

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279.6

DOI: 10.31471/1993-9973-2018-4(69)-7-14

ГІДРОДИНАМІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЯК ОДИН З МЕТОДІВ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ПРО ЕФЕКТИВНУ РОЗРОБКУ НАФТОВИХ РОДОВИЩ

О.Р. Кондрат, О.А. Лукін

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

Видобування нафти – це складний процес, який для реалізації економічно ефективних проектів потребує сучасних технологій, виробничого досвіду та відповідального персоналу. Моделювання процесів розробки нафтових родовищ є одним із методів дослідження об'єктів розробки на їх аналогах (моделях) з метою визначення або уточнення характеристик діючих чи проектних об'єктів.

Головною метою даної роботи є дослідження можливості та визначення ефективності застосування результатів гідродинамічного моделювання як одного з чинників прийняття рішень про подальшу розробку нафтових чи газових родовищ. Проведені дослідження щодо оптимізації системи розробки нафтового родовища вказали на основні напрямки та можливості збільшення нафтовилучення з виснажених нафтових родовищ, а процес гідродинамічного моделювання – як основний інструмент для вирішення таких завдань.

Для дослідження ефективності розробки нафтового родовища створена геолого-технологічна модель гіпотетичного родовища, для якої використані технологічні показники одного із реальних нафтових родовищ України. Гідродинамічну модель адаптували по всіх свердловинах за фактичними даними. Змодельовані також всі геолого-технологічні заходи, що проводились на родовищі. Проведено адаптацію історії розробки родовища. Оптимізація системи розробки родовища проводилась шляхом вдосконалення існуючої на реальному родовищі системи підвищення пластового тиску. Розглянуто різні варіанти дорозробки родовища. Серед них переведення однієї із видобувних свердловин у нагнітальні і навпаки переведення під нагнітання свердловин, які знаходяться у склепінній частині.

Ключові слова: розробка родовищ нафти і газу, геологічна модель, структурні поверхні, гідродинамічне моделювання, постійно діюча геолого-технічна модель (ПДГТМ), фільтраційна модель (ФМ), фільтраційно-емнісні властивості, адаптація історії розробки, прогнозування основних показників розробки.

Добыча нефти – это сложный процесс, для реализации экономически эффективных проектов которого необходимо наличие современных технологий, производственного опыта и ответственного персонала. Моделирование процессов разработки нефтяных месторождений является одним из методов исследования объектов разработки на их аналогах (моделях) с целью определения или уточнения характеристик действующих или проектных объектов.

Главной целью данной работы является исследование возможности и определение эффективности применения результатов гидродинамического моделирования как одного из факторов принятия решений о дальнейшей разработке нефтяных или газовых месторождений. Проведенные исследования по оптимизации системы разработки нефтяного месторождения указали на основные направления и возможности увеличения нефтеизвлечения из истощенных нефтяных месторождений, а процесс гидродинамического моделирования – как основной инструмент для решения таких задач.

Для исследования эффективности разработки нефтяного месторождения создана геолого-технологическая модель гипотетического месторождения для которой использованы технологические показатели одного из реальных нефтяных месторождений Украины. Гидродинамическую модель адаптировали по всем скважинам по фактическим данным. Смоделированы также все геолого-технологические мероприятия, которые проводились на месторождении. Проведена адаптация истории разработки месторождения. Оптимизация системы разработки месторождения проводилась путем совершенствования существующей на реальном месторождении системы повышения пластового давления. Рассмотрены различные варианты к разработке месторождения. Среди них перевод одной из добывающих скважин в нагнетательные и наоборот перевода под нагнетание скважин, находящихся в сводчатой части.

Ключевые слова: разработка месторождений нефти и газа, геологическая модель, структурные поверхности, гидродинамическое моделирование, постоянно действующая геолого-техническая модель (ПДГТМ), фильтрационная модель (ФМ), фильтрационно-емкостные свойства, адаптация истории разработки, прогнозирования основных показателей разработки.

Oil production is a complex process that requires modern technologies, work experience and responsible personnel to implement cost-effective projects. Oil field exploitation processes stimulation or modeling is a method for researching exploitation objects on their analogs (models) in order to determine characteristics of available projected objects and make them distinct.

The main objective of this research is to explore possibility and establishment of hydrodynamic stimulation results application effectiveness as a factor for decisions-making concerning oil or gas fields exploitation. The research, regarding optimization of oil field exploitation system, outlined the main directions and possibilities of oil extraction from depleted oil fields enhancement, and the hydrodynamic stimulation process as the main tool for solving such problems.

The study of efficiency of oil and gas field development presupposed developing geological and technological model of a hypothetical deposit with technological indicators of a real Ukraine deposit. The hydrodynamic model was adapted for all wells according to actual data. All geological and technological measures, carried out in the sight, were also modelled. Field exploitation history was adapted. Oil field exploitation system was optimized by improving the reservoir pressure enhancement system in the real field. Different variants of field exploitation were considered. They include the conversion of the producing well in the injection well, whereas the well in the vaulted part is injected.

Keywords: reservoir engineering, geological model, structural surfaces, hydrodynamic modeling, filtration model, filtration-volumetric parameters, history matching, prediction of oil-field performance.

Вступ. Побудова постійно діючих геолого-технічних моделей (ПДГТМ) вже давно стала складовою технологічних процесів обґрунтування доцільності буріння свердловин і складання проектів розробки родовищ вуглеводнів.

В Україні побудова ПДГТМ, вважається відносно молодим напрямком, який виник у ході розроблення математичних принципів і алгоритмів тривимірного моделювання, розвитку суміжних областей геологічної та геофізичної обробки і інтерпретації 3D-сейсмозвідки. Поява потужних комп'ютерів та робочих станцій уможливила швидке виконання складних математичних розрахунків та розроблення комерційних програм, які забезпечують виконання циклу побудови ПДГТМ (імпорт даних, кореляція, побудова карт та кубів фільтраційно-ємнісних властивостей, візуалізація, аналіз даних, побудова графіків тощо).

Таким чином, за геолого-фізичними даними про властивості родовища вуглеводнів, шляхом аналізування можливих систем і технологій його розробки отримують кількісні уявлення про процес розробки загалом.

Цифрова фільтраційна (гідродинамічна) модель (ФМ, ГДМ) представляє собою об'єкт у вигляді двовимірної або тривимірної сітки комірок, кожна з яких характеризується набором ідентифікаторів і параметрів. У порівнянні з геологічною, фільтраційна модель додатково включає динамічні характеристики пластових процесів, а саме, граничні умови та промислові дані по свердловинах (траєкторії свердловин, місячні дебіти (витрати) фаз, режими роботи, пластові та вибійні тиски, проведенні геолого-технічні заходи (ГТМ) тощо).

Гідродинамічне моделювання виконується за допомогою програм, котрі реалізують числове розв'язання системи рівнянь, що описують фільтрацію пластових флюїдів і запомпювання у пласт агентів з урахуванням їх взаємодії з породою, міжфазових явищ та фазових переходів. Фільтраційна модель дає змогу відтворювати історію розробки та прогнозувати динаміку зміни основних показників розробки родовища вуглеводнів [1-3].

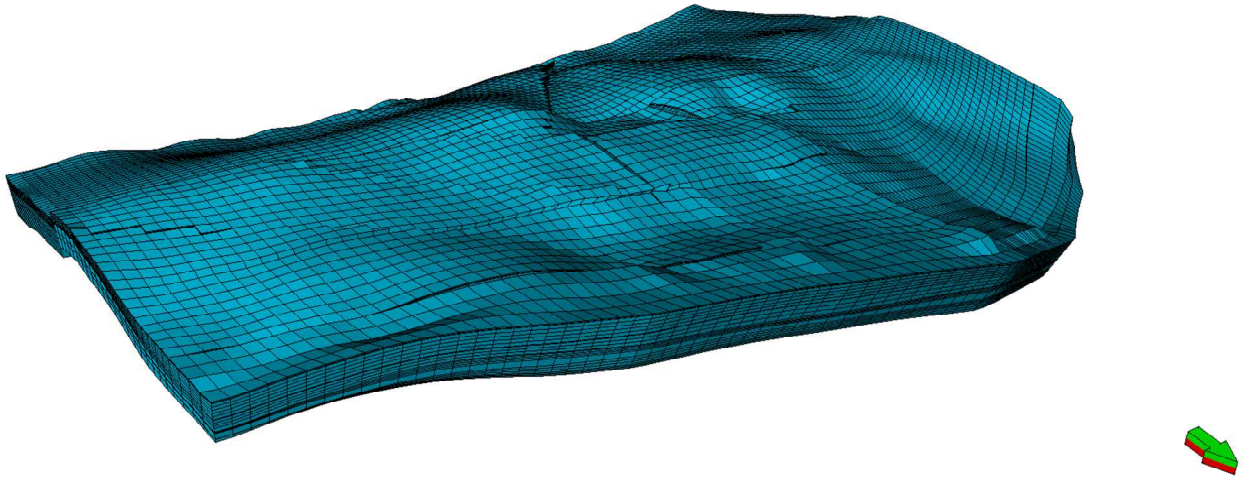


Рисунок 1 – Структурний каркас для модельного дослідження

Основні принципи застосування симулятора Eclipse 100

Спочатку інженер створює файл вхідних даних для “Eclipse” з розширенням *.DATA, що містить повний опис моделі пласта, яка складається з: характеристик пласта, пластового флюїду, скелету породи; початкових умов свердловин та їх фазових витрат.

Вхідний файл – це текстовий файл, що складається з ключових слів, якими поділений на секції, та коментарів. Кожна з секцій DATA-файлу має свою мету, а ключові слова до них мають спеціальний синтаксис, що подекуди може збігатись чи бути подібним.

Дані про геометрію і властивості елементів симуляційної сітки обробляються у більш зручній для розрахунків формі. Для кожної комірки програма “Eclipse” розраховує густину пор, їх насиченість флюїдами та забезпечує зв’язок з іншими комірками, через які можливий рух пластових флюїдів.

Відтак, визначаються властивості флюїду та гірської породи. Термін “ властивість флюїду” стосується набору вхідних таблиць, які ефективно відображають поведінку кожної з фаз, а термін “властивості гірської породи” стосується до наборів вхідних таблиць відносних проникностей та капілярного тиску в залежності від насиченості пласта. За вхідними таблицями визначають співвідношення між зв’язаним, критичним та максимальним насиченням кожною фазою, звідси ж отримують дані для розрахунку перехідної зони та визначення співвідношення фаз у потоці. Ці дані суттєво впливають на результати розрахунку видобутку кожної фази, обводнення продукції та газовмісту.

Для визначення початкових умов “Eclipse” необхідно задати глибину водонафтового та газонафтового контактів та тиск на глибині. Симулятор використовує цю інформацію у поєднанні з більшою частиною інформації з попередніх секцій для розрахунку початкових градієнтів гідростатичного тиску в кожній зоні пласта та розподіли первинної насиченості для кожної фази в кожній комірці. Цей процес ще називають “ініціалізацією” моделі.

Остання секція *.DATA файлу – це місце, з якого фактично розпочинається симуляція. Свердловини пробурені, перфоровані та відкриті для отримання рідини, що протікає резервуаром. “Eclipse” має можливість виводити інформацію про результати симуляції та відображати прогрес на кожен дату моделювання, яку задає користувач. Після завершення роботи симулятора, вихідні дані організуються за допомогою текстових редакторів та пост-процесорів різного ступеня складності [1-3].

Структурний каркас, побудований для модельного дослідження об’єкту, є об’ємною сіткою з великою кількістю комірок в координатах X, Y і Z, кожна з яких характеризується ознаками породи (колектор – не колектор) і значеннями фільтраційно-емнісних характеристик (пористість, початкова нафтонасиченість, проникність).

Розмір сітки тривимірної геологічної моделі обирають за відстанню між свердловинами. Так, горизонтальний розмір комірок вздовж осей X та Y складає 40x50 м. Для змодельованого на рис. 1 об’єкту прийнято модель з комфортним заляганням шарів відносно покрівлі та подошви пласта, тому об’єм між структурними поверхнями поділений на рівну кількість шарів із пропорційною зміною товщини.

Таблиця 1 – Розмірність тривимірної геологічної моделі

Кількість комірок			Розмір комірок, м			
X	Y	Z	X	Y	Z	
106	52	23	40	50	2.5	126773

Модель розповсюдження фільтраційно-смієсних властивостей

Створену на попередньому етапі геометричну сітку необхідно наповнити значеннями, які відображають ті чи інші петрофізичні властивості. При цьому робиться припущення, що кожній комірці може бути присвоєно лише одне значення кожного з параметрів.

Піщанистість “NTG” моделюють за картою піщанистість шляхом поділу ефективних товщин на загальні стратиграфічні товщини, які відповідають структурному каркасу 3D-моделі.

Коефіцієнт пористості моделюють стохастичним методом. Такий підхід до відображення

фільтраційної характеристики пласта володіє певним порогом невизначеності, що проявляється у зміні фільтрації під час адаптації історії розробки модельованого об’єкту.

Розподіл за об’ємом коефіцієнта пористості проводили лише для комірок з нульовим значенням NTG.

Згідно з петрофізичними даними граничне значення пористості складає 8%. Аналогічно за допомогою підібраних користувачем залежностей будується розподіл проникності у трьох напрямках.

Моделювання початкового нафтонасичення

Для визначення відмітки поверхні ВНК використовувались результати випробувань свердловин. Наступним етапом моделювання є побудова поверхні контакту для пласта, нижче якої колектор вважається водонасиченим. Куб початкової нафтонасиченості будують за висо-

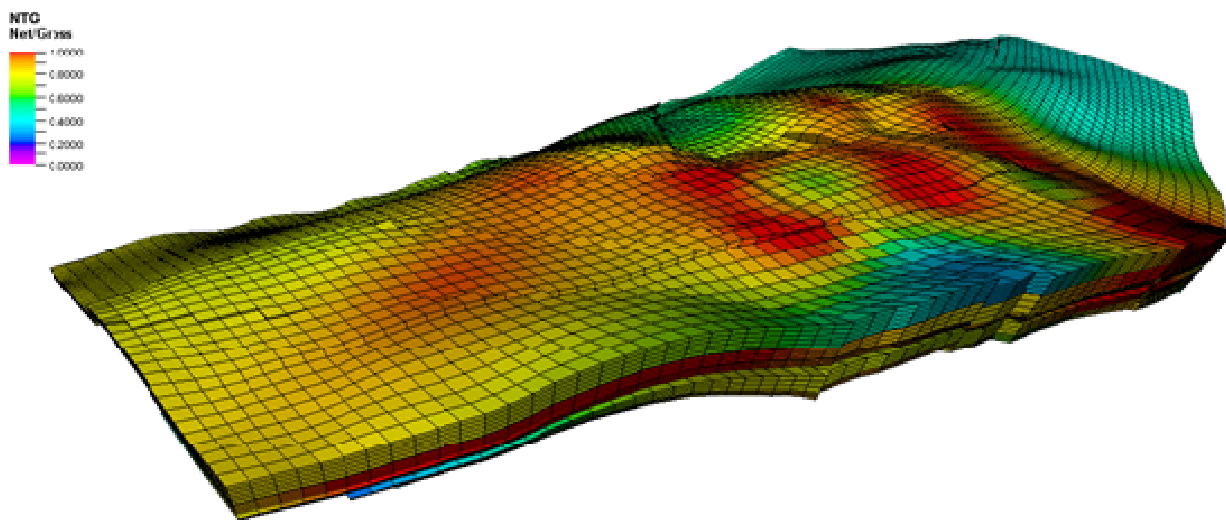


Рисунок 2 – Розподіл NTG властивості ґрід

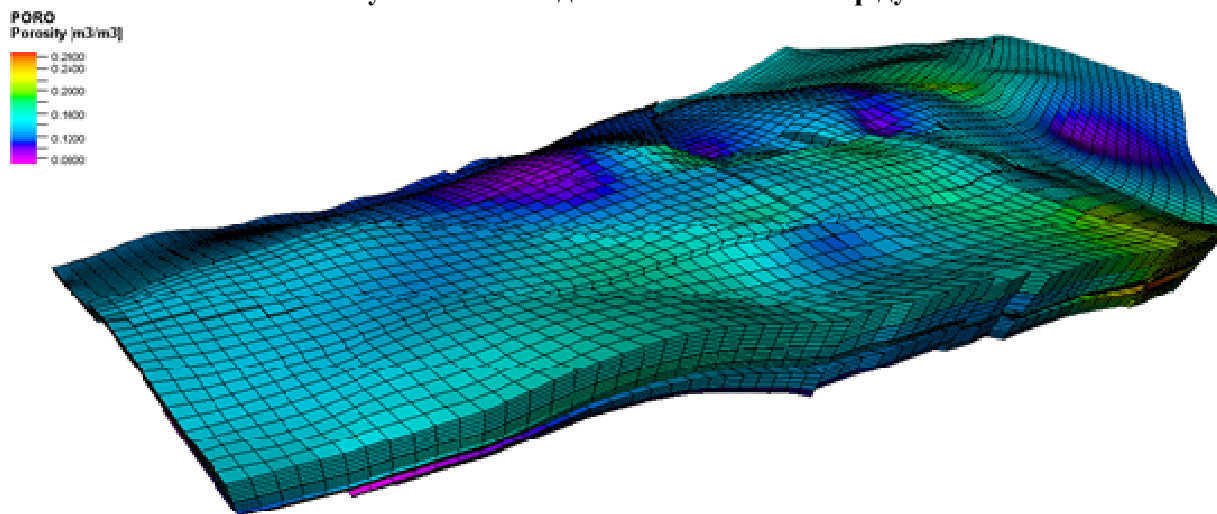


Рисунок 3 – Розподіл PORO властивості ґрід

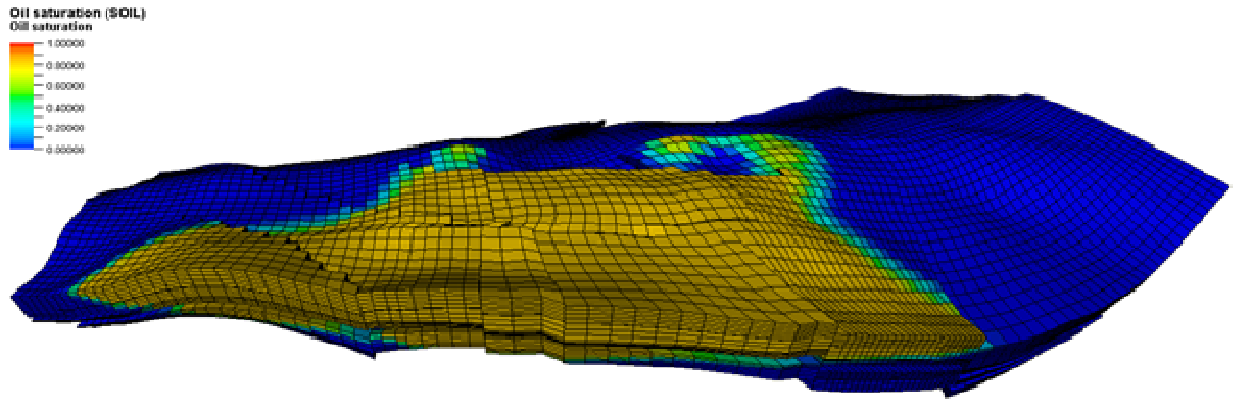


Рисунок 4 – Візуалізація початкової нафтонасиченості

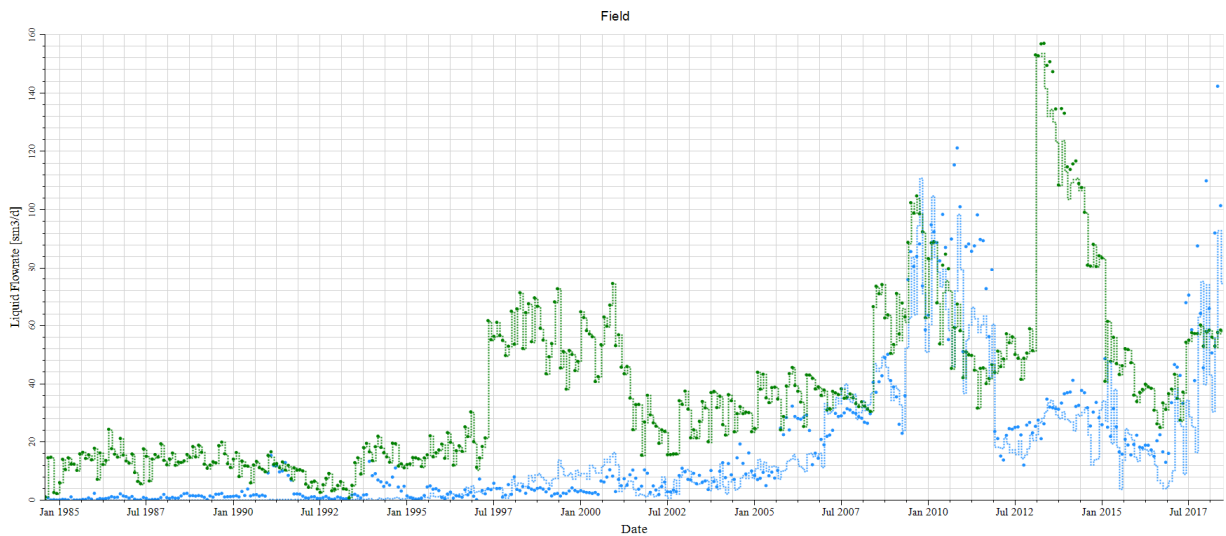


Рисунок 5 – Адаптація історії видобутку нафти та води

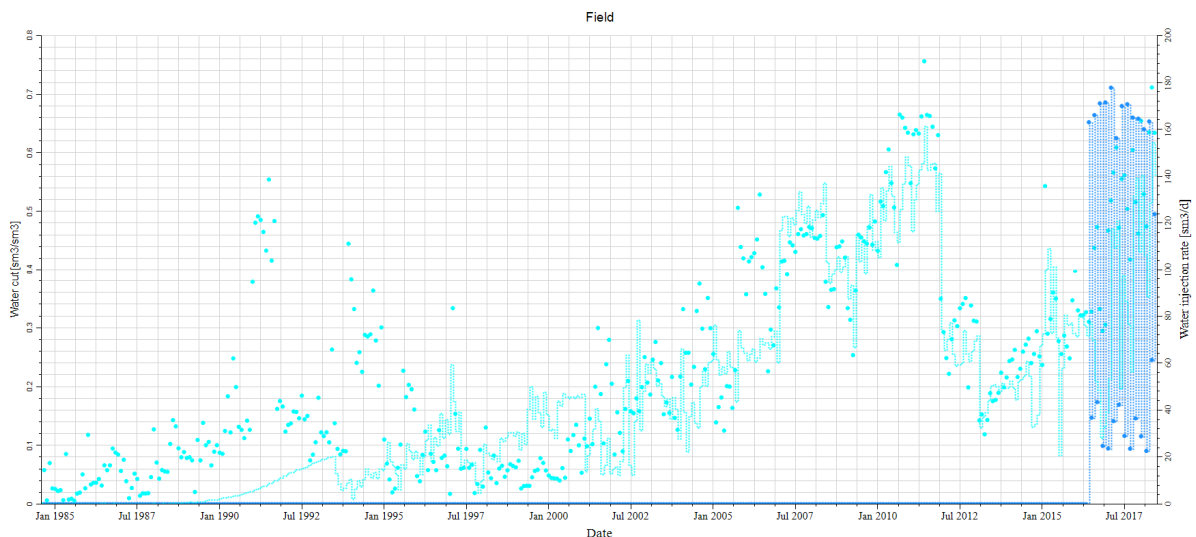


Рисунок 6 – Адаптація історії нагнітання та обводненості продукції

тою над рівнем ВНК, з прив'язкою куба на дані по свердловинах, усереднених за побудованою сіткою.

