3. P. 262–272.

References

1. Truboprovodnyiy transport gaza / S.A. Bobrovskiy, S.G. Scherbakov, E.I. Yakovlev i dr. M.: Nauka, 1976. 491 p. [in Russian]

2. Keruvannia rezhymamy hazotrasportnykh system / V.Ia.Hrudz, M.T. Linchevskyi, V.B. Mykhalkiv ta in. K.: Ukrhazproekt, 1996. 140 p. [in Ukrainian]

3. Obsluhovuvannia i remont hazoprovodiv / V.Ia. Hrudz, D.F.Tymkiv, V.B. Mykhalkiv ta in. Ivano-Frankivsk: Lileia-NV, 2009. 710 p. [in Ukrainian]

4. Zhidkova M. A. Perehodnyie protsessyi v magistralnyih gazoprovodah. K: Naukova dumka, 1979. 255 p. [in Russian]

5. Kaptsov I.I. Vocctanovitelnyie rabotyi na MG: puti povyisheniya effektivnocti / I.I.Kaptsov, V.N. Goncharov, V.N. Gonchar. Gazovaya promyishlennoct. 1990. No4. P. 28-30. [in Russian]

6. Shibnev A.V. Opredelenie potokorasprede-leniya i tekuschego sostoyaniya slozhnyih sistem gazosnabzheniya. EI Transport i hranenie i ispol-zovanie gaza v narodnom hozyaystva. M.: VBNIIEGAZprom, 1983, No I. P. 14-16. [in Rus-sian]

7. Scherbakov S.G. Problemyi truboprovod-nogo transporta nefti i gaza. M.: Nauka, 1982. 206 p. [in Russian]

8. Iakymiv M.M. Analitychni doslidzhennia kharakteru rozpodilu ridynnykh vidkladen po dov-zhyni hazoprovodu. Naftohazova haluz Ukrainy. 2015. No 2. P. 25-28. [in Ukrainian]

9. The energy industry of Ukraine: the results of 2016. Razumkov Centre, 2017. P. 164. URL: http://razumkov.org.ua/uploads/article/2017_ENERGY-FINAL.pdf. [in Ukrainian]

10. Optimal gas transport management taking into account reliability factor / V. Grudz, Ya. Grudz, V. Zapukhliak, I. Chudyk, L. Poberezhny, N. Slobodyan. *Management Systems in Production Engineering*. 2020. Vol. 28, Iss. 3. P. 202–208. doi: 10.2478/mspe-2020-0030.

11. Meshalkin, V.P.; Moshev, E.R. Modes of functioning of the automated system “pipeline” with integrated logistical support of pipelines and vessels of industrial enterprises. Mach. Manuf. Reliab. 2015, No 44. P. 580–592, doi: 10.3103/S1052618815070109.

12. V.B. Zapukhliak, O.M. Marchuk, A.V. Hrytsanchuk. Analiz rozrakhunku napruzhenoho stanu truboprovodiv pid chas kapitalnoho remontu [Tekst]. *Poshkodzhennia materialiv pid chas ekspluatatsii, metody yoho diahnostuvannia i prohnozuvannia:* Pratsi V Mizhnarodnoi naukovo-tekhnichnoi konferentsii, (Ternopil 19-22 veresnia 2017 r.). Ternopil: Ternopilskyi natsionalnyi tekhnichnyi universytet imeni Ivana Puliuia, 2017. P. 191-194. [in Ukrainian]

13. Squires, K., Eaton, J. Particle response and turbulence modification in isotropic turbulence. Phys. Fluid, 1190. No 2, 7. P. 1191–1203.

14. Zapukhliak V., Poberezhny L., Maruschak P., Grudz V. Jr., Stasiuk R., Brezinová J., Guzanová A. Mathematical modeling of unsteady gas transmission system operating conditions under insufficient loading. Energies. 2019. Vol. 12, Iss. 7 (April-1 2019). P. 1–14. EISSN 1996-1073

15. Paulo M. Coelho, Carlos Pinho. Considerations About Equations for Steady State Flow in Natural Gas Pipelines, *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, 2007. Vol. XXIX, No. 3. P. 262–272.