Відтворення історії розробки родовища

Технологічні показники розробки горизонту імпортовані до симулятора з кроком в один місяць від початку розробки станом на дату

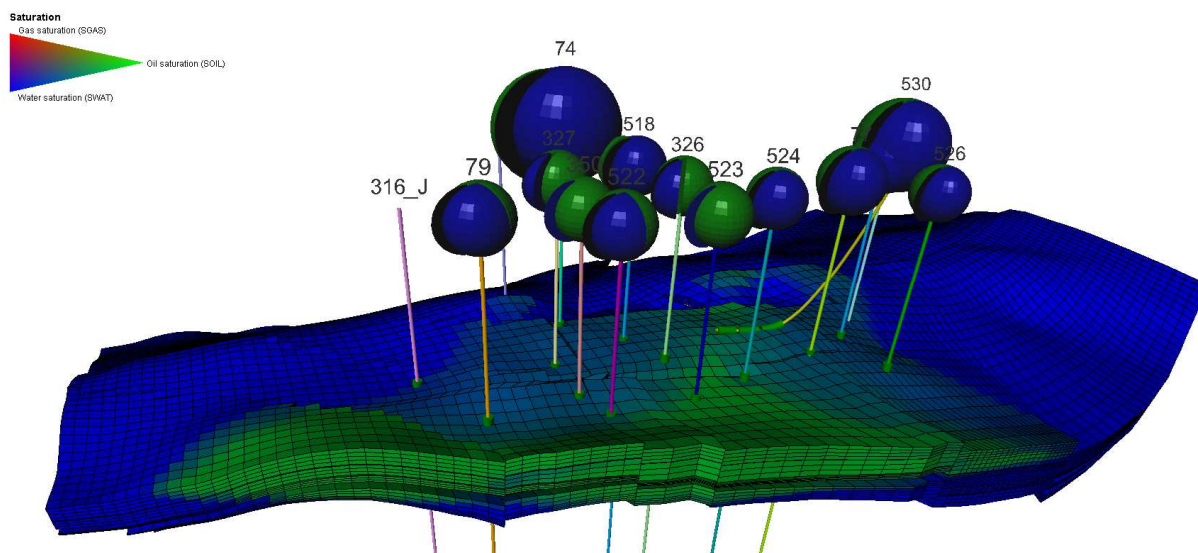


Рисунок 7 – Співвідношення фаз флюїду для випадку постійного нагнітання води свердловиною 316 в об’ємі 600 м³/д станом на 2040 рік

30.06.2018 року. Контроль видобувних свердловин здійснювали за відбором нафти, а нагнітальних – за об’ємом води, що запомповується. Гідродинамічну модель адаптували по всіх свердловинах за відомими технологічними та експлуатаційними даними, такими як: інтервали перфорації, дебіти нафти, води, газу; фактичні коефіцієнти експлуатації свердловин. Моделювання геолого-технологічних заходів, таких як гідравлічний розрив пласта, солянокислотне оброблення, виконується за допомогою від’ємних значень скін-факторів на зв’язках “свердловина – пласт”.

Адаптація історії розробки моделі горизонту задовольняє загальноприйнятій допустимій розбіжності між вимірними даними та результатами розрахунку в 5 – 7 %, тому, модель може бути застосована для прогнозування основних показників розробки родовища.

Слід зауважити, що програмний продукт “Eclipse” не дає змоги врахувати наявність та характеристики підземного чи наземного обладнання свердловин, а враховує лише рух флюїду в пласті через зв’язок продуктивного пласта зі свердловиною. Для доповнення моделі і врахування трубної гідравліки та руху флюїду до пунктів збору продукції рекомендується продовжити роботу з доповненням ПДГТМ програмними продуктами “PipeSim” та “Olga”.

Прогнозування основних показників розробки

З метою оптимізації та підвищення ефективності розробки на родовищі застосовується система ППТ, а тому виникає потреба в моде-

люванні процесу заводнення за різними варіантами. Симуляцію процесу нагнітання проводили за базовим варіантом (адаптованим до історії розробки моделі), за умови **постійного нагнітання води свердловиною 316_J**.

З метою підвищення кінцевого коефіцієнту нафтовилучення запропоновано розглянути такі варіанти обводнення пласта (покладу) [4-6]:

переведення свердловини № 79 під нагнітання із збереженням загального обсягу нагнітання по покладу у межах 600 м³/добу;

переведення під нагнітання свердловин 326 та 327, пробурених у склепінні із збереженням загального нагнітання по покладу у межах 600 м³/добу.

Зміна 3D-розподілу співвідношення фаз для наведених вище варіантів та їх порівняння відображено на рисунках 8 – 9.

Для детального аналізу зміну видобутку нафти, обводненість продукції та накопичений відбір нафти відображено у вигляді графіків на рис. 10 – 11. Тут штрих-пунктирною лінією відображено варіант із постійним нагнітанням води свердловиною 316, крапками – випадок переведення свердловини 79 під нагнітання, пунктир-крапкою – варіант із переведенням під нагнітання свердловин 326 та 327.

Отже, з наведених вище результатів можна зробити висновок, що оптимальним варіантом з досягненням найвищого накопиченого відбору нафти та найменшого накопиченого відбору води є варіант із переведенням під нагнітання свердловини №79 з одночасним збереженням загального нагнітання у поклад на рівні 600 м³/добу.

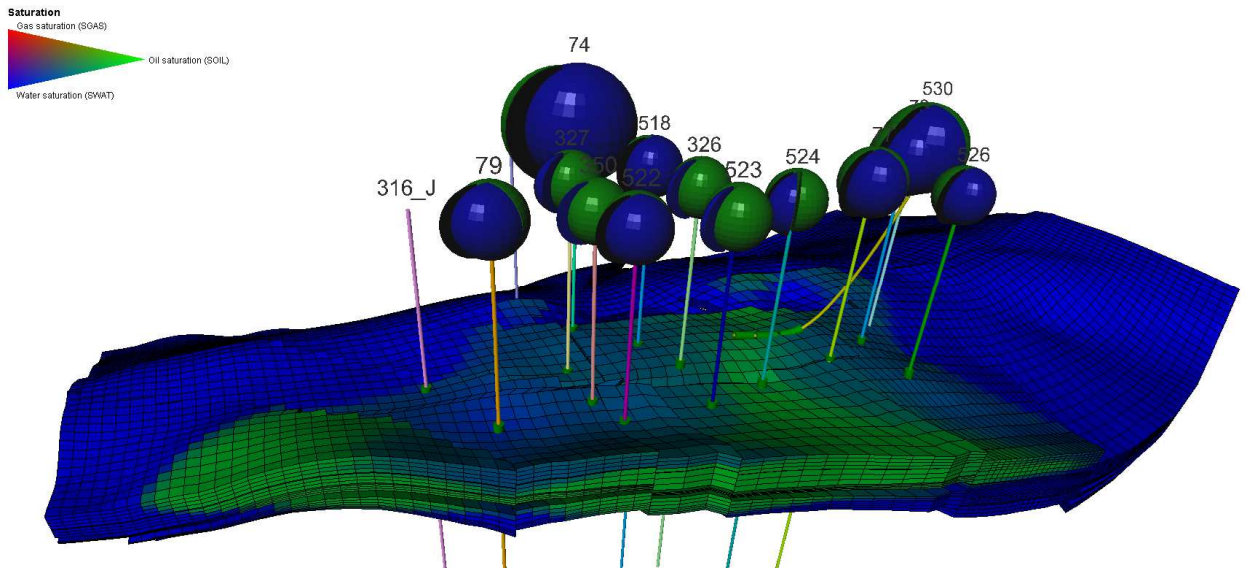


Рисунок 8 – Розподіл співвідношення фаз станом на 2040 рік для випадку переведення свердловини 79 під нагнітання

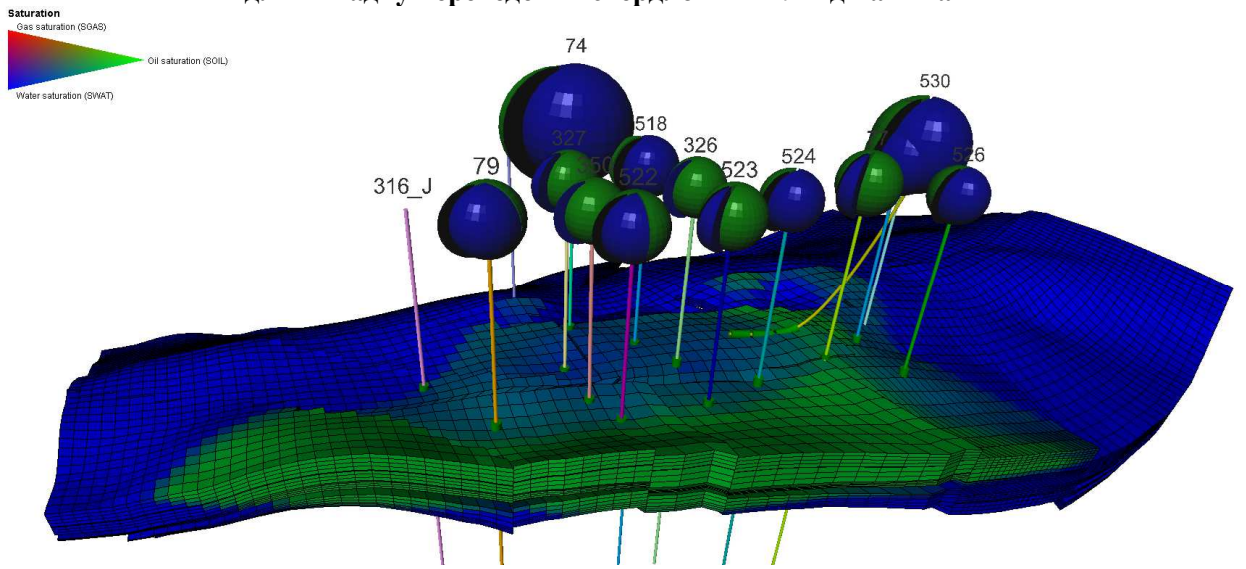


Рисунок 9 – Розподіл співвідношення фаз станом на 2040 рік для випадку переведення свердловин 326 та 327 під нагнітання

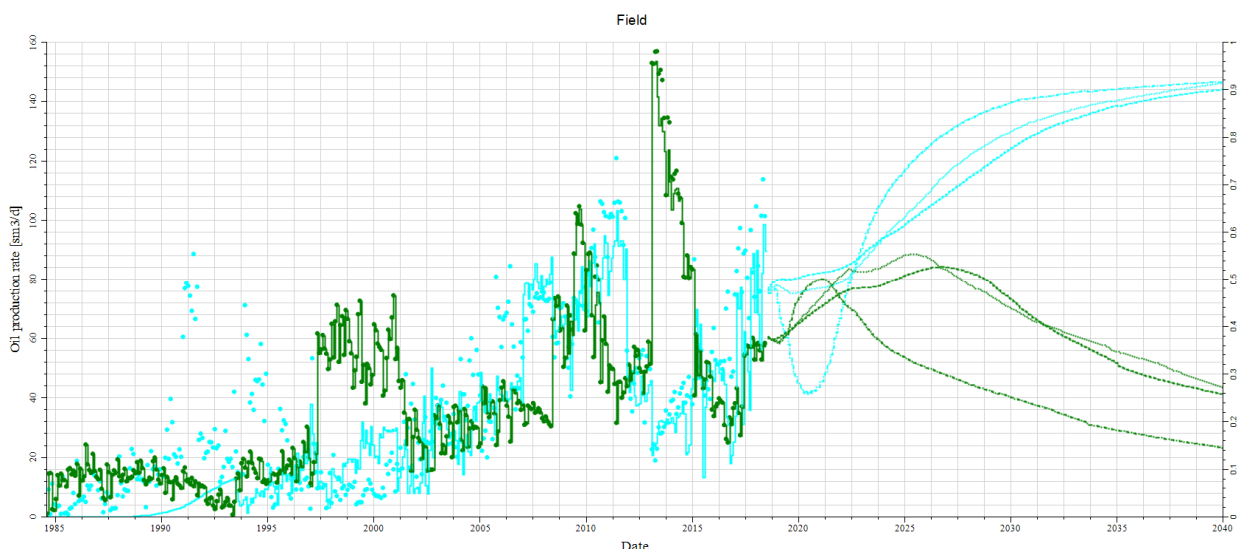
Висновки

Прискорений розвиток технологій та суспільних потреб вимагає від інженерів-нафтовиків не лише вміння працювати з наявною технікою, але й спроможності грамотно, самостійно освоювати нові технології та виконувати роботи у відповідності зі світовими стандартами.

Нафтогазовидобувний комплекс України, безумовно, потребує впровадження новітніх технологій не лише у сектор виробництва, але і в сам процес проектування розробки нафтових і газових родовищ. На заміну складним і громіздким аналітичним розрахункам руху флюїдів у пласті приходять розроблені провідними компаніями світу гідродинамічні симулятори, здатні врахувати особливості кожного нафтогазово-

го об'єкту зокрема. Тому зараз, як ніколи раніше, галузь потребує спеціалістів, які володіють методами моделювання розробки нафтогазових родовищ.

Отже, під час прийняття рішень про подальшу розробку нафтових чи газових родовищ необхідно враховувати усю наявну статистичну інформацію та історію розробки об'єктів, систематично проводити контроль за якістю вхідної інформації, що використовується під час побудови гідродинамічної моделі родовища. При цьому вкрай важливою є тісна взаємодія між виробничниками та спеціалістами з моделювання. Не можна допускати розриву послідовності процесу моделювання та відкидати співпрацю зі спеціалістами з інтерпретації сейсмічних даних, геофізичних досліджень свердловин та геологами.



--- - постійне нагнітання св. 316;
 - переведення св. 79 під нагнітання;
 -.-.- - переведення св. 326 та 327 під нагнітання

Рисунок 10 – Зміна видобутку нафти та обводненості в часі (FOPR, FWCT)

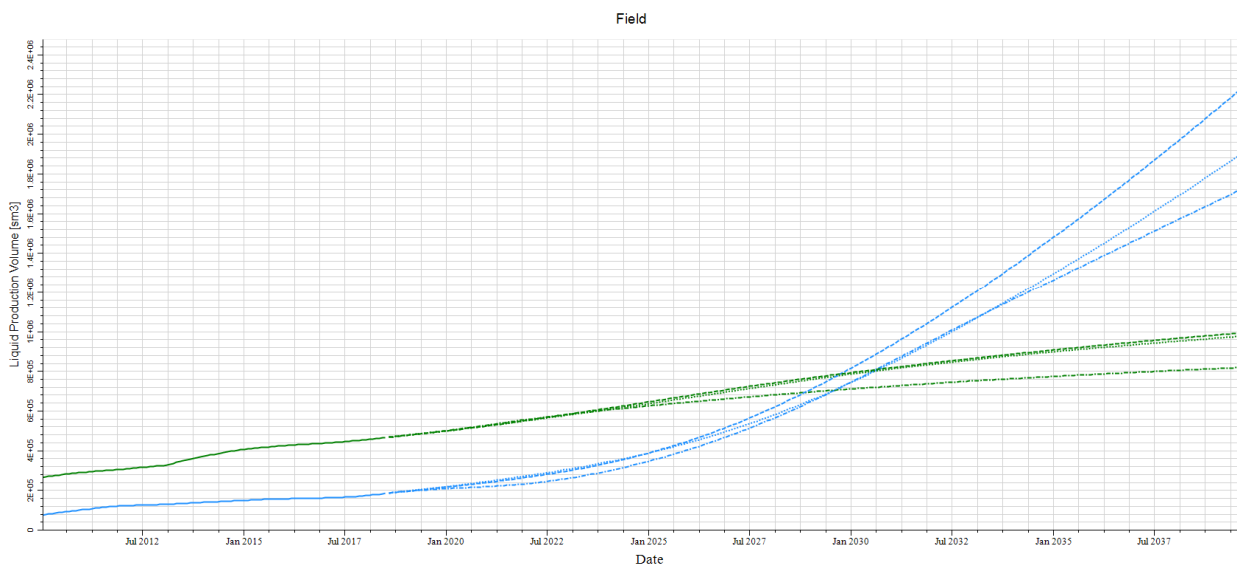


Рисунок 11 – Зміна накопиченого видобутку нафти та води в часі (FOPT, FWPT)

Література

- 1 Eclipse 100 Industry-reference reservoir simulation, Reference manual.
- 2 SIS Petrel fundamentals and reservoir engineering workflow/solutions training.
- 3 Coats, K.H.: Simulation of Oil Reservoir Performance, SPE Symposium Reservoir Simulation, New Orleans, 1982, SPE 10512
- 4 Индрупский И.М. К повышению эффективности уплотнения сетки скважин / Закиров Э.С., Кондрат А.Р. // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 10. – С. 46-52.
- 5 Кондрат О. Р. Прикладні і теоретичні основи підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ газу і нафти: дис. д-ра техн. наук: 05.15.06, Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2014. – 430 с.

- 6 Дорошенко В. М. Напрямки вирішення проблеми розробки виснажених родовищ нафти і газу / В. М. Дорошенко, Д. О. Єгер, Ю. О. Зарубін [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – №4. – С. 108- 110.

Стаття надійшла до редакційної колегії
 08.11.18

Рекомендована до друку
 професором **Тарком Я.Б.**
 (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
 професором **Дорошенко В.М.**
 (Центральна комісія з розробки газових,
 газоконденсатних, нафтових родовищ
 Міністерства енергетики та вугільної
 промисловості України, м. Київ)

Техніка і технології

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2018-4(69)-15-22

ВПЛИВ ЦИКЛІЧНОСТІ НАГНІТАННЯ АЗОТУ З РІЗНИМ ТЕМПОМ У ВИСНАЖЕНИЙ ГАЗОВИЙ ПОКЛАД НА КІНЦЕВИЙ КОЕФІЦІЄНТ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ

*Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова**

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

Обґрунтовано застосування неуглеводневих газів для витіснення залишкового природного газу з виснажених покладів. Для умов гіпотетичного газового покладу округлої форми виконано математичне моделювання процесу витіснення залишкового природного газу азотом в модулі композиційного моделювання GEM, який входить в ліцензовану комп'ютерну програму CMG. Досліджено вплив циклічності законтурного нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на тривалість періоду дорозробки покладу і кінцевий коефіцієнт газовилучення за залишковим газом. Дослідження проведено для різної тривалості циклів нагнітання азоту у поклад (6, 12, 18, 24, 30 і 36 місяців) та різних співвідношень темпів нагнітання азоту і видобутку газу у пластових умовах 1:1; 1,5:1; 2:1. Під час нагнітання азоту у поклад видобувні свердловини зупиняли, а після припинення нагнітання азоту їх знову експлуатували до такого моменту часу, поки пластовий тиск не знизився до $0,1 P_{\text{поч}}$. Потім процес циклічного нагнітання азоту у пласт продовжували і до тих пір, поки азот не прорвався до видобувних свердловин і вміст його у видобувній продукції сягав 5 % об. Результати досліджень обробляли у вигляді графічних залежностей пластового тиску, дебіту газу та коефіцієнта газовилучення за залишковим газом на кінець циклу нагнітання азоту у поклад від кількості циклів нагнітання азоту. Аналіз результатів досліджень свідчить про значний вплив на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом тривалості циклу нагнітання азоту у поклад і співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу, із збільшенням яких коефіцієнт газовилучення поступово зменшується.

Згідно з результатами досліджень оптимальні параметри процесу нагнітання азоту у поклад слід вибирати, виходячи з технологічних результатів, а також з результатів техніко-економічних розрахунків.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, азот, витіснення, нагнітання, циклічність і темп нагнітання азоту.

Обосновано применение неуглеводородных газов с целью вытеснения остаточного газа из истощенных месторождений. Для условий гипотетической газовой залежи круговой формы проведено математическое моделирование процесса вытеснения остаточного газа азотом в модуле композиционного моделирования GEM, который входит в лицензированную компьютерную программу CMG. Исследовано влияние цикличности законтурного нагнетания азота с разным темпом в истощенную газовую залежь на продолжительность периода доработки залежи и конечный коэффициент газоотдачи по остаточному газу. Исследование проведено для различной продолжительности циклов нагнетания азота в залежь (6, 12, 18, 24, 30 и 36 месяцев) и различных соотношений темпов нагнетания азота и добычи газа в пластовых условиях 1:1; 1,5:1; 2:1. При нагнетании азота в залежь добывающие скважины останавливали, а после прекращения нагнетания азота их продолжали эксплуатировать до снижения пластового давления до $0,1 P_{\text{поч}}$. Процесс циклического нагнетания азота в пласт продолжали до тех пор, пока азот не прорвался к добывающим скважинам и его объем в добывающей продукции достигал 5% об. Результаты исследований обрабатывали в виде графических зависимостей пластового давления, дебита газа и коэффициента

Анализ результатов исследований показал значительное влияние на коэффициент газовой отдачи по остаточному газу продолжительности цикла нагнетания азота в залежь и соотношения темпов нагнетания азота и добычи газа, с увеличением которых коэффициент газовой отдачи постепенно уменьшается. Согласно результатам исследований оптимальные параметры процесса нагнетания азота в залежь следует выбирать, исходя из технологических результатов и технико-экономических расчетов.

Ключевые слова: залежь, скважина, газ, азот, вытеснение, нагнетания, цикличность и темп нагнетания азота.

The application of non-hydrocarbon gases with the aim of displacing residual gas from depleted fields is substantiated. Mathematical modeling is carried out of the process of residual gas displacing with nitrogen in the GEM compositional simulating module under the conditions of a hypothetical gas reservoir of circular shape. The said module is a part of the licensed CMG computer program. The effect of the cyclical nature of the aquifer injection nitrogen into depleted gas reservoir at different rates till the final gas recovery coefficient for residual gas is developed. The study concerns different durations of nitrogen injection cycles into the reservoir (6, 12, 18, 24, 30, and 36 months) and various correlations of the rates of nitrogen injection and gas production in reservoir conditions of 1:1; 1.5:1; 2:1. During the nitrogen injection into the reservoir, the output wells stopped; whereas after surcease of the nitrogen injection, they were again exploited until the reservoir pressure reached to $0.1 P_{primary}$. Then the process of cyclic nitrogen injection into the layer continued, until nitrogen break through into the producing wells and its content in the produced products reached 5% vol. The research results were processed in the form of graphical dependencies of reservoir pressure, gas flow rate and gas recovery coefficient for residual gas at the end of the cycle of nitrogen injection into the reservoir as a function of the number of such cycles. The research results indicate a significant effect on the gas recovery coefficient for the residual gas of the duration of the cycle of nitrogen injection into the reservoir and the ratio of rates of nitrogen injection and gas production, with an increase in which the coefficient of gas output gradually decreases. According to the research results, the optimal parameters of the process of nitrogen injection into the reservoir should be chosen on the basis of technological results, as well as technical and economic calculations.

Key words: reservoir, well, gas, nitrogen, displacement, injection, cyclicity and nitrogen injection rate.

Постановка проблеми дослідження

У процесі розробки газові поклади поступово виснажуються. Згідно з промисловими даними в закінчених розробкою у газовому режимі покладах на момент припинення рентабельного видобутку у пласті всередньому залишається до 10-15 % газу від початкових запасів. Така велика кількість залишкового газу пояснюється макронеоднорідною будовою продуктивних відкладів, нерівномірним розміщенням видобувних свердловин на площі газоносності і необхідністю підтримання на гирлах свердловин певного (мінімального) тиску для подачі газу в систему збору, підготовки і транспортування. В умовах постійного зростання попиту на вуглеводневу сировину і поступового вичерпання її запасів у відкритих родовищах довидобуток залишкового газу з виснажених родовищ є актуальним. До можливих напрямів підвищення газовилучення з виснажених газових покладів відноситься витіснення з пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами, рідинами та їх сумішами. Реалізація цього напрямку видобутку залишкового природного газу з виснажених газових покладів вимагає відповідного

експериментального і теоретичного обґрунтування.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Питанню витіснення з порід колекторів природного газу різними витіснювальними агентами присвячена значна кількість досліджень і публікацій. Стосовно до виснажених газових родовищ, найбільший інтерес викликає застосування неуглеводневих газів (діоксиду вуглецю, викидних і димових газів, азоту та інших) для витіснення з пористого середовища залишкового природного газу. Результати виконаних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність застосування неуглеводневих газів для витіснення залишкового природного газу з виснажених родовищ [1-11].

Згідно з результатами лабораторних досліджень на лінійних, горизонтальних однорідних і макронеоднорідних моделях пласта найкращими газовитіснювальними властивостями володіє діоксид вуглецю. В окремих експериментах коефіцієнт витіснення ним вуглеводневого газу (метану) досягав 81-94,7 % [6]. Дещо нижчими, але досить високими газовитіснювальними властивостями характеризуються димові гази і азот. Серед

невуглеводневих газів найбільш доступним є азот. Його можна отримати в будь-якому місці з повітря за допомогою установок, які випускаються промисловістю. Основні витрати при використанні азоту пов'язані з вартістю установок і електроенергії для їх роботи. Ці витрати можна зменшити додаванням до азоту вибухобезпечної кількості повітря, а також інших невуглеводневих газів, якщо їх кількість недостатня для самостійного використання або в суміші з повітрям. Шляхом математичного моделювання процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад обґрунтовано значення тиску початку нагнітання азоту, тривалості і періодичності його нагнітання, розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газонасності, роботи і зупинки видобувних свердловин на площі газонасності [7-10]. Проте у відомих дослідженнях відсутні дані про вплив циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад, що послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

Формулювання цілей статті

За результатами математичного моделювання процесу витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого газового покладу округлої форми оцінити вплив на кінцевий коефіцієнт газовилучення циклічності законтурного нагнітання азоту з різним темпом у поклад.

Методика дослідження

Для оцінки впливу циклічності нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на характеристики процесу витіснення залишкового природного газу виконано математичне моделювання в модулі композиційного моделювання GEM, який входить в ліцензовану комп'ютерну програму CMG (Computer Modelling Group). Дослідження виконано на прикладі гіпотетичного газового покладу округлої форми з такими параметрами: радіус початкового контуру газонасності – 3000 м, площа газонасності – $28,26 \cdot 10^6$ м², товщина пласта – 13 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,14, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнт абсолютної проникності пласта – 0,2 мкм², глибина залягання продуктивного пласта (середня глибина свердловини) – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К, відносна густина газу –

0,6. Запаси газу, підраховані програмою CMG, – 11,713 млрд.м³.

Газовий поклад розробляють в режимі виснаження 12 видобувними свердловинами, які розміщені у вигляді кругової батареї радіусом 1500 м. Свердловини експлуатують в режимі постійної депресії на пласт 0,02 МПа з початковим дебітом газу однієї свердловини 125 тис.м³/доб.

Після зниження пластового тиску до 0,1 від початкового тиску $P_{\text{поч}}$ здійснюють нагнітання у пласт азоту через 12 нагнітальних свердловин, які розміщені на початковому контурі газонасності у вигляді батареї з радіусом 3000 м.

Запомповування азоту в нагнітальні свердловини здійснюють циклічно протягом заданого періоду часу. Під час нагнітання азоту у поклад видобувні свердловини зупиняють, а після припинення нагнітання азоту їх знову експлуатують до такого моменту часу, поки пластовий тиск не знизиться до 0,1 $P_{\text{поч}}$. Потім процес циклічного нагнітання азоту у пласт продовжують і так до тих пір, поки азот не прорветься до видобувних свердловин, і вміст його у видобувній продукції досягне 5 % об.

Дослідження виконано для циклів нагнітання азоту у поклад різної тривалості (6, 12, 18, 24, 30 і 36 місяців) та різного співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу у пластових умовах 1:1; 1,5:1; 2:1.

Результати дослідження

Розрахунки прогнозних технологічних показників дорозробки покладу із циклічним нагнітанням азоту у пласт з різним темпом виконували з кроком у часі 1 рік. Для кожного моменту часу визначали пластовий тиск, дебіт видобувної свердловини по газу та азоту, вміст азоту у свердловинній продукції і розраховували коефіцієнт газовилучення за залишковим газом. За результатами досліджень будували відповідні графічні залежності.

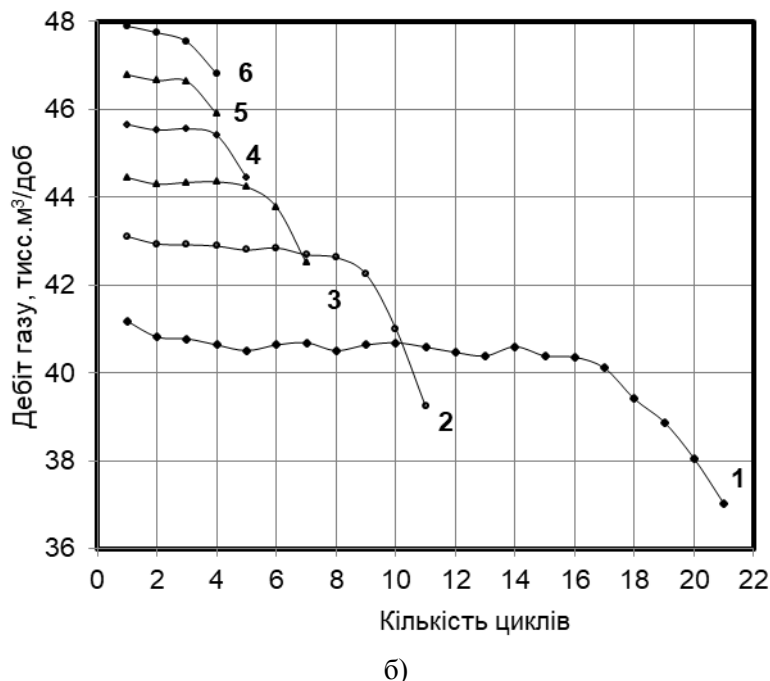
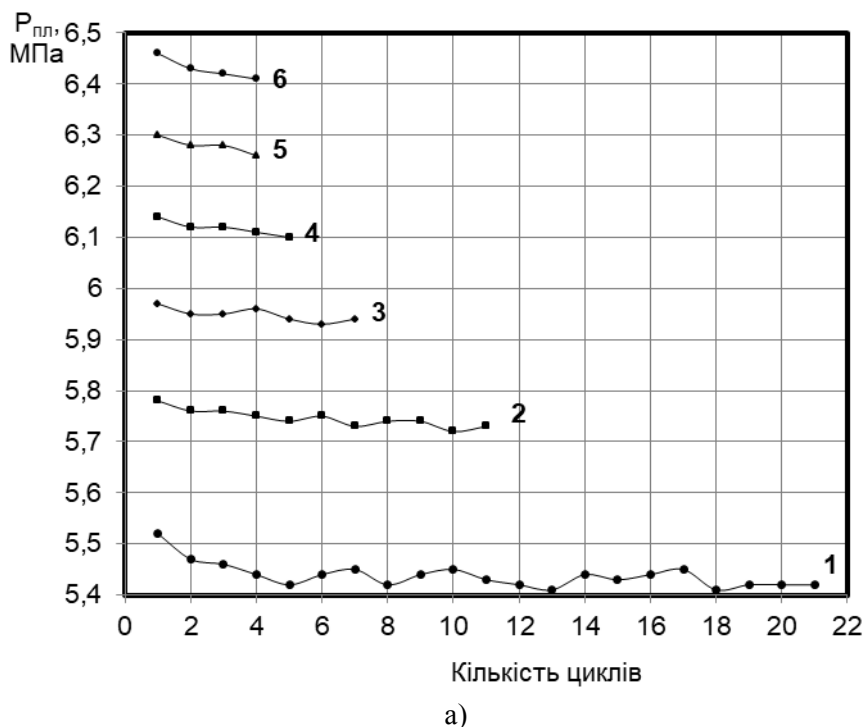
На рисунку 1а зображено залежності пластового тиску на кінець циклу нагнітання азоту у поклад від кількості циклів при співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу у пластових умовах 1:1 для різної тривалості циклів.

Для кожної тривалості циклу нагнітання азоту у поклад ці залежності мають вигляд прямої горизонтальної лінії, що свідчить про досягнення на кінець кожного циклу однакових значень пластового тиску. Аналогічні

залежності отримано також для співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу 1,5:1 і 2:1. Згідно з результатами досліджень пластовий тиск на кінець кожного циклу нагнітання азоту у поклад буде тим більший, а тривалість періоду дорозробки покладу буде тим меншою, чим більше співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу і більша тривалість

циклу нагнітання азоту.

Так, для різного співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу (1:1; 1,5:1; 2:1) і тривалості циклу нагнітання азоту 6; 12; 18; 36 місяців пластовий тиск на кінець кожного циклу нагнітання азоту зростає відповідно з 3,33 до 5,44; 5,75; 5,95; 6,42 МПа (1:1); 5,51; 5,82; 6,03; 6,62 МПа (1,5:1); 5,56; 5,86; 6,05; 6,81 МПа (2:1).



1 – 6, 2 – 12, 3 – 18, 4 – 2, 5 – 30, 6 – 36 місяців

Рисунок 1 – Залежності пластового тиску на кінець циклу нагнітання азоту у поклад (а) і дебіту газу (б) від кількості циклів нагнітання азоту у поклад при співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу 1:1 для різної тривалості циклів

При циклічному нагнітанні азоту у поклад досягаються однакові значення дебіту газу для кожної тривалості циклу нагнітання азоту, але після прориву азоту у видобувні свердловини дебіт газу різко зменшується (рисунок 1б). Дебіт газу зростає із збільшенням тривалості циклів нагнітання азоту у поклад і співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу.

Наведені у таблиці 1 розрахункові дані дозволяють оцінити фактичні значення тривалості періоду дорозробки покладу при циклічному нагнітанні в нього азоту з різним темпом. Для розглядуваного прикладу тривалість періоду дорозробки покладу на момент прориву азоту змінюється від 72 до 130 місяців, а за вмісту у видобувній продукції 5 % об. азоту – від 161 до 248 місяців.

Таблиця 1 – Значення тривалості періоду дорозробки покладу для різної тривалості циклів нагнітання азоту та різного співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу на момент прориву азоту і досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об.

Тривалість циклу нагнітання азоту	Тривалість періоду дорозробки покладу(місяці)					
	1:1		1,5:1		2:1	
	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.
6	130	248	108	204	94	180
12	130	244	106	199	93	180
18	127	235	106	196	92	176
24	125	232	103	194	92	172
30	125	224	104	191	74	162
36	120	214	81	180	72	161

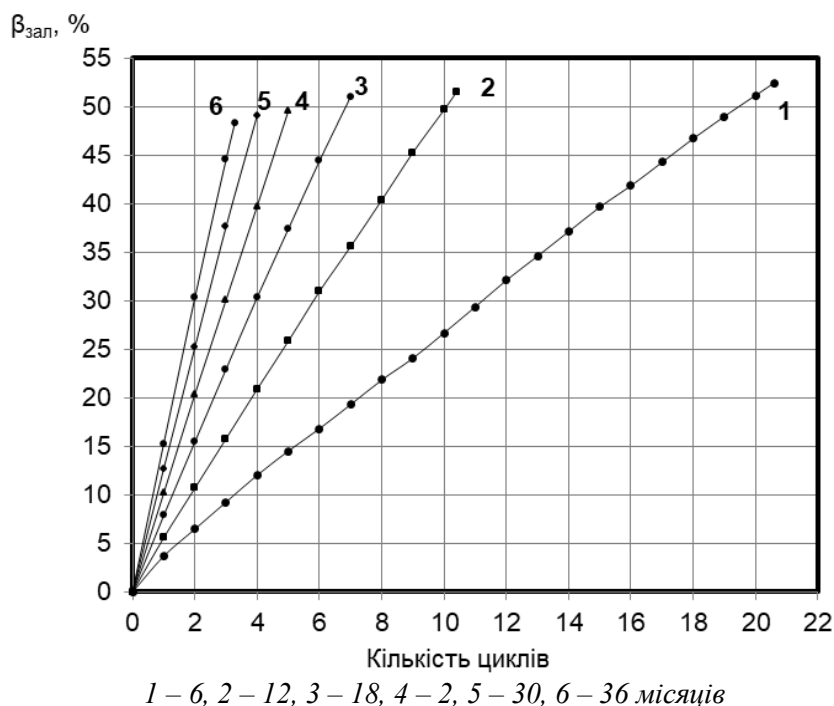


Рисунок 2 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від кількості циклів нагнітання азоту у поклад при співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу 1:1 для різної тривалості циклів нагнітання азоту у поклад

Час прориву азоту до видобувних свердловини залежить від тривалості циклів нагнітання азоту та співвідношення темпів нагнітання азоту та видобутку газу і зменшується з їх збільшенням (таблиця 1).

Розробку покладу розпочато 01.01.2016 р., а нагнітання азоту у поклад - 01.09.2015 р.

Аналіз результатів досліджень свідчить, що коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає із збільшенням кількості циклів нагнітання азоту у поклад і зменшенням співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу. На рисунку 2 для прикладу показано відповідні залежності тільки для

співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу 1:1. Для інших значень цього параметра (1,5:1; 2:1) характер розглядуваних залежностей аналогічний. У розрахунках отримано наступні значення коефіцієнта газовилучення по залишковому газу на момент досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об.: при співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу 1:1 і тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців – 52,46 % за

газом від тривалості циклів нагнітання азоту у поклад для різного співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу, які зображено на рисунку 3.

Аналіз результатів досліджень свідчить про значний вплив на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом тривалості циклу нагнітання азоту у поклад і співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу. Із збільшенням цих параметрів коефіцієнт

Таблиця 2 – Значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом для різної тривалості циклів нагнітання азоту та різного співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу на момент прориву азоту у видобувній свердловині і досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об.

Тривалість циклу нагнітання азоту	Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, %					
	1:1		1,5:1		2:1	
	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.
6	29,04	52,46	27,63	51,42	26,61	50,55
12	27,45	51,62	26,06	50,64	25,14	49,78
18	26,00	50,74	24,72	49,79	23,73	48,97
24	25,03	49,87	23,74	48,95	22,54	48,09
30	24,19	49,12	22,79	48,11	21,71	47,12
36	23,67	48,28	22,26	47,15	21,08	46,25

кількості циклів 20,6, а при тривалості циклу 36 місяців – 48,28 % за кількості циклів – 3,28; при співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу 1,5:1 і тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців – 51,42 % за кількості циклів 14,6, а за тривалості циклу нагнітання азоту 36 місяців – 47,15 % за кількості циклів – 2,1; при співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу 2:1 і тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців – 50,55 % за кількості циклів 11, а за тривалості циклу нагнітання азоту 36 місяців – 46,25 % за кількості циклів 1,66.

Узагальнені результати досліджень впливу тривалості циклу нагнітання азоту у пласт і співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом наведено в таблиці 2.

Аналіз наведених в таблиці 2 результатів досліджень свідчить, що для розглянутих розрахункових варіантів коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент прориву азоту у видобувній свердловині змінюється від 21,08 % до 29,04 %, а на момент досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. – від 46,25 % до 52,46 %.

З використанням результатів виконаних досліджень побудовано графічні залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим

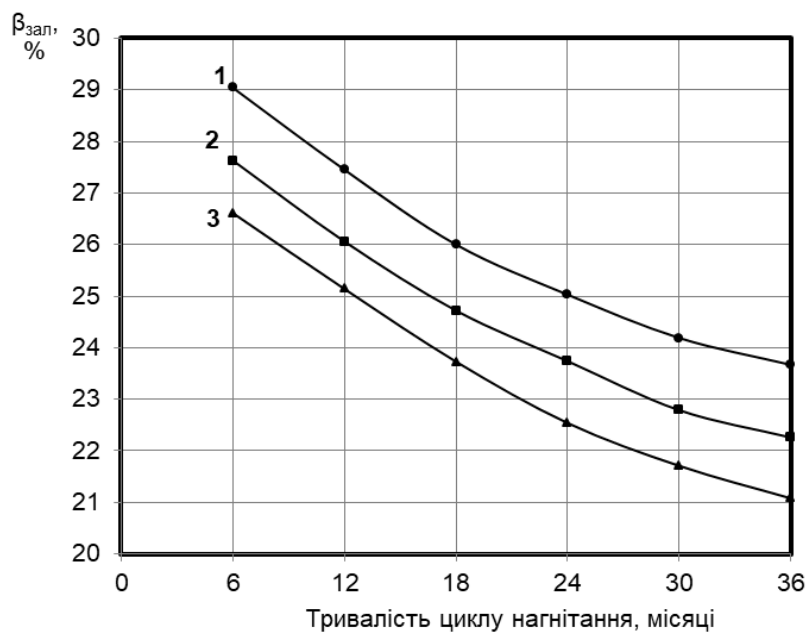
газовилучення поступово зменшується. На момент прориву азоту у видобувній свердловині залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тривалості циклу нагнітання азоту поступово виположуються (рисунок 3а), а на момент досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. мають вигляд, близький до прямолінійного (рисунок 3б). Такий характер залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від розглядуваних параметрів пояснюється тим, що із збільшенням співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу зростає кінцевий пластовий тиск (див. рисунок 1) і відповідно за інших однакових умов більша кількість природного газу залишається у пласті. Тобто більша кількість природного газу заземлюється азотом у пористому середовищі.

Зменшення коефіцієнта газовилучення із збільшенням тривалості циклу нагнітання азоту у поклад пов'язане із зменшенням фактичного часу експлуатації свердловин, так як це показано в таблиці 3.

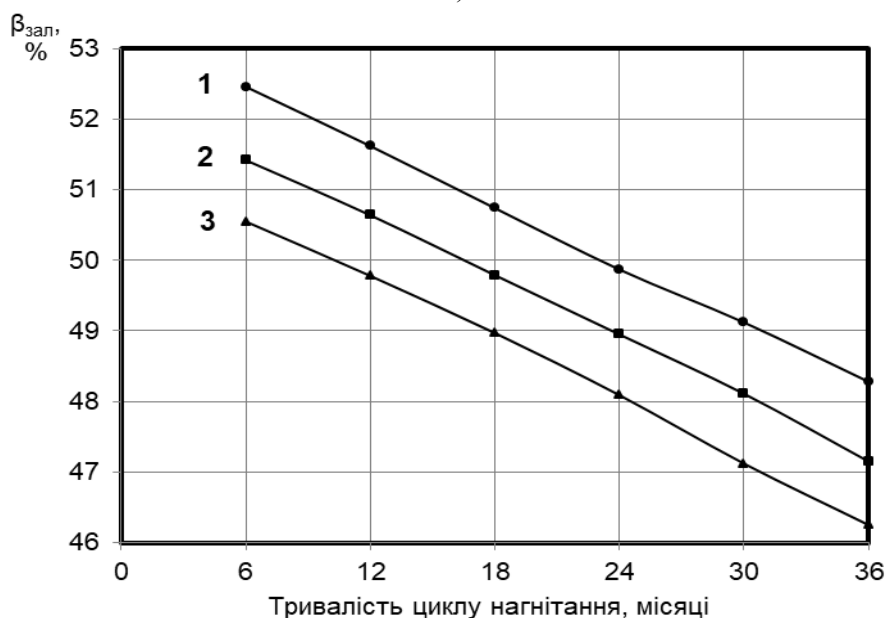
Так, зі збільшенням тривалості циклу нагнітання азоту у поклад з 6 до 36 місяців тривалість часу експлуатації свердловин для різних значень співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу на момент

прориву азоту зменшується з 73 до 39 місяців, а на момент досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. – від 133 до 94 місяців.

Отже, правильний вибір значень тривалості циклів нагнітання та темпів нагнітання азоту у поклад дозволяє отримати більші величини коефіцієнта газовилучення за залишковим газом і підвищити ефективність процесу витіснення з пористого середовища залишкового природного газу азотом.



а)



б)

1 - 1:1, 2 - 1,5:2, 3 - 2:1

Рисунок 3 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тривалості циклу нагнітання азоту при різному співвідношенні темпів нагнітання азоту і видобутку газу на момент прориву азоту (а) та досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. (б)

Висновки

На прикладі гіпотетичного газового покладу округлої форми виконано дослідження впливу циклічності законтурного нагнітання азоту з різним темпом у виснажений газовий поклад на кінцевий коефіцієнт газовилучення за залишковим газом. Результати досліджень свідчать про значний вплив тривалості циклу та темпу нагнітання азоту на коефіцієнт газовилучення. Для умов прикладу

максимальне значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом можна отримати за співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу з покладу 1:1 і тривалості циклу нагнітання азоту 6 місяців. Однак при цьому тривалість періоду дорозробки покладу є найбільшою. Тому в кожному конкретному випадку тривалість циклу і темп нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з метою витіснення

залишкового природного газу слід вибирати, placement by nitrogen / Р.М. Кондрат, Л.І.

Таблиця 3 – Тривалість часу експлуатації свердловин для різних значень тривалості циклу нагнітання азоту і співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу

Тривалість циклу нагнітання азоту	Тривалість експлуатації свердловин (місяці)					
	1:1		1,5:1		2:1	
	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.	Прорив азоту	Вміст азоту 5 % об.
6	73	133	68	128	64	122
12	64	123	60	119	57	114
18	59	117	55	113	51	109
24	56	114	51	109	46	104
30	53	110	47	104	43	100
36	51	105	43	99	39	94

виходячи з техніко-економічних розрахунків.

Література

- 1 Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений [Текст]: учебн. пос. для вузов / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1980. – 334 с.
 - 2 Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов [Текст] / Р.М.Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
 - 3 A.T. Turta, S.S.K. Sim, A.K. Singhal, B.F. Hawkins, “Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement”, PETSOC-08-10-39, 12-14 June, Calgary, Alberta, 2007.
 - 4 Chawarwan Khan, Robert Amin & Gary Madden, “Economic Modelling of CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Storage: A Reservoir Simulation Study of Operational Parameters”, Energy and Environment Research; Vol. 2, No. 2; 2012.
 - 5 B. Feather, R.A. Archer, “Enhanced Natural Gas Recovery by Carbon Dioxide Injection for Storage Purposes”, 17th Australasian Fluid Mechanics Conference, New Zealand, 5-9 December 2010.
 - 6 SPE130151. Enhanced Gas Recovery, Challenges shown at the example of three gas fields, Torsten Clemens, OMV; Severin Secklehner, OMV; Konstantinos Mantatzis, OMV; Bas Jacobs, OMV.
 - 7 Кондрат Р.М. Дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилучення залишкового природного газу / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – №2(59). – С.51-57.
 - 8 Кондрат Р.М. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas dis-
- Хайдарова // Науковий вісник НГУ. – 2017. – № 5. – С. 23-28.
- 9 Кондрат Р.М. Вплив розміщення видобувних свердловин на коефіцієнт газовилучення при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад кругової форми / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2017. – №4(65). – С.34-39.
 - 10 Кондрат Р.М. Дослідження процесу витіснення залишкового природного газу азотом із виснаженого газового родовища за різної тривалості періоду нагнітання азоту в пласт / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – №1(58). - С.60-67.
 - 11 Sinisha A. Jikich, Duane H. Smith, W. Neal Sams, Grant S. Bromhal, “Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide Sequestration: A Simulation Study of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters”, SPE 84813, 6-10 September, Pittsburgh, Pennsylvania, 2003.

Стаття надійшла до редакційної колегії
25.10.18

Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Акульшиним О.О.**
(АТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)

ПІДВИЩЕННЯ КОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

О.Р. Кондрат, Д.О. Шишкіна

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua*

Досліджено ефективність дорозробки газоконденсатних родовищ на завершальній стадії розробки. Проаналізовано особливості вилучення сконденсованих вуглеводнів за низьких пластових тисків та розглянуто ефективність методів підвищення конденсатовилучення з виснажених газоконденсатних родовищ.

Розроблено теоретичну модель простого за будовою виснаженого газоконденсатного родовища з однорідними фільтраційно-ємнісними властивостями. За допомогою гідродинамічного симулятора Eclipse 300 досліджено процеси підвищення газоконденсатовилучення з виснажених газоконденсатних родовищ нагнітанням в пласт сухого вуглеводневого газу, азоту, вуглекислого газу, облямівки пропан-бутанової фракції з переміщенням її по пласту азотом та шляхом заводнення. Визначено ефективність газоконденсатовилучення для різних випадків розміщення нагнітальних свердловин, а також вплив на процес розробки газоконденсатного родовища наявності активних пластових вод.

За результатами проведених досліджень встановлено, що за наявності активного контуру пластових вод, найбільш ефективним є розміщення нагнітальних свердловин в приконтурній зоні родовища.

Загалом впровадження методів підвищення конденсатовилучення на газоконденсатних родовищах з великим вмістом конденсату необхідно проводити від початку його розробки, щоб запобігти втраті вуглеводнів у результаті ретроградної конденсації. На виснажених газоконденсатних родовищах ефект від впровадження методів підвищення конденсатовилучення порівняно незначний.

Встановлено, що найкращим витіснювальним агентом є вуглекислий газ. Його рекомендується нагнітати в приконтурну частину родовища. За відсутності активного водоносного горизонту його застосування буде ще ефективнішим.

Ключові слова: розробка газоконденсатних родовищ, гідродинамічна модель, композиційна модель, конденсатовилучення.

Исследована эффективность доразработки газоконденсатных месторождений на завершающей стадии разработки. Проанализированы особенности извлечения сконденсированных углеводородов при низких пластовых давлениях и рассмотрена эффективность методов повышения конденсатоизвлечения из истощенных газоконденсатных месторождений.

Разработана теоретическая модель простого по строению истощенного газоконденсатного месторождения с однородными фильтрационно-емкостными свойствами. С помощью гидродинамического симулятора Eclipse 300 исследованы процессы повышения газоконденсатоизвлечения из истощенных газоконденсатных месторождений при закачке в пласт сухого углеводородного газа, азота, углекислого газа, каймы пропан-бутановой фракции с перемещением ее по пласту азотом и путем заводнения. Установлена эффективность газоконденсатоизвлечения при различном размещении нагнетательных скважин, а также влияние на процесс разработки газоконденсатного месторождения наличия активных пластовых вод.

По результатам проведенных исследований установлено, что при наличии активного контура пластовых вод наиболее эффективным является размещение нагнетательных скважин в приконтурной зоне месторождения.

Внедрение методов повышения конденсатоизвлечения на газоконденсатных месторождениях с большим содержанием конденсата необходимо проводить от начала разработки месторождения с целью предотвращения потерь углеводородов в результате ретроградной конденсации. На истощенных газоконденсатных месторождениях эффект от внедрения методов повышения конденсатоизвлечения сравнительно небольшой.

Установлено, что лучшим вытеснительным агентом является углекислый газ. Его рекомендуется нагнетать в приконтурную часть месторождения. При отсутствии активного водоносного горизонта его применение будет еще более эффективным.

Ключевые слова: разработка газоконденсатных месторождений, гидродинамическая модель, композиционная модель, конденсатоизвлечение.

The efficiency of gas condensate fields additional development at the final stage was investigated. The feature of condensed hydrocarbon production at low reservoir pressures is analyzed and the effectiveness of methods for

The theoretical model of the simplified depleted gas condensate field with homogeneous volume and reservoir properties is developed. The study involves processes of the gas condensate recovery from depleted gas condensate fields enhancement through the injection of dry hydrocarbon gas, nitrogen, carbon dioxide gas into a bed, fringe of the propane-butane fraction with its transfer along the bed through nitrogen and by flooding are investigated using the hydrodynamic simulator Eclipse 300. The effectiveness of various placements of injection wells and the active reservoir water effect on the gas condensate field exploitation are outlined.

The research proved that the placement of injection wells in the contour zone is the most effective when reservoir water active contour is available.

In general, the introduction of methods for condensate recovery enhancement in gas condensate fields with high level of condensate should be carried out from the beginning of the field exploitation to prevent the loss of hydrocarbons because of retrograde condensation. The effect of introducing methods for the condensate recovery enhancement is relatively inconsiderable in the depleted gas condensate fields.

Carbon dioxide turned out to be displacing agent. Its injection in the contour part of the field is recommended, in particular, this value will be even higher if the active water bed is not available.

Keywords: development of gas condensate fields, hydrodynamic model, compositional model, condensate recovery.

Постановка проблеми дослідження

Значна кількість родовищ природних вуглеводнів України на сьогоднішній день увійшла в період спадного видобутку і розробляється в режимі виснаження пластової енергії. Однак, у виснажених газових і газоконденсатних родовищах ще знаходяться значні залишкові запаси вуглеводнів – як природного газу, так і вуглеводневого конденсату. Середній кінцевий коефіцієнт газовилучення газоконденсатних родовищ в умовах газового режиму розробки становить 85-90 %, а в умовах водонапірного режиму – 70-85 %. Кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення газоконденсатних родовищ, що розробляються в режимі виснаження пластової енергії, досягає низьких значень (15-40 %) і залежить від вмісту стабільного конденсату в продукції.

Більшість особливостей та ускладнень, що виникають у процесі розробки газових і газоконденсатних родовищ на завершальній стадії, зумовлені двома чинниками - обводненням пластів і ретроградною конденсацією.

До залишкових і не залучених в розробку запасів вуглеводнів у газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищах відносяться:

- газ і конденсат у газовій фазі, що залишилися в газонасиченій частині родовищ і в зонах пласта, які не були охоплені розробкою або недостатньо дреналися;
- защемлений газ і конденсат в обводнених зонах родовищ;
- вуглеводневий конденсат, що випав з газу у пласті під час розробки газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищ в режимі виснаження пластової енергії [1-5].

Виходячи із умов гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні залучення в розробку залишкових запасів газу і вуглеводневого конденсату виснажених газоконденсатних родовищ має першочергове державне значення.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Можливими напрямками видобування конденсату, що випав з газу у пласті, є переведення його в газову фазу з подальшим видобуванням разом з газом, витіснення з пористого середовища різними робочими агентами та поєднанням цих процесів [8, 13, 15, 22].

Перевести конденсат в газову фазу можна шляхом нагнітання в пласт газу високого тиску, застосуванням термічних методів (нагнітання теплоносіїв, підвищення температури за рахунок спалювання частини конденсату у пласті), а також поєднання теплового та гідродинамічного діянь на газоконденсатні пласти [8, 15, 23]. Реалізація газових методів підвищення конденсатовилучення пов'язана з нагнітанням у пласт великих об'ємів газу при високих пластових тисках, що нереально в умовах гострого дефіциту газу в Україні. Іншим напрямком переведення конденсату в газову фазу є застосування незрівноваженого сухого газу низького тиску [7, 9, 20].

Тиск переведення конденсату в газову фазу та об'єм газу, необхідний для нагнітання у пласт, можна зменшити збагаченням сухого газу пропан-бутановою фракцією чи проміжними вуглеводнями. Як проміжні можна використовувати широку фракцію легких вуглеводнів та інші суміші, які характеризуються підвищеним вмістом етану, пропану і бутану [6, 18, 21].

З метою здешевлення процесу видобування залишкового конденсату рекомендовано використовувати як носії

(розчинники) пропан-бутанової фракції і проміжних вуглеводнів неуглеводневі газу, зокрема азот, димові газу і викидні газу двигунів внутрішнього згорання і газотурбінних двигунів [8, 14, 16, 17].

Для витіснення конденсату з пористого середовища запропоновано використовувати

Досліджувана модель характеризується параметрами, які можна поділити на декілька груп:

дані про структуру модельованого об'єкту, що включають:

дані про контакти флюїдів (ГВК);

відомості про розподіл фільтраційно-

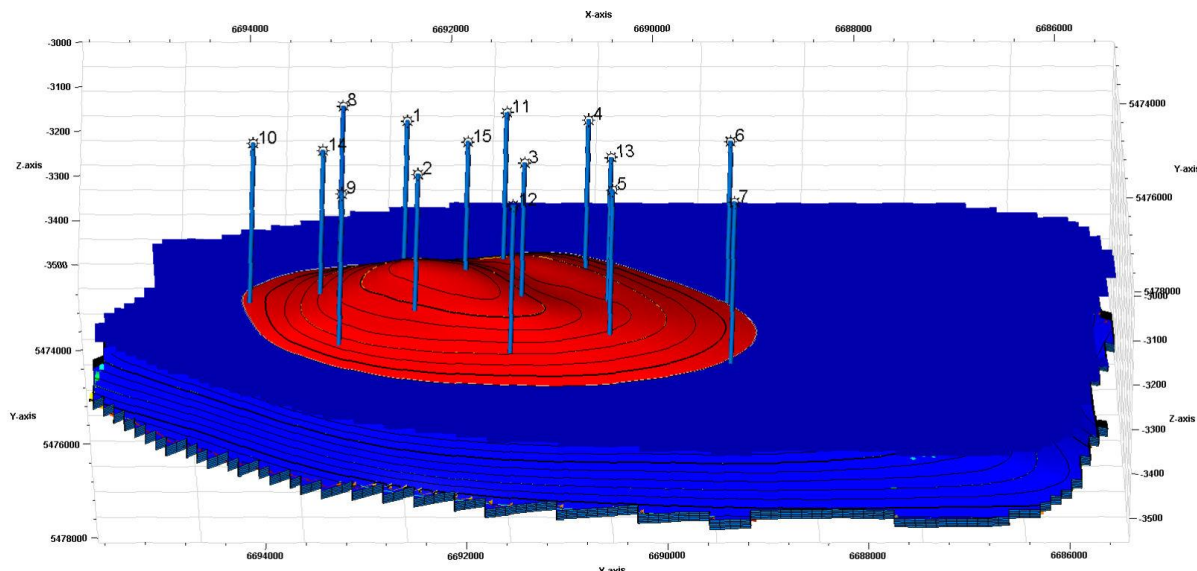


Рисунок 1 – Газоводяний контакт моделі А

воду, водні розчини поверхнево-активних речовин (ПАВ) і полімерів, водогазові суміші, а також облямівки міцелярного розчину, діоксиду вуглецю, різних вуглеводневих розчинників, наприклад, скраплених газів, широкої фракції легких вуглеводнів, які переміщують пластом шляхом нагнітання газу чи води [10, 11, 12, 13, 15, 19].

Результати наведених досліджень свідчать про можливість вилучення з пористого середовища сконденсованих вуглеводнів нагнітанням рідких і газоподібних витіснювальних агентів. Проте через значні фінансові витрати і технологічні труднощі впровадження методів вилучення сконденсованих вуглеводнів є обмеженим. Тому дане питання є досить актуальним і потребує додаткового вивчення.

Мета дослідження

Для досліджень з підвищення вуглеводневилучення з виснаженого газоконденсатного покладу використовувалась модель простого за будовою теоретичного родовища та з однорідними фільтраційно-ємнісними властивостями (Модель А). Модель родовища була побудована за допомогою програмного комплексу Petrel (Schlumberger).

ємнісних параметрів (коефіцієнтів пористості, проникності, піщаності);

інформацію про кількість геологічних шарів та інтервали перфорації;

дані про первинне насичення фазами, початковий пластовий тиск і тиск насичення продуктивних пластів;

результати аналізу компонентного і фракційного складу пластових флюїдів та порід пластів, фізико-хімічних властивостей флюїдів (PVT);

дослідження і визначення абсолютної проникності та відносної фазової проникності, кривих капілярного тиску, міжфазового натягу і дані про напружений стан пласта і пружно-ємнісні властивості;

промислові дані про стан фонду свердловин, дебіти і технологічні режими експлуатації;

гідрогеологічні дані про поклад.

Модель родовища складається з п'яти прошарків, товщина яких змінюється від 10,4 до 30,89 м. Продуктивний пласт знаходиться на глибині від 3257,08 до 4186,9 м.

У моделі А газоводяний контакт знаходиться на глибині 3360 м (рис. 1). Солоність пластової води - 30%.

Фільтраційно-ємнісні характеристики досліджуваної моделі наведені в таблиці 1.

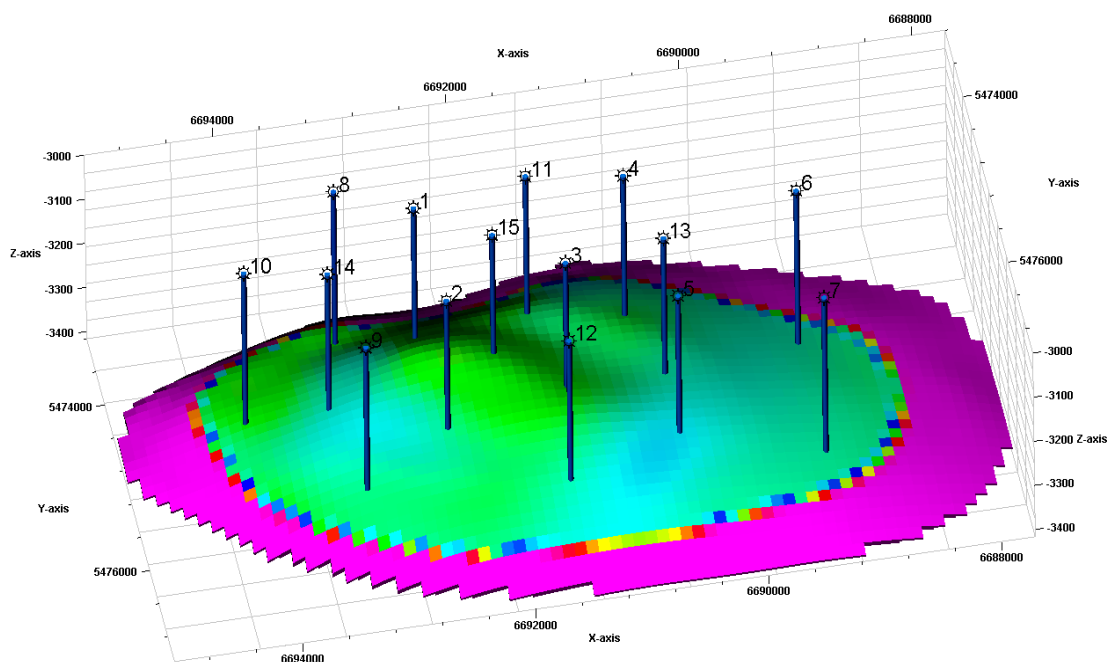


Рисунок 2 – Розподіл початкових запасів газу

Таблиця 1 – Фільтраційно-ємнісні параметри моделі А

Параметр	Значення
Пористість, %	15
Проникність по горизонталі, мД	0,4066-10,7042
Проникність по вертикалі, мД	0,0407-1,0704
Газонасиченість, %	92

Розробка досліджуваного пласта почалась у 2008 році. Початковий тиск моделі А – 42МПа, початкова температура – 83°C. Початкові запаси газу в пласті – 3264 млн.м³, початкові запаси конденсату – 2,16 млн. м³. Початковий вміст конденсату в газі – 384 г/м³.

На рисунку 2 представлено розподіл початкових запасів газу в пласті. Зеленим кольором позначена газова фаза, синім – вода.

Для опису пластового флюїду було відібрано його пробу, фракційний склад якої представлений в таблиці 2.

Таблиця 2 – Фракційний склад пластового флюїду

№ з/п	Компонент	Компонентний склад, %	Мольна вага, моль
1	CO ₂	1,21	44,01
2	N ₂	1,94	28,013
3	C ₁	65,99	16,043
4	C ₂	8,69	30,07
5	C ₃	5,91	44,097

6	C ₄₋₆	9,67	66,869
7	C ₇₊₁	4,7448	107,76
8	C ₇₊₂	1,5157	198,52
9	C ₇₊₃	0,3295	335,11

На основі вибраної проби була проведена симуляція за допомогою програми PVTi (Schlumberger) і отримано фазову діаграму (рис. 3) і значення тиску початку конденсації, який становить 31,35 МПа за температури 83 °С, а також критичні параметри для кожного компоненту (табл. 3).

За результатами моделювання отримано графік відносних фазових проникностей для газу та рідини від газонасичення (рис. 4).

Фонд свердловин моделі А представлено 15 свердловинами. В період з 2008 до 2018 року всі свердловини були експлуатаційними. На початок 2018 року поклад знаходився на завершальній стадії розробки, а поточний пластовий тиск зменшився до 4 МПа. Коефіцієнт газовилучення складає 88%, а конденсатовилучення – 27% від початкових запасів.

Проведено дослідження різних методів впливу на пласт з метою збільшення кінцевого коефіцієнту конденсатовилучення.

Використано наступні методи:

нагнітання сухого газу в пласт об'ємом 100 тис.м³/добу для кожної з нагнітальних свердловин;

нагнітання азоту об'ємом 200 тис.м³/добу для кожної нагнітальної свердловини;

нагнітання вуглекислого газу об'ємом 120 тис.м³/добу для кожної з нагнітальних свердловин. Нагнітання облямівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням сухого газу. Нагнітання облямівки відбувалось протягом року з дебітом 10 тис. м³/добу для кожної з нагнітальних свердловин;

нагнітання облямівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням азоту. Нагнітання облямівки проводили протягом року з дебітом 5 тис. м³/добу для кожної нагнітальної свердловини;

заводнення з об'ємом заповненої води – 10 тис м³/добу.

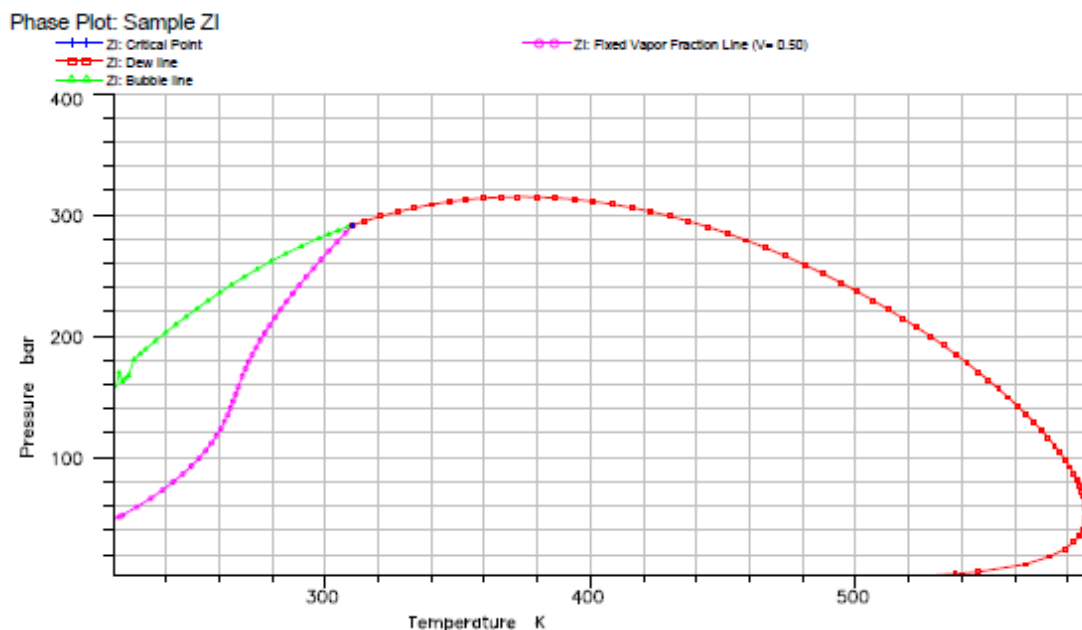


Рисунок 3 – Фазова діаграма пластового флюїду

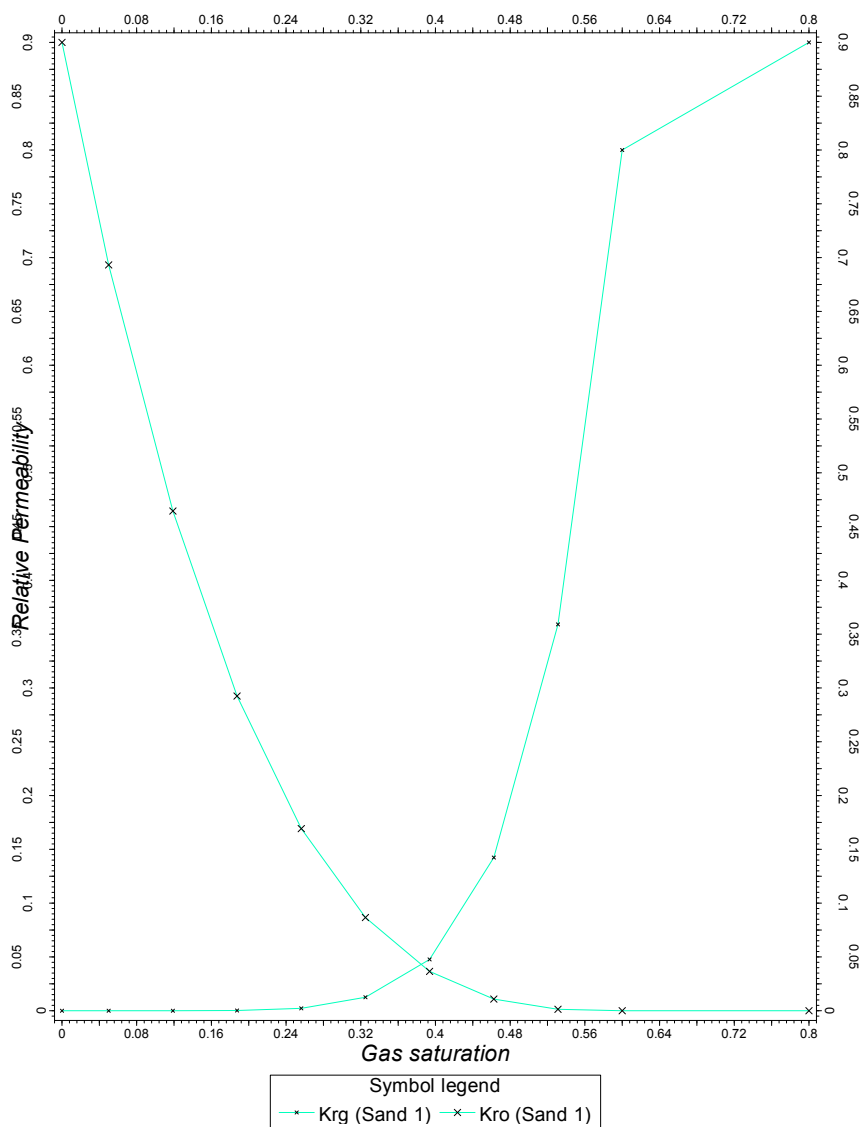


Рисунок 4 – Залежність відносних фазових проникностей від газонасичення

Таблиця 3 – Критичні параметри для компонентів пластового флюїду

№ з/п	Компонент	Критичний тиск, МПа	Критична температура, К
1	CO ₂	7,3866	304,7
2	N ₂	3,3944	126,2
3	C ₁	4,6042	190,6
4	C ₂	4,839	305,43
5	C ₃	4,2445	369,8
6	C ₄₋₆	3,7526	452,08
7	C ₇₊₁	3,4736	609,12
8	C ₇₊₂	1,8167	713,64
9	C ₇₊₃	1,0155	851,17

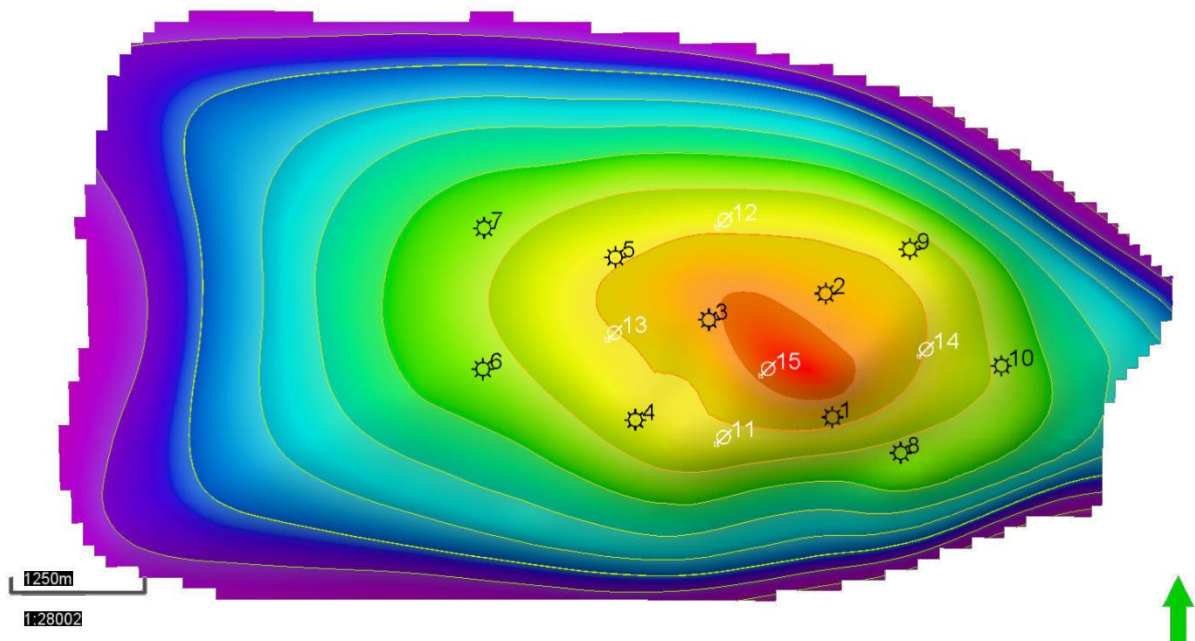


Рисунок 5 – Розташування нагнітальних свердловин в склепінній частині родовища

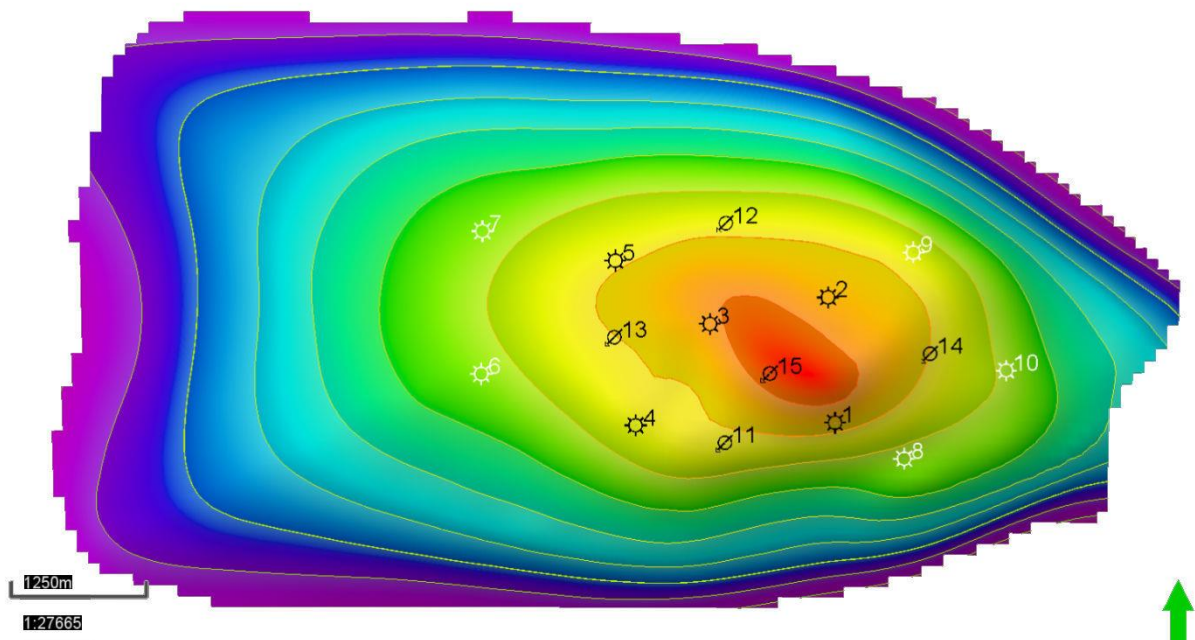


Рисунок 6 – Розташування нагнітальних свердловин біля приконтурної частини пласта

Таблиця 4 – Основні показники розробки моделі А на виснаження

№ з/п	Рік	Накопичений видобуток газу, млрд. м ³	Накопичений видобуток конденсату, млн. м ³	Пластовий тиск, МПа	Загальна обводненість, %	Залишкові запаси газу в пласті, млрд. м ³	Залишкові запаси конденсату в пласті, млн. м ³	Коефіцієнт газовилучення, %	Коефіцієнт конденсатовилучення, %
1	01.2008	0	0	41,8	0	3,267	2,15	0	0
2	01.2018	2,89	0,642	3,99	84,22	0,369	1,582	88,71	26,42
3	01.2028	3,072	0,655	2,26	97,51	0,179	1,564	94,52	27,26

Таблиця 5 – Порівняння результатів моделювання процесу розробки родовища на виснаження і з нагнітанням сухого вуглеводневого газу в пласт

Метод розробки родовища	Рік	Варіант розміщення нагнітальних свердловин	Накопичений видобуток газу, млрд. м ³	Накопичений видобуток конденсату, млн. м ³	Загальний об'єм нагнітання млрд. м ³	Пластовий тиск, МПа	Загальна обводненість, %	Залишкові запаси конденсату в пласті, млн. м ³	Коефіцієнт конденсатовилучення, %
На виснаження	2023	-	3,031	0,651	-	2,63	94,7	1,573	27,18
Нагнітання сухого газу в пласт		1	3,552	0,655	0,913	7,48	90,2	1,35	37,5
		2	3,558	0,66	0,913	7,38	-	1,35	37,5
На виснаження	2028	-	3,072	0,655	-	2,26	97,5	1,564	27,6
Нагнітання сухого газу в пласт		1	4,45	0,672	1,83	8,07	90,9	1,24	42,6
		2	4,49	0,675	1,82	7,71	31,74	1,24	42,6

Під час дослідження було використано два варіанти розташування нагнітальних свердловин: перший – розташування свердловин в склепінній частині родовища (рис. 5); другий – розташування свердловин біля контуру газоносності (рис. 6). Чорним кольором позначені експлуатаційні свердловини, білим – нагнітальні свердловини.

Результати дослідження

В проведених дослідження змодельовано розробку моделі А без впровадження активної дії на пласт в період з 2008 по 2028 рік. В таблиці 4 зведено основні показники розробки на виснаження (на ключові дати). При розробці на виснаження кінцевий коефіцієнт газовилучення – 94,52%, конденсатовилучення – 27,26%.

Відтак дослідження проводили з метою встановлення ефективності використання

сухого вуглеводневого газу. Як вже було зазначено, нагнітання сухого вуглеводневого газу в пласт на завершальній стадії розробки родовища неможливе без зовнішніх джерел газу. Цей метод слід використовувати тільки якщо в пласті залишилися значні запаси сконденсованих вуглеводнів. Лише в такому випадку інвестиції можуть бути виправдані.

За результатами моделювання процесу розробки з нагнітанням сухого вуглеводневого газу на прикладі моделі А отримано результати, представлені в таблиці 5 і на рисунку 7.

Як можна визначити за результатами моделювання, нагнітання сухого газу в пласт збільшує коефіцієнт конденсатовилучення на 15%. При цьому розміщення нагнітальних свердловин жодним чином не впливає на кінцевий коефіцієнт газовилучення. При розміщення нагнітальних свердловин біля початкового газоводяного контакту кінцевий

пластовий тиск менший від пластового тиску у зменшується обводненість свердловин. Це

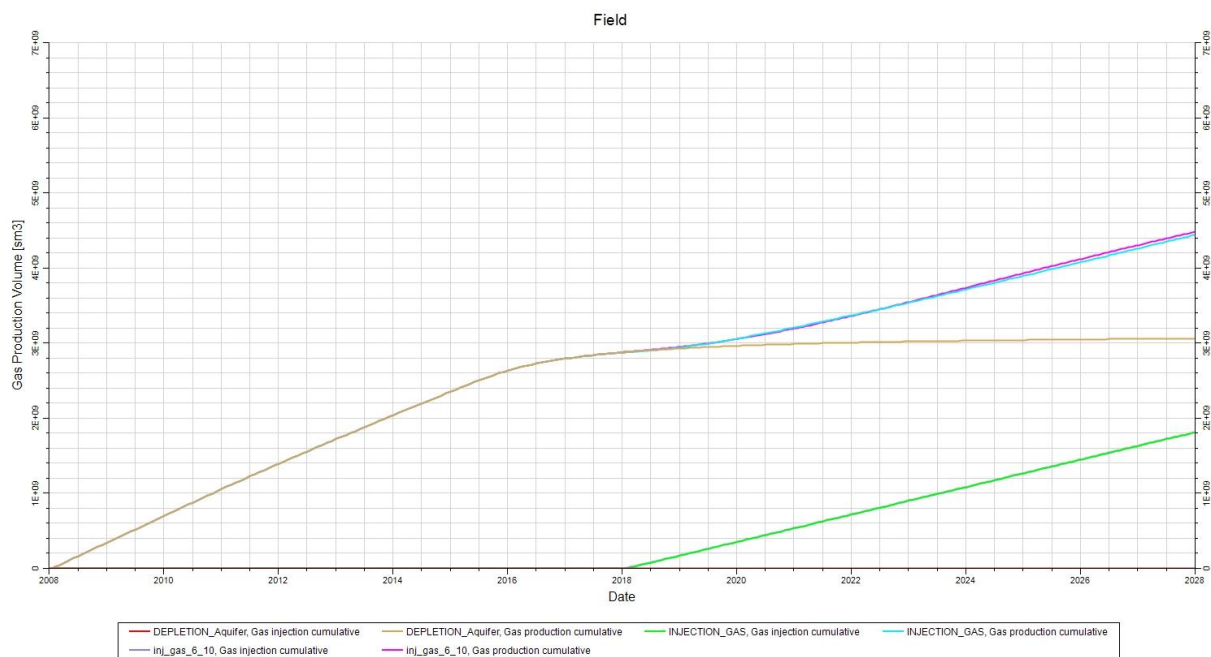


Рисунок 7 – Залежність накопиченого видобутку газу від загальної кількості газу, що нагнітається в пласт (лінія зеленого кольору), при розробці на виснаження (лінія коричневого кольору) та з нагнітанням азоту в пласт для випадку розміщення нагнітальних свердловин (біля початкового газоводяного контакту – лінія блакитного кольору, у склепінній частині покладу – лінія фіолетового кольору)

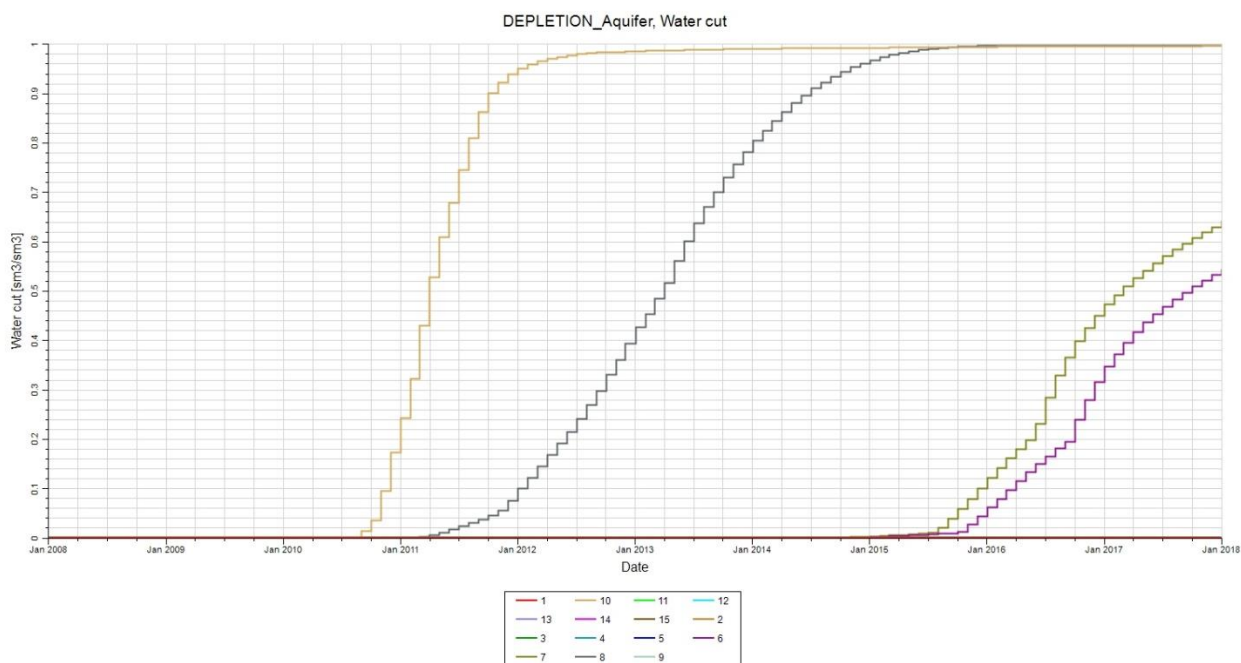


Рисунок 8 – Графік обводненості свердловин в період розробки родовища на виснаження 2008-2018 роки

випадку розміщення свердловин в склепінній частині покладу, що пояснюється перетіканням закачуваного газу в законтурну частину родовища і його втратою.

Також при варіанті розміщення свердловин біля початкового газоводяного контакту різко

можна пояснити тим, що при попередній розробці на виснаження найбільш обводненими свердловинами були свердловини 6, 7, 8, 10, які в даному варіанті розміщення свердловин стають нагнітальними.

Ще одним витіснювальним агентом, який є досить ефективним при вилученні сконденсованих вуглеводнів, є азот. При виборі об'єму азоту для нагнітання в пласт необхідно керуватися такими параметрами, як

кількість азоту, яку можна отримати з використовуваного обладнання (азотні установки).

В таблиці 7 і на рисунку 9 представлено результати порівняння показників розробки

Таблиця 7 – Порівняння результатів моделювання процесу розробки родовища на виснаження і з нагнітанням азоту в пласт

Метод розробки родовища	Рік	Варіант розміщення нагнітальних свердловин	Накопичений видобуток газу, млрд. м ³	Накопичений видобуток конденсату, млн. м ³	Загальний об'єм нагнітання, млрд. м ³	Пластовий тиск, МПа	Загальна обводненість, %	Залишкові запаси конденсату в пласті, млн. м ³	Коефіцієнт конденсатовилучення, %
На виснаження	2023	-	3,031	0,651	-	2,63	94,7	1,573	27,18
Нагнітання азоту в пласт		1	3,433	0,646	1,09	12,9	98,9	1,34	37,96
		2	3,633	0,651	1,09	10,24	-	1,34	37,96
На виснаження	2028	-	3,072	0,655	-	2,26	97,5	1,564	27,6
Нагнітання азоту в пласт		1	4,12	0,649	2,19	19,68	97,8	1,24	42,59
		2	4,49	0,675	2,19	10,89	89,3	1,237	42,73

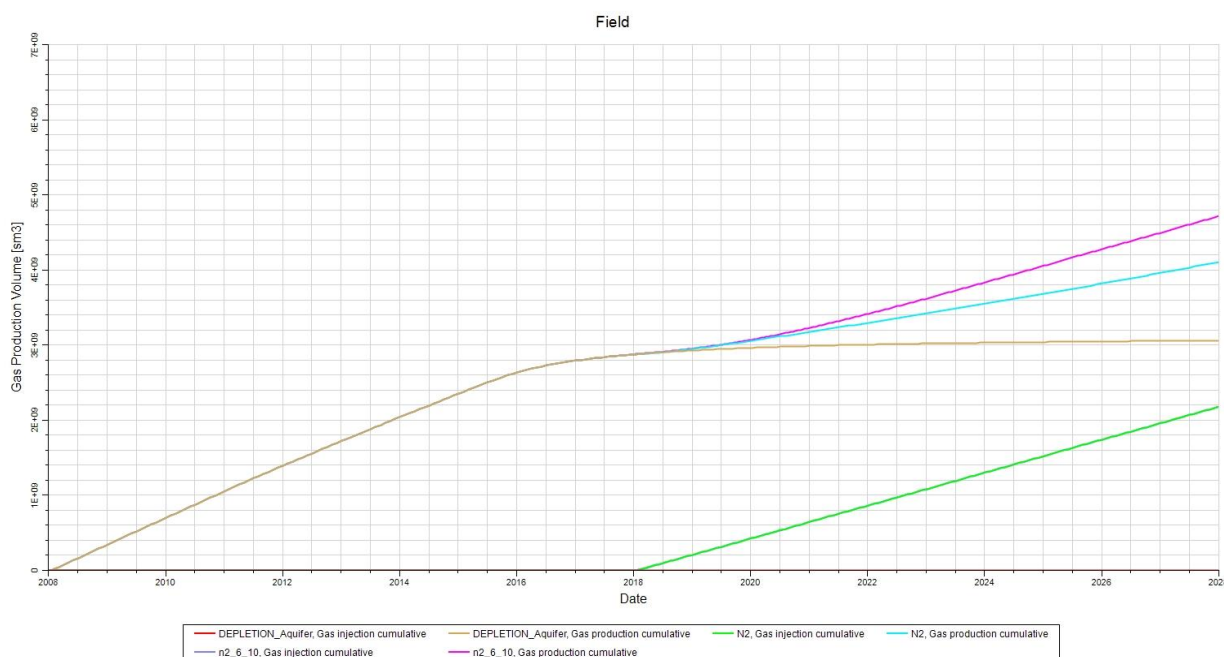


Рисунок 9 – Залежність зміни пластового тиску при розробці родовища на виснаження (лінія червоного кольору) та з нагнітанням азоту в пласт у випадку розміщення нагнітальних свердловин (біля початкового газоводяного контакту – лінія коричневого кольору, у склепінній частині покладу – лінія зеленого кольору)

приймальність свердловини, пропускна здатність наземного і підземного обладнання (шлейфів, насосно-компресорних труб) та

родовища при розробці на виснаження і з нагнітанням азоту в пласт.

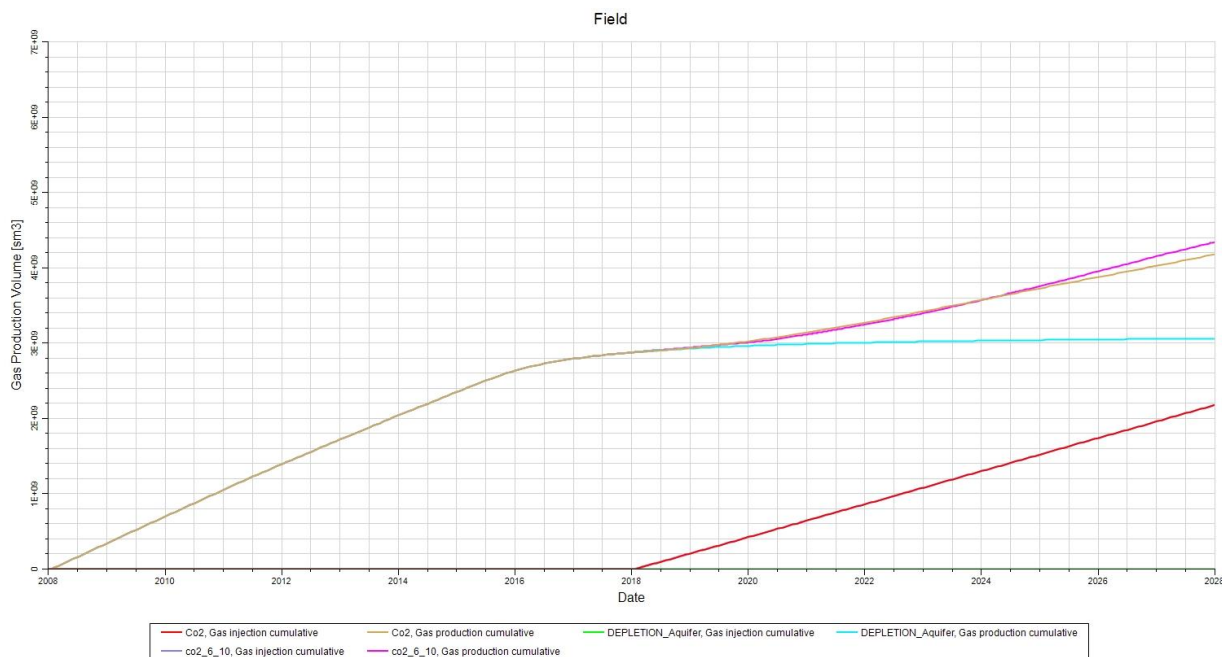


Рисунок 10 – Залежність накопиченого видобутку газу і накопиченої кількості газу, що нагнітався в пласт (лінія зеленого кольору), при розробці на виснаження (лінія блакитного кольору) та з нагнітанням вуглекислого газу у випадку розміщення нагнітальних свердловин (біля початкового газоводяного контакту – лінія коричневого кольору, у склепінній частині покладу – лінія фіолетового кольору)

Таблиця 8 – Порівняння результатів моделювання процесу розробки родовища на виснаження і з нагнітанням вуглекислого газу в пласт

Метод розробки родовища	Рік	Варіант розміщення нагнітальних свердловин	Накопичений видобуток газу, млрд. m^3	Накопичений видобуток конденсату, млн. m^3	Загальний об'єм нагнітання, млрд. m^3	Пластовий тиск, МПа	Загальна обводненість, %	Залишкові запаси конденсату в пласті, млн. m^3	Коефіцієнт конденсатовилучення, %
На виснаження	2023	-	3,031	0,651	-	2,63	94,7	1,573	27,18
Нагнітання вуглекислого газу в пласт		1	3,433	0,653	1,09	8,24	90,2	1,33	38,43
		2	3,41	0,664	1,1	8,1	-	1,32	38,89
На виснаження	2028	-	3,072	0,655	-	2,26	97,5	1,564	27,6
Нагнітання вуглекислого газу в пласт		1	4,12	0,649	2,19	19,68	97,8	1,24	42,59
		2	4,353	0,681	2,19	9,45	24,5	1,21	43,98

За результатами використання азоту можна зазначити, що при незначних відмінностях у накопичені видобутки стабільного конденсату під час розробки на виснаження і з нагнітанням азоту значно зменшується кількість фракцій C_5+ в пласті, що можна побачити на графіку. Це пояснюється тим, що зі збільшенням тиску в пласті відбувається випаровування рідких

сконденсованих вуглеводнів. Однак попри більшу кількість закачаного в пласт газу при застосуванні азоту, у порівнянні з випадком закачування сухого газу, ефект виявився ненабагато більшим (при розташуванні нагнітальних свердловин на газоводяному контакт) або навіть меншим (при розташуванні нагнітальних свердловин в склепінній частині

родовища). Даний факт можна пояснити тим, що азот збільшує тиск початку конденсації, а отже, і в зворотному процесі відіграє негативну роль. Даний факт можна пояснити тим, що азот збільшує тиск початку конденсації, а отже, і в зворотному процесі відіграє негативну роль. Даний факт можна пояснити тим, що азот збільшує тиск початку конденсації, а отже, і в зворотному процесі відіграє негативну роль.

Таблиця 9 – Порівняння результатів моделювання процесу розробки родовища на виснаження і з нагнітанням об'ємівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням сухого газу або азоту

Метод розробки родовища	Рік	Варіант розміщення нагнітальних свердловин	Накопичений видобуток газу, млрд. м ³	Накопичений видобуток конденсату, млн. м ³	Загальний об'єм нагнітання, млрд. м ³	Пластовий тиск, МПа	Загальна обводненість, %	Залишкові запаси конденсату в пласті, млн. м ³	Коефіцієнт конденсатовилучення, %
На виснаження	2023	-	3,031	0,651	-	2,63	94,7	1,573	27,18
Нагнітання об'ємівки С3-4 з подальшим продавлюванням сухим газом в пласт		1	3,395	0,653	0,759	7,25	91	1,38	36,11
		2	3,388	0,659	0,749	7,31	10	1,38	36,11
Нагнітання об'ємівки С3-4 з подальшим продавлюванням азотом в пласт		1	3,366	0,648	0,749	8,77	98,8	1,39	35,65
		2	3,349	0,653	0,748	9,18	21,6	1,39	35,65
На виснаження	2028	-	3,072	0,655	-	2,26	97,5	1,564	27,6
Нагнітання об'ємівки С3-4 з подальшим продавлюванням сухим газом в пласт		1	4,28	0,67	1,66	8,03	91,2	1,26	41,67
		2	4,314	0,674	1,66	7,79	33,7	1,26	41,67
Нагнітання об'ємівки С3-4 з подальшим продавлюванням азотом в пласт		1	4,23	0,65	1,66	10,03	99,2	1,29	40,28
		2	4,23	0,656	1,66	10,21	82,3	1,28	40,74

роль.

Ще одним вистинювальним агентом є вуглекислий газ. Враховуючи, що вуглекислий газ є одним з парникових газів, останнім часом гостро стоїть питання про його утилізацію. Використання CO₂ у виснажених газоконденсатних родовищах вирішує не тільки проблему збільшення видобутку конденсату, а й екологічну проблему. Головним недоліком даного методу є важкість відокремлення вуглекислого газу від вуглеводнів, проте його

розробки моделі А наведено на рисунку 10 та в таблиці 8.

За результатами моделювання застосування вуглекислого газу встановлено, що його застосування дає найкращі результати порівняно з попередніми методами. Під час досліджень було виявлено, за нагнітання CO₂ краще проводити в свердловини, розташовані неподалік газоводяного контакту.

Також в проведених дослідженнях встановлено ефективність нагнітання

облямівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням сухого газу або азоту. Необхідний об'єм облямівки пропан-бутанової фракції визначається, виходячи з порового об'єму пласта. Об'єм облямівки не має перевищувати 30% об'єму пор пласта. Поровий об'єм моделі А – 24 млн.м³, отже необхідний об'єм облямівки 7.2 млн.м³, що, в свою чергу, приблизно

5 тис.м³/добу для однієї нагнітальної свердловини. Цей метод за рахунок застосування пропан-бутанової фракції більш вартісний, ніж інші методи, і для того, щоб зменшити витрати на його застосування, можна використовувати

На дослідній моделі було проведено симуляцію, за результатами якої можна зробити висновок, що за наявності активного водоносного горизонту заводнення тільки пришвидшує обводнення свердловин. Отже, були отримані результати гірші, ніж при моделюванні розробки на виснаження.

Порівняння результатів моделювання розробки моделі А наведено в таблиці 10.

Висновки

Шляхом гідродинамічного моделювання процесів підвищення конденсатовилучення з виснажених газоконденсатних родовищ було

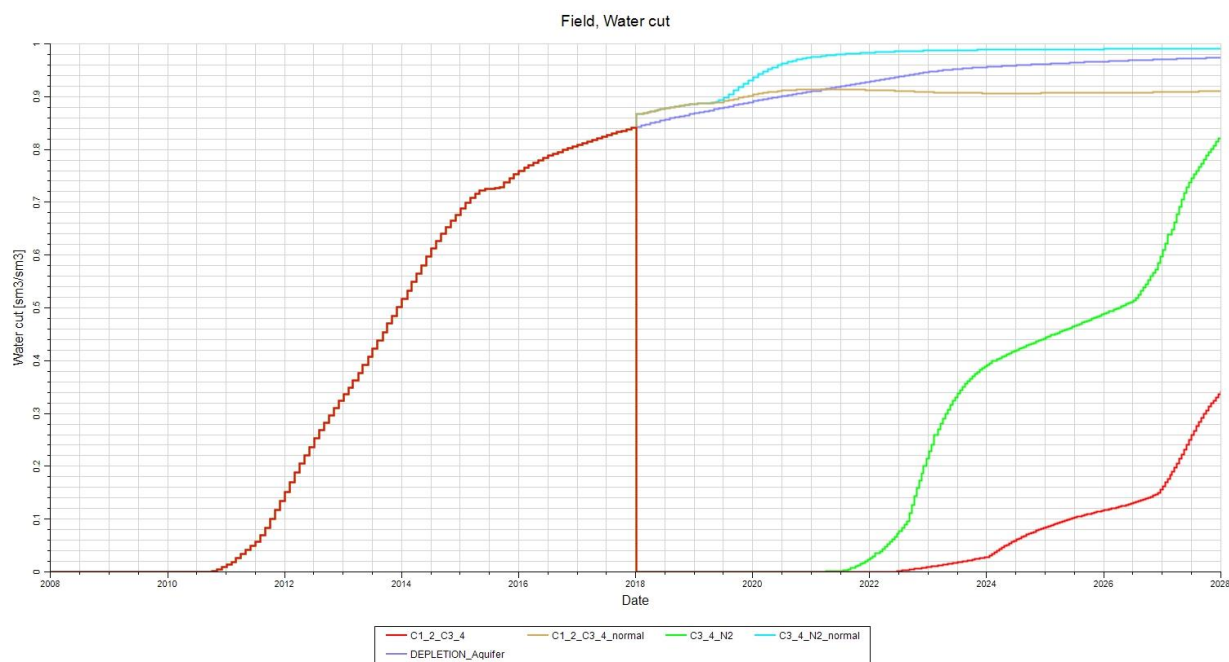


Рисунок 11 – Залежність загальної обводненості свердловин моделі А при розробці родовища на виснаження (лінія фіолетового кольору) та з нагнітанням облямівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням сухого газу (біля початкового газоводяного контакту – лінія коричневого кольору, у склепінній частині покладу – лінія червоного кольору) або нагнітанням азоту (біля початкового газоводяного контакту – лінія блакитного кольору, у склепінній частині покладу – лінія зеленого кольору)

неуглеводневі гази (азот, вуглекислий газ або димові гази).

Порівняння результатів моделювання даних методів розробки моделі А наведено в таблиці 9 та на рисунку 11.

Як зазначалось раніше, заводнення – неефективний методів в умовах газоконденсатного родовища, оскільки призводить до защемлення газової фази. Але в умовах виснаженого родовища, коли в пласті лишились незначні запаси газу, цей метод можна порівнювати із заводненням нафтових родовищ.

проаналізовано проблематику розробки газоконденсатних родовищ на завершальній стадії. Розкрито питання вилучення сконденсованих вуглеводнів за низьких пластових тисків. Також проаналізовано існуючі технології підвищення конденсатовилучення.

Розроблено теоретичну модель виснаженого, простого за будовою газоконденсатного родовища з однорідними фільтраційно-ємнісними властивостями. На базі даної моделі проведено симуляції процесу дорозробки виснаженого газоконденсатного родовища та визначено найбільш ефективний

метод вилучення сконденсованих вуглеводнів із пласта. В узагальненій таблиці 11 представлено результати порівняння коефіцієнтів конденсатовилучення для кожного з методів.

Встановлено, що за наявності активного контуру води, найкращим буде розміщенням нагнітальних свердловин в приконтурній зоні, оскільки це зупинить просування води покладом.

Впровадження методів підвищення конденсатовилучення на газоконденсатних родовищах з великим вмістом конденсату необхідно проводити з початку експлуатації щоб запобігти втраті вуглеводнів у результаті ретроградної конденсації. На виснажених газоконденсатних родовищах ефект від впровадження методів збільшення видобутку конденсату не значний, отже фінансово виправданий тільки за умов значних

залишкових запасів конденсату в пласті.

Найкращий за всіма показниками виявився метод нагнітання вуглекислого газу в приконтурну частину родовища. На підставі симуляції даного методу було отримано кінцевий коефіцієнт газовилучення 43.98%, причому за відсутності активного водоносного горизонту цей показник виявиться ще більшим.

За умови розвитку технологій відокремлення вуглеводнів від вуглекислого газу виснажені газоконденсатні родовища можна застосовувати для утилізації CO₂. Буде частково вирішена екологічна проблема, та додатково отриманий економічний ефект за рахунок вилучення сконденсованих вуглеводнів із пласта.

Таблиця 10 – Порівняння результатів моделювання процесу розробки родовища на виснаження і із застосуванням заводнення

Метод розробки родовища	Рік	Варіант розміщення нагнітальних свердловин	Накопичений видобуток газу, млрд. м ³	Накопичений видобуток конденсату, млн. м ³	Пластовий тиск, МПа	Загальна обводненість, %	Залишкові запаси конденсату в пласті, млн. м ³	Коефіцієнт конденсатовилучення, %
На виснаження	2023	-	3,031	0,651	2,63	94,7	1,573	27,18
Заводнення		1	2,988	0,649	13,81	99,8	1,58	26,85
		2	3,03	0,654	9,504	0,9	1,57	27,31
На виснаження	2028	-	3,072	0,655	2,26	97,5	1,564	27,6
Заводнення		1	2,997	0,652	30,07	99,9	1,575	27,08
		2	3,043	0,656	24,25	99,9	1,56	27,78

Таблиця 11 – Порівняння коефіцієнтів конденсатовилучення для змодельованих методів

Метод розробки родовища	Коефіцієнт конденсатовилучення, %	
	Варіант розміщення нагнітальних свердловин	
	1	2
На виснаження	27,6	
Нагнітання сухого вуглеводневого газу	42,6	42,6
Нагнітання азоту	42,59	42,73
Нагнітання вуглекислого газу	42,59	43,98
Нагнітання облямівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням сухого газу	41,67	41,67
Нагнітання облямівки пропан-бутанової фракції з подальшим нагнітанням азоту	40,28	40,74
Заводнення	27,08	27,78

Література

- 1 Кондрат О. Р. Лабораторні дослідження підвищення вуглеводневилучення з виснажених газоконденсатних родовищ / О. Р. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – № 3(56). – С. 72-76.
- 2 Кондрат О.Р. Підвищення ефективності дорозробки виснажених газоконденсатних родовищ / О.Р. Кондрат // Геотехнічна механіка. — 2015. – Вип. 122. – С. 150-163.
- 3 Кондрат О.Р. Підвищення газовилучення з газових родовищ в умовах газового режиму розробки / О.Р. Кондрат // Науковий вісник ІФНТУНГ. –2015. – № 2(39). – С. 57-62.
- 4 Кондрат Р.М. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат // Нафтогазова галузь України. – 2017. – № 3. – С. 11-15.
- 5 Кондрат Р.М. Підвищення газовилучення з виснаженого покладу горизонту ВД-13 Залужанського газоконденсатного родовища / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.І. Хайдарова, Р.С. Кликоцька // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2017. – № 2 (43). – С. 18-25.
- 6 Басниев К. С. Метод добычи выпавшего в пласте конденсата на поздней стадии разработки месторождений / К. С. Басниев, Г. М. Ливада, Н. М. Сошнин // Реф. сб.: сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭ-газпром, 1973. – № 12. – С. 13-20.
- 7 Гриценко А.И. Вуктыл на этапе освоения новой технологии повышения углеводородоотдачи пласта / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, В. Г. Подюк [и др.] // Газовая промышленность. – 1993. – № 4. – С. 32-33.
- 8 Гуревич Г. Р. Способы повышения конденсатоотдачи пластов / Г. Р. Гуревич // Ежегодник: Итоги науки и техники, сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВИНТИ, 1985. – Т. 16. – С. 132-184.
- 9 Гриценко А.И. Закачка сухого неравновесного газа на Вуктыльском НГКМ / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, В. А. Николаев [и др.] // Газовая промышленность. – 1996. – № 11-12. – С. 30-32.
- 10 Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докт. техн. наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
- 11 Гриценко А.И. Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтеконденсатоотдачи / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, О. В. Клапчук [и др.] // Обз. инф.: сер. Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд. – М: ВНИИЭгазпром, 1980. – Вып. 6. – 39 с.
- 12 Гриценко А.И. Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтеконденсатоотдачи / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, О. В. Клапчук [и др.] // Обз. инф.: сер. Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд. – М: ВНИИЭгазпром, 1980. – Вып. 6. – 39 с.
- 13 Закиров С. Н. Повышение конденсатоотдачи пласта / С. Н. Закиров, Б. А. Алиев // Обз. инф.: сер. Разраб. и экспл. газ. и газоконденс. месторожд. – М.: ВНИИЭгазпром, 1985. – Вып.4. – 46 с.
- 14 Мартынов М.А. Извлечение выпавшего конденсата на поздней стадии разработки газоконденсатного месторождения / М. А. Мартынова, Г. С. Степанова, О. Б. Качалов [и др.] // Газовая промышленность. – 1976. – № 6. – С. 31-33.
- 15 Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластов / Р. М. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
- 16 Николаев В. А. Результаты изучения на модели углеводородоотдачи газоконденсатного пласта при нагнетании азотосодержащего газа / В. А. Николаев // Сб.: Теория и практика разраб. газоконденсатных месторожд. с низкопрониц. коллекторами. – М.: ВНИИгаз, 1987. – С. 137-141.
- 17 Вахитов Р. Г. Разработка газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений способом закачки в пласт двуокиси углерода / Р. Г. Вахитов, И. Ф. Поповина, М. Д. Розенберг [и др.] // Сб.: Разработка газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИгаз, 1980. – Т. 71. – С. 15-21.
- 18 Тер-Саркисов Р. М. Исследование влияния состава нагнетаемого газа на извлечение выпавшего конденсата / Р. М. Тер-Саркисов // Сб.: Вопросы разраб. и экспл. газ. месторожд. Западной Сибири. – М.: ВНИИгаз. – 1982. – С. 141-147.
- 19 Тер-Саркисов Р. М. Исследование смешивающегося вытеснения флюида из неоднородного пласта / Р. М. Тер-Саркисов, В. А. Николаев, С. Г. Рассохин [и др.] // Газовая промышленность. – 1993. – № 1. – С. 28-29.
- 20 Тер-Саркисов Р. М. Новая концепция воздействия на газоконденсатную залежь /

Р. М. Тер-Саркисов // Газовая промышленность. – 1997. – № 6. – С. 16-18.

21 Тер-Саркисов Р.М. Использование обогащенного газа для повышения конденсатодачи / Р.М. Тер-Саркисов // Газовая промышленность. – 1982. – № 10. – С. 26-28.

22 Методическое руководство по применению методов извлечения конденсата, выпавшего в процессе разработки (вторичные методы повышения конденсатодачи) / А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов, О. Ф. Андреев [и др.]. – М.: ВНИИГаз, 1987. – 106 с.

23 Юдин А. Е. Применение теплового воздействия на поздней стадии разработки газоконденсатных месторождений / А. Е. Юдин, Г. С. Степанова, А. А. Мосина // Газовая промышленность. – 1992. – № 2. – С. 34-35.

Стаття надійшла до редакційної колегії

03.12.18

Рекомендована до друку

*професором **Тарком Я.Б.***

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

*д-ром техн. наук **Акульшиним О.О.***

*(АТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)*

Дослідження та методи аналізу

УДК 620.183.16

DOI: 10.31471/1993-9973-2018-4(69)-37-49

АПРОБАЦІЯ ТА АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ УДОСКОНАЛЕНОГО МЕТОДУ КОНТРОЛЮ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК СТАЛЕЙ

Н.І. Чабан, І.В. Рибіцький, М.О. Карнаш, В.Д. Миндюк

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 506611,
e-mail: chaban.n11@gmail.com*

Більшість обладнання нафтогазового комплексу в процесі експлуатації зазнає впливу циклічно-змінних, механічних, теплових навантажень і корозійно-активних середовищ. Ці впливи викликають зміну структурного стану металу, що призводить до прискореного розвитку дефектів (особливо в місцях з концентраторами напружень), і подальшого руйнування конструкції.

Існуючі в даний час ультразвукові, електромагнітні та вихроструміві методи неруйнівного контролю здебільшого спрямовані на вирішення задач виявлення дефектів, що вже утворилися. Однак важливіше вчасно виявити процес накопичення пошкодженої в металі на початковому етапі шляхом визначення змін структурного стану металу.

В статті запропонована методологія досліджень структурних змін сталі в процесі експлуатації та визначення їх впливу на механічні характеристики. Обґрунтовано вибір оптимального показника, що характеризує зображення акустичних структурних шумів матеріалу, отриманих за допомогою ультразвукового дефектоскопу у комплекті з п'єзоперетворювачами з фазованими гратками. Проведено лабораторні вимірювання комплексу фізико-механічних параметрів досліджуваних зразків та проаналізовано отримані результати. Розглянуто сучасні методи визначення механічних характеристик сталей та запропоновано шляхи їх оптимізації. Здійснено регресійно-кореляційний аналіз результатів експериментальних досліджень та отримано рівняння залежності між сукупністю параметрів неруйнівного контролю та механічними характеристиками сталей.

Для перевірки адекватності запропонованої моделі та для встановлення можливості контролю насосно-компресорних труб (НКТ) на виготовлених з них зразках проведено серію експериментальних досліджень, в результаті яких підтверджено достовірність отриманої розрахункової моделі визначення механічних характеристик сталей за допомогою двох інформативних параметрів, а саме, твердості та інтегральної густини зображень акустичних структурних шумів.

Ключові слова: неруйнівний контроль, багатопараметровий контроль, границя плинності, насосно-компресорні труби.

Большая часть оборудования нефтегазового комплекса в процессе эксплуатации подвергается воздействию циклически-переменных, механических и тепловых нагрузок, а также влиянию коррозионно-активных сред. Эти воздействия вызывают изменение структурного состояния металла, что способствует ускоренному развитию дефектов (особенно в местах с концентраторами напряжений) с последующим разрушением конструкции.

Существующие в настоящее время ультразвуковые, электромагнитные и вихрековые методы неразрушающего контроля в основном решают задачи поиска уже образовавшихся дефектов. Однако гораздо важнее обнаружить на начальном этапе накопления повреждений в металле путем определения изменений структурного состояния металла.

Предлагается методология исследования структурных изменений стали в процессе эксплуатации и определения их влияния на механические характеристики. Обоснован выбор оптимального показателя, характеризующего изображения акустических структурных шумов материала, полученных с помощью ультразвукового дефектоскопа, укомплектованного пьезопреобразователями с фазированными решетками. Проведены лабораторные измерения физико-механических параметров исследуемых образцов и проанализированы полученные результаты. Рассмотрены современные методы определения механических характеристик сталей и предложен путь их оптимизации. По результатам регрессионно-корреляционного анализа данных экспериментальных исследований получено уравнение зависимости между совокупностью параметров неразрушающего контроля и механическими характеристиками сталей.

Для проверки адекватности предложенной модели и для установления возможности контроля насосно-компрессорных труб (НКТ) на изготовленных из них образцах проведена серия экспериментальных исследований, в результате которых подтверждена достоверность полученной расчетной модели определения механических характеристик сталей с помощью двух информативных параметров, а именно, твердости и интегральной плотности изображений акустических структурных шумов.

Ключевые слова: неразрушающий контроль, многопараметрический контроль, предел текучести, насосно-компрессорные трубы.

Most of the oil and gas equipment complex is subjected to cyclic-variable, mechanical, thermal loads and corrosive-active environment. These effects causing a change in the structural state of the metal contribute to the accelerated development of defects, especially in places with stress concentrators, which ultimately lead to the constructions destruction.

Available ultrasonic, electromagnetic, and eddy-current non-destructive testing methods are currently aimed at solving defect detection problems. However, it is more important to timely identify the initial stage of the process of damage accumulation in a metal by determining changes in the structural state of the metal.

The article proposes a methodology for studies of steel structural changes arising in the process of exploitation and their impact on mechanical characteristics. A reasonable choice of the optimal indicator characterizing the image of the acoustic structural noise of the material obtained by applying ultrasonic flaw detector in a complete set with piezoelectric converters with a phased array is substantiated. The complex of physical and mechanical parameters of the investigated samples are measured and the results obtained were analyzed. The modern methods of determination of mechanical characteristics of steels are considered, their deficiencies are determined and the methods of their optimization are proposed. The regression-correlation analysis of the experimental studies results was carried out, which resulted in the equation of dependence between a set of non-destructive control parameters and mechanical characteristics of steels was obtained.

In order to verify the adequacy of the proposed model and to establish the possibility of controlling the casing and tubing on the samples made, series of experimental studies were carried out, which confirmed the reliability of the resulting calculation model for determining the mechanical characteristics of the steels by using two informative parameters, namely hardness and integral density of images of acoustic structural noise.

Keywords: non-destructive testing, multiparameter control, yield strength, tubing.

ВСТУП

Технічне діагностування у ході експлуатації обладнання нафтогазового комплексу здебільшого вирішує лише задачу виявлення і моніторингу розвитку дефектів типу тріщин, зумовлених впливом експлуатаційних чинників. За своєю природою це макродефекти, які визначають інтегральні властивості елементів конструкцій. Розмір цих дефектів значно (на порядок і більше) перевищує розмір структурних елементів матеріалів, такі як розмір зерна, нерівномірність розподілу складових та структури сталі, міжкристалічна корозія, які і є причиною зародження мікро-, а в подальшому

макродефектів та неоднорідності фізико-механічних характеристик.

Проте ще задовго до появи мікродефектів під час експлуатації відбуваються зміни в конструкційних матеріалах на мікроструктурному рівні – так звана деградація [1]. Технічні і граничні стани елементів конструкцій оцінюють за результатами дефектоскопічного контролю і характеристиками конструкційних матеріалів, отриманими на етапі виробництва, тобто без урахування їх експлуатаційної деградації. Це призводить до недостовірних оцінок залишкового ресурсу елементів конструкцій і зростання ризику їх руйнування [2].

Аналіз сучасних закордонних та вітчизняних досліджень і публікацій

Оцінювання технічного стану та обґрунтування залишкового ресурсу конструкцій після довготривалої експлуатації залишається комплексною та не до кінця вирішеною проблемою [3].

Оцінюючи технічний стан конструкцій тривалої експлуатації, зазвичай визначають місцезнаходження, кількість і розміри дефектів. Деякі з них усувають під час ремонту, а наявність інших враховують, визначаючи напружено-деформований стан елемента конструкції з дефектами (тріщинами) та визначають його залишковий ресурс за вихідними (заводськими) механічними характеристиками конструкційних матеріалів. Проте з розвитком експлуатаційної деградації механічні характеристики матеріалів погіршуються; відповідно знижується і їх залишковий ресурс.

Формулювання цілей статей

Метою статті є проведення експериментальних досліджень з аналізом отриманих результатів та визначення характеру і типу залежності між інформативними параметрами методів неруйнівного контролю (а саме, зображень акустичних структурних шумів сталей, що отримані за допомогою ультразвукових дефектоскопів у комплекті з п'єзоелектричними перетворювачами з ультразвуковими фазованими ґратками (УЗФГ)) та фізико-механічними характеристиками сталей, а також перевіряння їх адекватності.

Для досягнення поставленої мети необхідно:

- 1) визначити оптимальний інформативний параметр, що характеризує зображення акустичних структурних шумів;
- 2) встановити наявність та характер залежностей між інформативним параметром зображень акустичних структурних шумів сталей та їх фізико-механічними характеристиками;
- 3) провести дослідження з метою перевірки правильності запропонованої залежності.

Висвітлення основного матеріалу

Дослідження структурних змін сталі, що виникли в процесі експлуатації, та їх впливу на механічні характеристики проводилися згідно із запропонованою методологією [4], що включає в себе:

- розроблення плану проведення експериментальних досліджень залежності інформативних параметрів методів неруйнівного контролю та фізико-механічних характеристик сталей;
- вибір матеріалу металоконструкцій (а саме, конструкційної легованої сталі марки 40Г);
- відбір зразка зі структурними неоднорідностями, що виготовлений з даної сталі, з метою проведення експериментальних досліджень;
- підбір типу ультразвукового дефектоскопа та п'єзоелектричних перетворювачів (SIUI CTS-602 з перетворювачем 5.0L-64-1.0-10 та перехідною призмою 64N00L-40);
- проведення повного ультразвукового сканування досліджуваного зразка (рис. 1) з метою визначення ділянок з найбільш вираженими структурними змінами;
- виготовлення з металу, що розміщений в цих ділянках 18 циліндричних стандартних зразків для розтягу відповідно до ГОСТ 1497-84 [5];
- проведення руйнівних статичних випробувань на розтяг виготовлених циліндричних зразків типу III згідно з [5];
- отримання індивідуальних діаграм розтягу для кожного з зразків;
- визначення границі міцності, границі плинності, показників відносного видовження і звуження для кожного з 18 зразка .

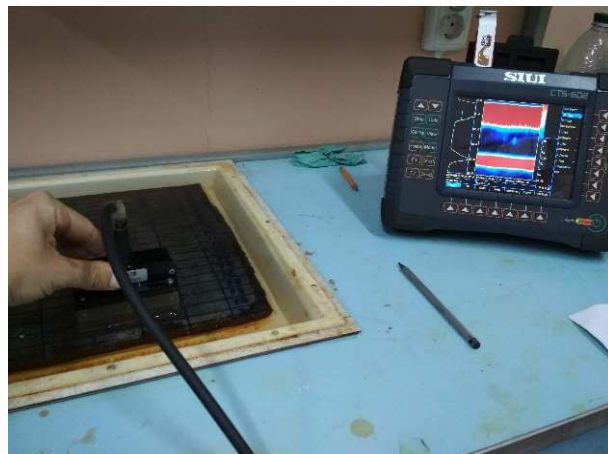


Рисунок 1 – Дослідження структурних неоднорідностей у відібраному зразку зі сталі 40Г

В попередніх дослідженнях [4] як оптимальні кількісні показники акустичних зображень структурних шумів сталей запропоновано використати фактичну площу неоднорідностей та інтегральну густину акустичних зображень структурних шумів (далі інтегральна густина).

Таблиця 1 – Фізико-механічні параметри циліндричних зразків III типу та кількісні показники зображень акустичних структурних шумів

№ зразка	Границя міцності, σ_b , Н/мм ²	Границя плинності, σ_T , Н/мм ²	Відносне видовження, δ_s , %	Відносне звуження, ψ , %	Площа структурних неоднорідностей, пікселів	Інтегральна густина зображення, $\cdot 10^5$	НВ	Нс, А/см	I, ум.од.
1	610	440	30	69	5220	8,43853	221	6,6	1972
2	600	400	32	71	7407	15,15736	226	6,4	1974
3	620	415	27	69	6963	12,69751	223	6,3	1973
4	620	425	28	68	152	11,73415	226	6,4	1980
5	610	435	23	69	207	11,58939	224	6,4	1997
6	620	485	26,5	70	6404	7,69845	226	6,6	1982
7	620	420	29	69	9965	13,86568	225	6,4	1991
8	620	425	27,5	68	6719	11,06315	218	6,5	2002
9	570	435	27,5	71	5038	11,57082	217	6,3	1976
10	620	465	27,5	70	8724	7,87664	230	6,4	1975
11	610	380	27	71	209	14,81317	212	6,5	1967
12	610	455	25	67	5044	9,68726	223	6,3	1980
13	610	435	26	69	15124	11,59324	225	6,7	1982
14	600	405	26,5	69	10536	15,15478	215	6,5	1975
15	620	420	25	70	9853	14,17472	225	6,3	1969
16	610	430	26,5	71	6842	11,89456	218	6,4	1972
17	610	420	27	68	7952	12,14123	222	6,5	1982
18	600	410	25,5	68	7154	12,96452	215	6,4	1972

Для визначення інтегральної густини зображення, отримані за допомогою дефектоскопа з УЗФГ, піддаються обробці в програмному середовищі MatLab [6]. Додаткове ПЗ Image Processing Toolbox конвертує графічні зображення в матрицю чисел, де кожне число відповідає градієнту кольору кожного пікселя. Тобто кожному пікселю зображення присвоюється число, що залежить від його кольору. Інтегральна густина зображення характеризує суму цих чисел і є безрозмірною величиною.

Результати, отримані після опрацювання акустичних зображень матеріалу зразків III типу, виготовлених згідно з ГОСТ 1497-84 для випробування на розтяг, зведені до табл. 1.

Також в ході експерименту на дослідному зразку проведені лабораторні вимірювання комплексу фізико-механічних параметрів, таких як: коерцитивна сила *Нс*, твердість *НВ*, магнітний індуктивний параметр *I* (визначається частотою електромагнітних коливань індуктивного перетворювача, що взаємодіє з об'єктом контролю [7]), які є структурночутливими для феромагнітних сталей. Перелік технічних засобів, ілюстрація до процесу проведення досліджень, а також нормативні документи (методики контролю), якими регламентується кожен вид контролю, наведені в таблиці 2.

Для визначення наявності і характеру взаємозв'язку між інформативними параметрами зображень акустичних структурних шумів сталі і її фізико-механічних характеристик (ФМХ) проведено графічний та кореляційний аналіз.

Характер зв'язку між обраними характеристиками металу встановлювали шляхом попарного кореляційного аналізу результатів спостережень інформативних параметрів, які характеризують мікроструктуру M_q , та інформативних вимірних фізичних параметрів F_j , а наявність між ними кореляційної залежності визначали за формулою [8]:

$$R = \frac{\frac{1}{n} \left[\sum_{i=1}^n M_{q_i} \cdot F_{j_i} - \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^n M_{q_i} \right) \left(\sum_{i=1}^n F_{j_i} \right) \right]}{\sigma_{M_q} \cdot \sigma_{F_j}}, \quad (1)$$

де R – коефіцієнт кореляції;


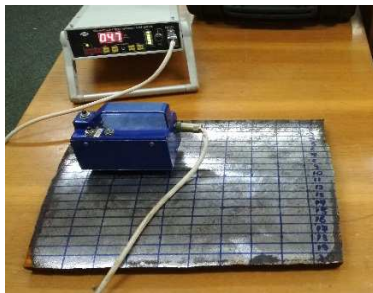

M_q - відповідний інформативний параметр зображень акустичних структурних шумів сталі 40Г;

F_j – відповідний фізичний параметр;

σ_{M_q} та σ_{F_j} – стандартні відхилення відповідних величин;

n – кількість спостережень.

Таблиця 2 – Технічні засоби, які використовувалися під час досліджень

№ з/п	Контрольований параметр	Технічні засоби контролю	Нормативний документ чи методика контролю	Проведення досліджень з допомогою вибраних технічних засобів
1	Твердість поверхневого шару за шкалою Брінеля	Твердомір динамічний ТД-32	ГОСТ 22761-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия	
2	Коерцитивна сила H _c , А/см	Структуроскоп КРМ-Ц-К2М	Настанови з експлуатації, якими комплектується прилад	
3	Магнітний параметр I-2, ум. од.	Інформаційно-виміррювальна система ІВС-І2	Методика виконання вимірювань ударної в'язкості сталей трубопровідного сортаменту (розроблена Науково-дослідним інститутом нафтогазової енергетики і екології, 2011р.)	

Таблиця 3 – Коефіцієнти кореляцій між інформативними параметрами неруйнівного контролю і фізико-механічними характеристиками досліджуваних циліндричних зразків

	HВ	H _c , А/см	I, ум.од.	Площа неоднорідностей F, ум.од	Інтегральна густина, R ₀ , ум.од.
Границя плинності, σ _T , Н/мм ²	0,5633	0,1392	0,2514	0,0576	-0,9018

Значення коефіцієнтів кореляцій між параметрами інформативними параметрами неруйнівного контролю та фізико-механічними властивостями наведені в таблиці 3.

Згідно з таблицею 3 площа структурних неоднорідностей, коерцитивна сила та параметр I мають слабкий зв'язок з границею плинності, про що свідчать малі значення коефіцієнтів кореляції, тому в подальших дослідженнях їх використовувати недоцільно. Натомість найбільші значення коефіцієнтів кореляції характерні для показників інтегральної густини та твердості, тому саме їх і запропоновано використовувати

як основні показники для подальших досліджень. Коефіцієнт кореляції експериментальних даних між границею плинності та інтегральною густиною є від'ємним і складає 0,9. Це свідчить, що ділянки з вищими значеннями інтегральної густини досягають границі плинності за менших значень напруження. Це можна пояснити тим, що за умов високих значень інтегральної густини ультразвукові коливання відбиваються від великої кількості неоднорідностей ґратки (як варіант дислокації). За умови навантаження матеріалу такі неоднорідності концентруються в зоні найбільших напружень,

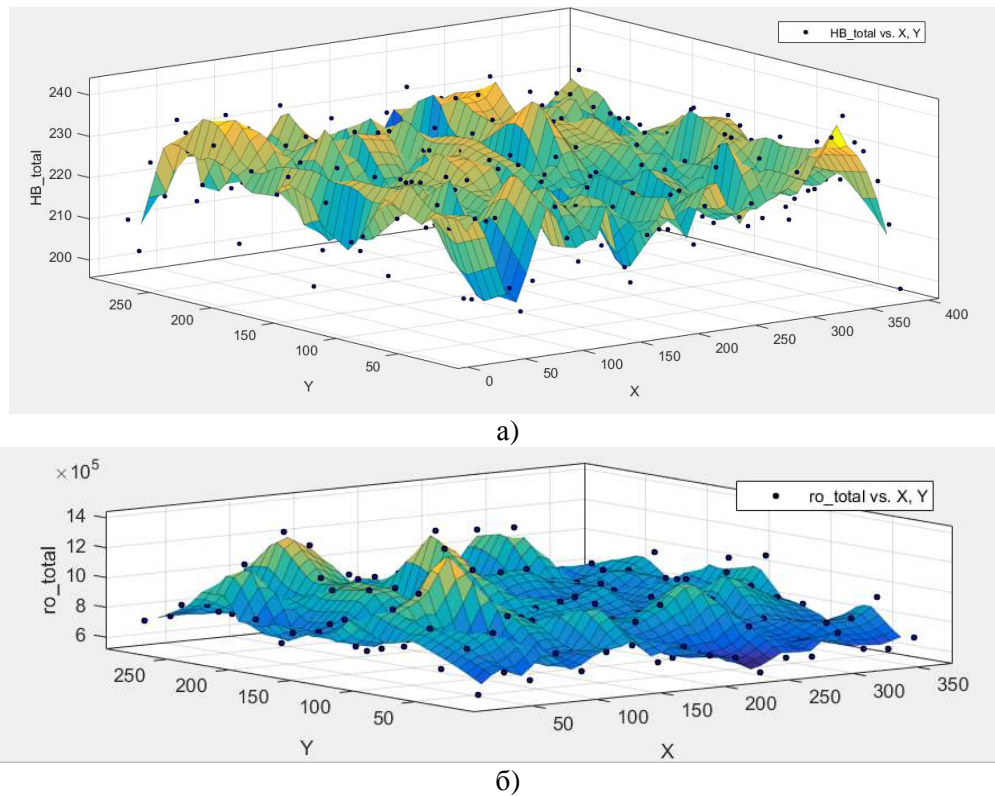


Рисунок 2 – Розподіл твердості (а), та показника інтегральної густини зображень акустичних структурних шумів(б) по поверхні досліджуваного зразка сталі 40Г

призводячи спочатку до підвищення плинності металу в цій зоні, а потім і до руйнування зразка. Фактично інтегральна густина відображає інтегральну суму розмірів зерен сталі, тобто в зонах, де параметр інтегральної густини більший, структура сталі є крупнозернистішою.

Також зміна параметра інтегральної густини пояснюється тим, що в процесі експлуатації під впливом робочих умов можлива перебудова дрібнозернистої структури матеріалу в крупнозернисту. На ділянках, де такий перехід відбувся, виникають додаткові напруження та зароджуються мікротріщини, що в подальшому призводить до утворення макротріщин і руйнування (відповідно до зменшення границі плинності).

Підтвердження залежності параметрів ультразвукових хвиль і структури матеріалу наведені в працях В.В. Муравйова, де зазначено, що коефіцієнт затухання повздожніх хвиль δ_l , обумовлений поглинанням δ_a , і розсіюванням δ_b , можна розрахувати [9] за формулою:

$$\delta_l = \delta_a + \delta_b = 0,12f + 20f^4 D_g^3, \quad (2)$$

де f – частота ультразвукової хвилі, МГц
 D_g – середній діаметр зерна, мм.

Для підвищення точності визначення ФМХ запропоновано взяти за основу існуючу методику визначення механічних характеристик ма-

теріалів і модернізувати її. Оскільки показник інтегральної густини розглядається вперше, і прийнятих методик з його використанням не існує, то за основу взято параметр твердості. Згідно з існуючою методикою, що наведена в ГОСТ 10006-80 [10], границя плинності матеріалу через твердість визначається за формулою:

$$\sigma_t = 0,2 \cdot HB, \quad (3)$$

де σ_t – границя плинності матеріалу, МПа,

HB – твердість за Брінелем, МПа.

Отже, як видно з формули (2), коефіцієнт кореляції між границею плинності і твердістю мав би дорівнювати 1, але аналіз отриманих експериментальних даних свідчить про інше. Відмінності між описаними коефіцієнтами кореляції пояснюються тим, що отримані значення твердості є твердістю тільки поверхневого шару і не можуть характеризувати загальний стан матеріалу. В свою чергу, результати ультразвукових досліджень показали, що структура сталі не однорідна в об'ємі зразка.

Підтвердженням цього є графік розподілу твердості та інтегральної густини (рис. 2) по всій площі контрольованого зразка сталі 40Г.

Таким чином, використання тільки твердості при розрахунку за існуючими методиками границі плинності матеріалу не дає можливості

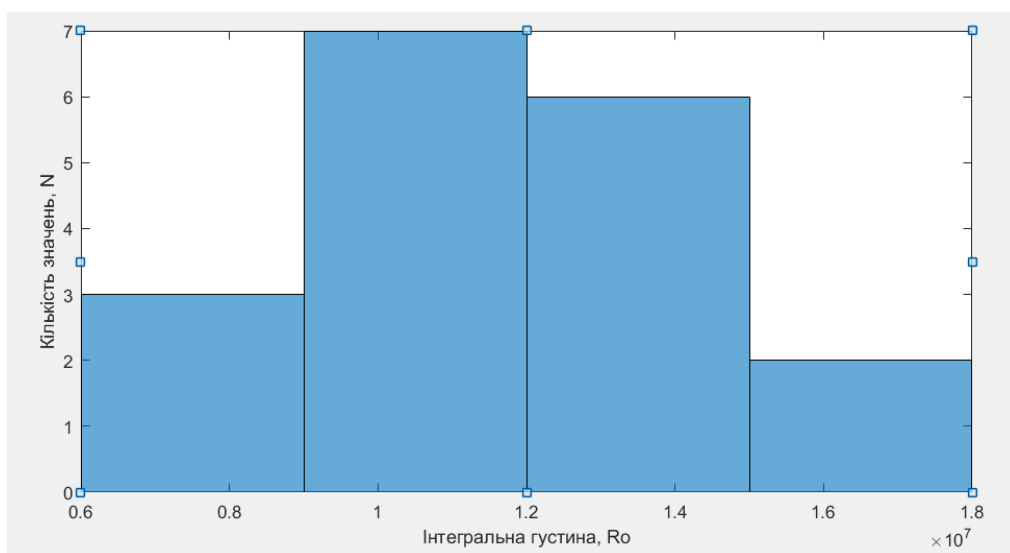


Рисунок 3 – Гістограма розподілу значень інтегральної густини

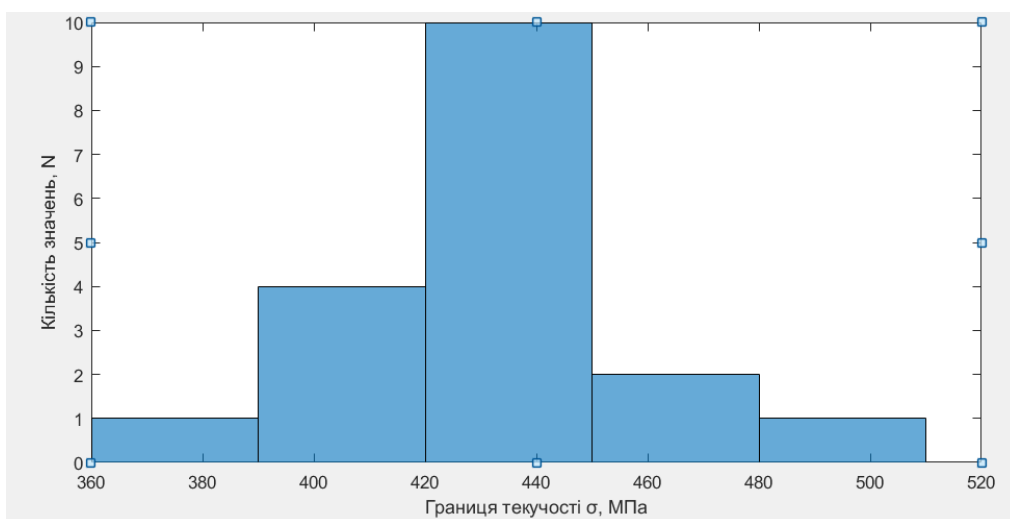


Рисунок 4 – Гістограма розподілу значень границі плинності

отримати достовірну інформацію про фізико-механічні характеристики матеріалу, тому актуальною проблемою залишається удосконалення цих методик шляхом доповнення їх новими інформативними параметрами.

З метою вибору нових інформативних параметрів та удосконалення методики визначення дійсних значень фізико-механічних характеристик сталей було проведено графічний аналіз отриманих значень твердості, інтегральної густини та границі плинності.

На рисунку 3 наведено гістограму розподілу значень інтегральної густини, яка була отримана у ході експериментальних досліджень. Подібність гістограми до нормального розподілу свідчить, що основна частина експериментальних зрізків, яка відповідає вершині розподілу, характеризує зразки з дрібнозернистою структурою, а отже, малими значеннями інтегральної густини. У випадку збільшення зернистості кількість зрізків зменшується.

На рисунку 4 наведено гістограму частот експериментальних значень границі плинності. Вигляд цієї гістограми також свідчить про наближення до нормального розподілу. Це підтверджує, що величина границі плинності для більшої частини зразків близька до її середнього значення – 440 МПа.

Аналіз та порівняння гістограм рис. 3 і 4 свідчить про імовірну високу корельованість між параметром інтегральної густини та границі плинності, що підтверджується аналітичними даними.

Розподіл частот вимірених значень твердості для експериментальних зрізків наведено на рис. 5. Даний розподіл близький до рівномірного, що свідчить про великий розкид значень твердості і порівняно невисоку корельованість з границею плинності. Однак використання твердості як параметра з іншою фізичною природою дозволяє підвищити достовірність результатів вимірювання та рівень його рабастності.

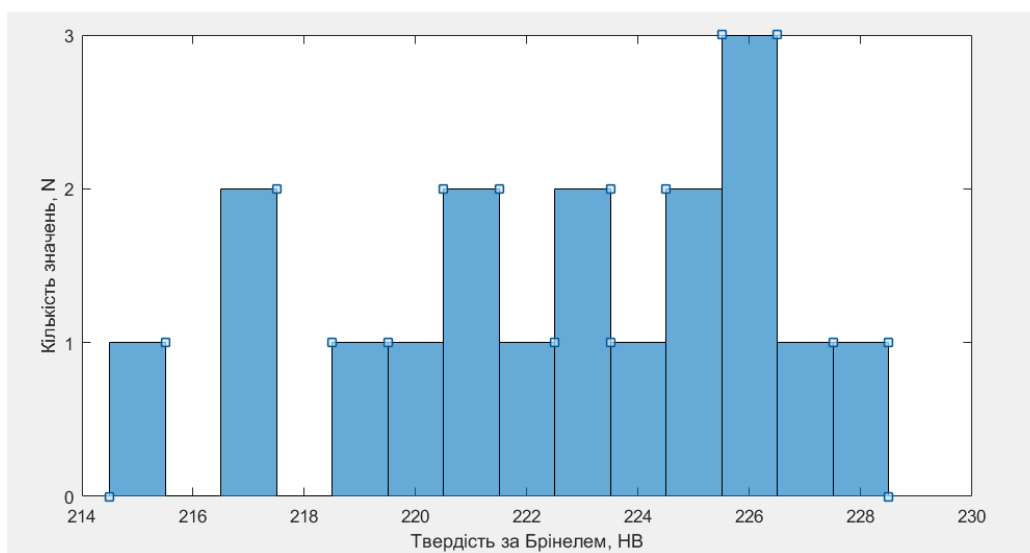


Рисунок 5 – Гістограма розподілу значень твердості

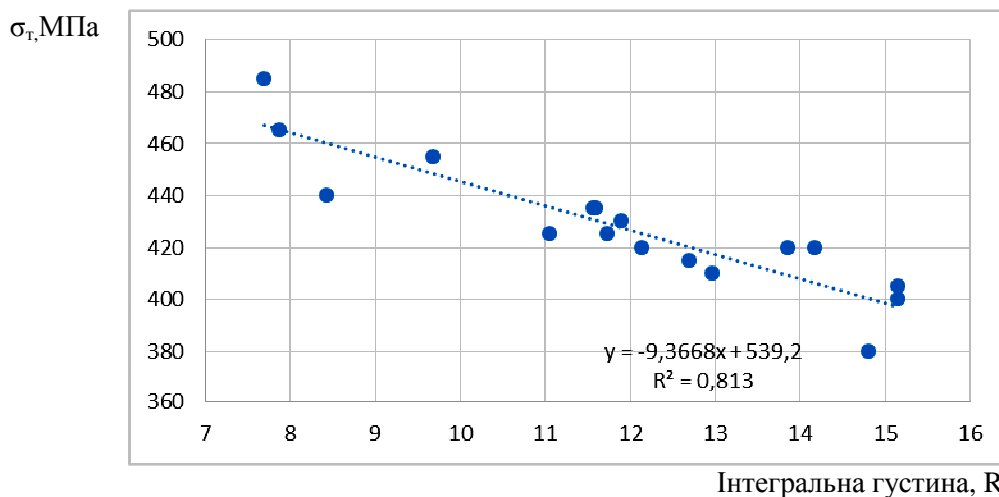


Рисунок 6 – Графік залежності границі плинності як функції інтегральної густини

Для визначення характеру і виду залежності інформативних параметрів неруйнівного контролю від механічних властивостей сталі запропоновано використати регресійний аналіз отриманих даних, що дасть можливість отримати регресійну модель у вигляді рівняння.

З цією метою побудовано графічну залежність границі плинності як функції інтегральної густини, що зображена на рис. 6. Для експериментальних значень відповідних параметрів була розрахована регресійна залежність та коефіцієнт кореляції. Високий коефіцієнт кореляції свідчить про суттєву залежність границі плинності від інтегральної густини і доцільність уведення цього параметру в регресійну модель як аргумента.

З метою визначення характеру та виду залежності границі плинності сталі від її твердості побудовано графік $\sigma_m = f(HV)$, зображений на рис. 7. З допомогою засобів математич-

ного аналізу для даного графіку розрахована регресійна залежність та коефіцієнт детермінації, з яких видно, що достовірність апроксимації становить 0,46, а це, в свою чергу, свідчить про точність підбору рівняння регресії – середня.

Результати регресійного аналізу підтверджують, що для твердості характерна гірша корельованість (порівняно з інтегральною густиною) між нею і границею плинності, що свідчить про слабший зв'язок між цими параметрами та вищу похибку вимірювання твердості. Після аналізу отриманих даних встановлено, що зміна твердості експериментальних зразків була в межах 18 одиниць, а діапазон невизначеності вимірювання твердості (похибка вимірювання) становить 12 одиниць. Дане співвідношення змінюваності значень до невизначеності призводить до низької корельованості між границею плинності і твердістю, оскільки в дисперсії границі плинності, зумовленої тверді-

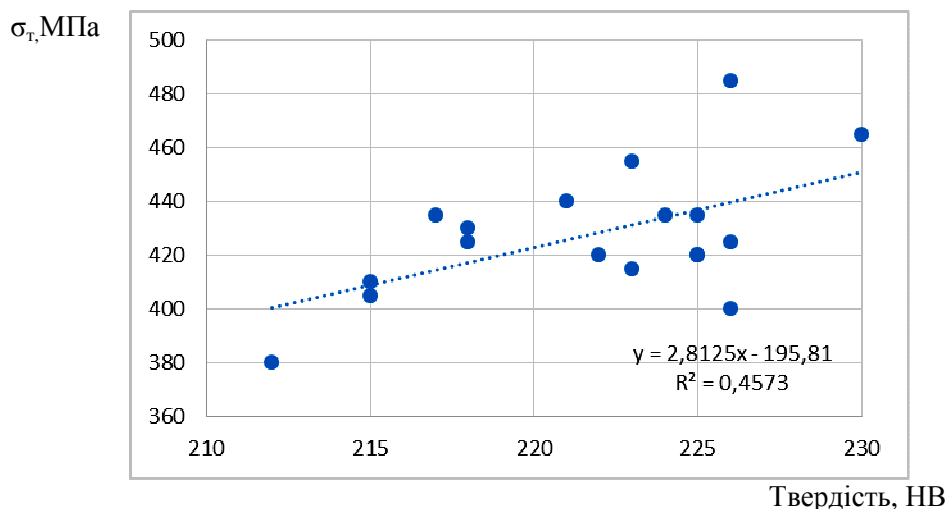


Рисунок 7 – Графік залежності границі плинності як функції твердості

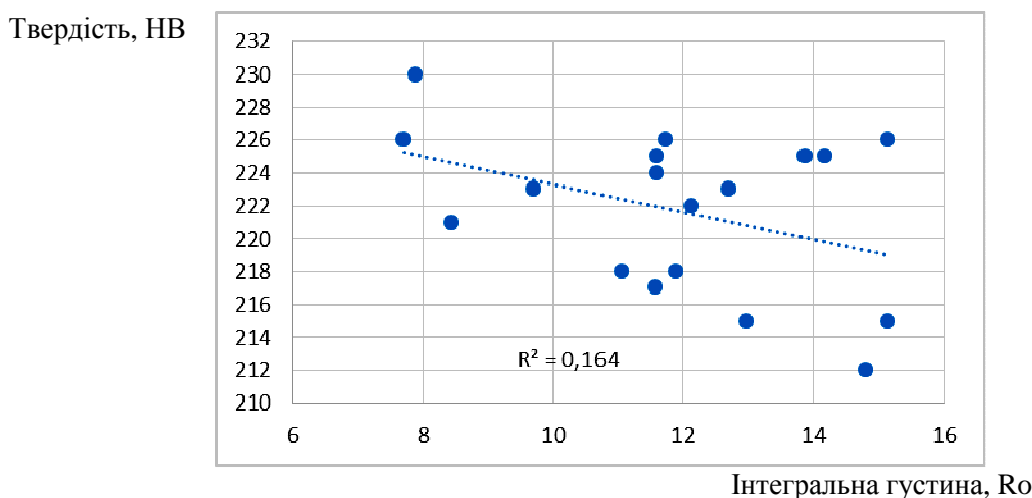


Рисунок 8 – Графік залежності твердості від інтегральної густини

стю велика складова за значеннями розкиду значень твердості, обумовлена впливом інших факторів, а не структурою матеріалу.

Для встановлення рівня взаємозалежності твердості та інтегральної густини проведено їх графічний аналіз. Для цього побудовано графік залежності цих двох величин, визначено коефіцієнт детермінації. (рис. 8). За наявності високої кореляції між значеннями інтегральної густини та твердості їх одночасне використання як аргументів рівняння визначення границі плинності є недоцільним, оскільки вони будуть чинити односторонній вплив на значення функції.

Однак, як видно з рис.8, коефіцієнт детермінації R^2 даної залежності має низьке значення (менше 0,3). Це свідчить про некорельованість аргументів моделі між собою, а отже, сумарна інформаційність цих параметрів вища. Також це дає підстави увести обидва аргументи (інтегральну густину і твердість) в регресійну модель.

Як інструмент для побудови регресійної моделі використано спеціальне програмне забезпечення MatLab. З допомогою надбудови Curve Fitting Tool побудований тривимірний графік (рис. 9) залежності:

$$\sigma_t = f(HB, R_o). \quad (4)$$

Рівняння лінійної регресії для даної моделі має вигляд:

$$\sigma_t = f(HB, R_o) = a_0 + a_1 \cdot HB + a_2 \cdot R_o, \quad (5)$$

де a_0, a_1, a_2 – коефіцієнти регресії, $a_0=240,7$; $a_1=1,381$; $a_2=-10,11$.

Для даної моделі коефіцієнт детермінації становить $R^2=0,8543$, що свідчить про високий рівень підтверджуваності моделлю отриманих результатів. Тобто значення, отримані за допомогою залежності з високою достовірністю, повторюють експериментальні. Скоректований R-квадрат є модифікованою версією R-квадрата, який був скоригований на кількість предикторів у моделі і становить 0.8349.

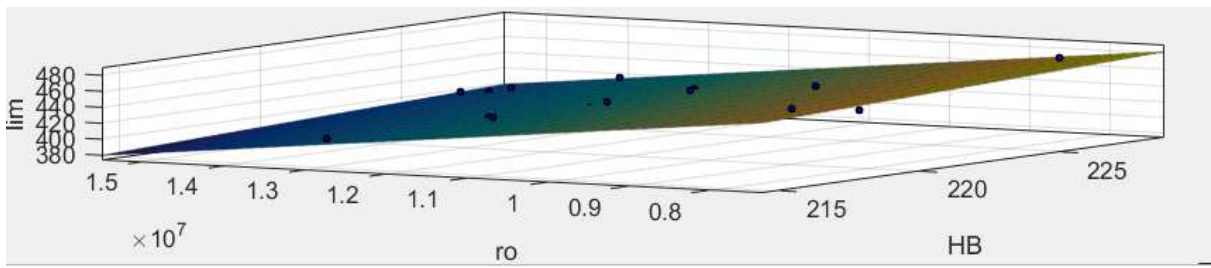


Рисунок 9 – Графік функції залежності границі плинності від твердості та інтегральної густини

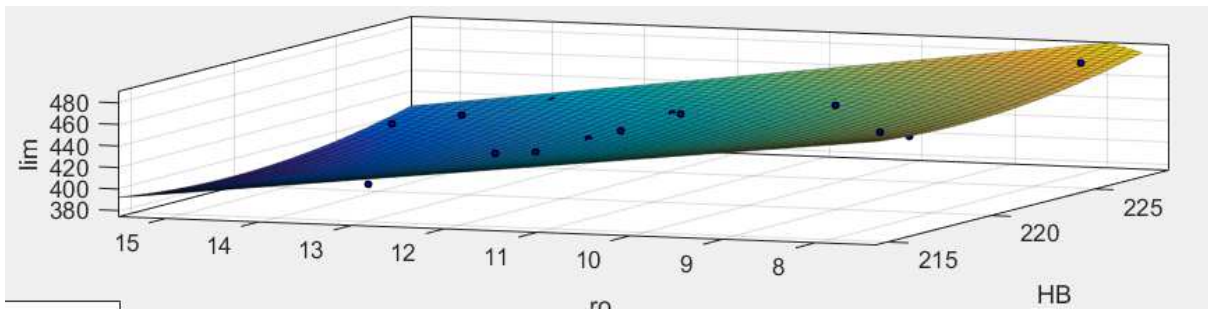


Рисунок 10 – Графік функції залежності границі плинності від твердості та інтегральної густини (змінено степінь аргумента HB)

Низький коефіцієнт кореляції між границею плинності і твердістю також може свідчити про нелінійний характер взаємозв'язку, тому доцільним є моделювання регресійної моделі, де аргумент твердості виражений нелінійно (рис. 10).

З підвищенням степеня аргументів рівняння збільшується кількість коефіцієнтів регресії, що, в свою чергу, ускладнює процес обчислення. Проведений аналіз вигляду рівнянь регресії встановив, що оптимальним є друга степінь для аргумента твердості, оскільки з подальшим збільшенням степеня кількість коефіцієнтів зростає, а коефіцієнт детермінації змінюється несуттєво. Остаточно прийнято таку конфігурацію рівняння:

$$\sigma_t = a_0 + a_1 \cdot HB + a_2 \cdot Ro + a_3 \cdot HB^2 + a_4 \cdot HB \cdot Ro, \quad (6)$$

де a_0, a_1, a_2, a_3, a_4 - коефіцієнти регресії, які відповідно дорівнюють: $a_0=13890$; $a_1=-123,1$; $a_2=11,64$; $a_3=0.2835$; $a_4=-0.09933$.

Коефіцієнт детермінації для даного рівняння становить $R^2=0,8779$, що свідчить про високий рівень підтверджуваності моделлю отриманих результатів. Скоректований R-квадрат є модифікованою версією R-квадрата, який був скоригований на кількість предикторів у моделі і становить 0,8404. Середньоквадратична помилка RMSE становить 9,672, в той час як залишкова сума квадратів дорівнює 1216, що свідчить про високу достовірність моделі.

Для перевірки адекватності запропонованої моделі та для встановлення можливості контролю насосно-компресорних труб (НКТ) на виготовлених з них зразках проведено серію експериментальних досліджень. Фізико-механічні характеристики матеріалу труб підбирались з умови наближеності до характеристик сталі 40Г. Тому, в якості експериментального зразка відібрано насосно-компресорну трубу [11] групи міцності К, механічні характеристики якої наведені в таблиці 4.

Для експериментальних досліджень відібрано зразок насосно-компресорної труби з умовним діаметром 73 мм та довжиною близько 350 мм, поверхню якої було підготовлено та очищено від слідів корозії.

З метою покращення якості отриманих акустичних зображень структурних шумів металу виготовлено спеціальну перехідну призму, поверхня дотику якої ідентична з кривизною поверхні НКТ з умовним діаметром 73мм (рис. 11).

Тіло НКТ піддавалось 100% УЗ-скануванню з використанням ультразвукового дефектоскопу у комплекті з п'єзоелектричними перетворювачами з ультразвуковими фазованими ґратками SIUI CTS-602 з метою отримання зображення акустичних структурних шумів та виявлення структурних неоднорідностей. Після опрацювання результатів УЗ-контролю розраховано значення інтегральної густини зображень. Також виміряно твердість зазначених ділянок зі структурними неоднорідностями.

Таблиця 4 – Механічні характеристики насосно-компресорних труб відповідно до груп міцності

Показник	Норма механічних характеристик для сталей групи міцності						
	Д		К	Е	Л	М	Р
	Виконання А	Виконання Б					
Границя міцності σ_B , МПа, не менше	655	638	687	689	758	823	1000
Границя плинності, σ_T , МПа, не менше	379	373	491	552	654	724	930
Границя плинності σ_T , МПа, не більше	552	-	-	758	862	921	1137
Відносне видовження, %, не менше	14,3	16,0	12,0	13,0	12,3	11,3	9,5



а)



б)

а) загальний вигляд, б) вигляд збоку

Рисунок 11 – Перехідна призма ультразвукового п'єзоперетворювача з фазованими ґратками

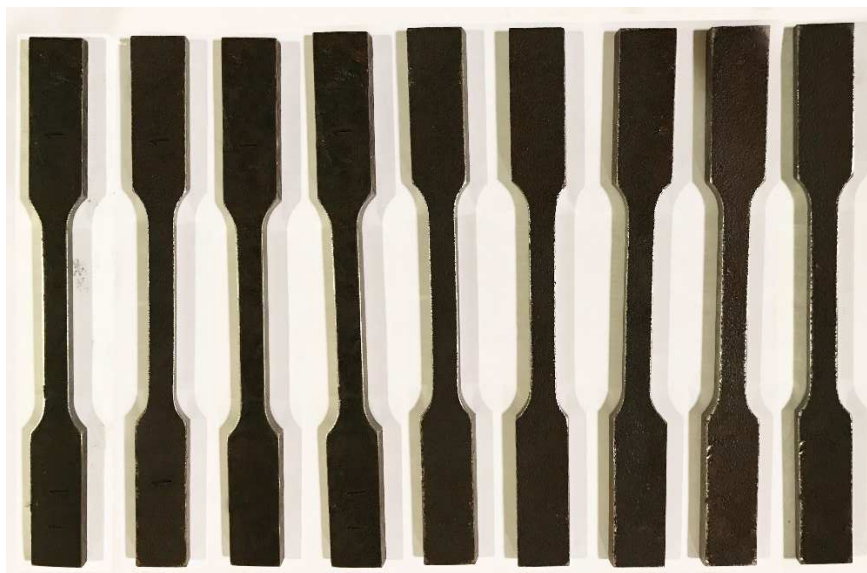


Рисунок 12 – Стандартні плоскі зразки для руйнівних статичних випробувань на розтяг

Результати вимірювань внесені в отриману розрахункову модель (6) визначення границі плинності. Розрахункове значення границі плинності, виміряні значення твердості та інтегральна густина наведені в таблиці 5.

В подальшому з металу, що розміщений в зонах з структурними неоднорідностями, виго-

товлено 9 стандартних зразків для розтягу згідно з [5] (рис. 12).

Для перевірки отриманих розрахункових результатів згідно з (6) проведено руйнівні статичні випробування на розтяг з метою визначення реальних механічних характеристик матеріалу (рис.13).



Рисунок 13 – Стандартний плоский зразок, виготовлений з НКТ, під час випробування на розтяг

У результаті статичних руйнівних (рис. 14) випробувань на розтяг отримано індивідуальні діаграми розтягу для кожного зі зразків відповідно до [5]. За допомогою графоаналітичного та розрахункового способів згідно з [5] визначено границі плинності. Результати випробувань на розтяг наведені в таблиці 5.

Абсолютна похибка розраховується, щоб оцінити розбіжність між розрахунковими та реальними значеннями границі плинності за формулою:

$$\Delta = \frac{\sigma_i^{\phi} - \sigma_i^p}{\sigma_i^{\phi}} \cdot 100\% , \quad (7)$$

де σ_i^{ϕ} - границя плинності, визначена руйнівними методами, МПа;

σ_i^p - розрахункове значення границі плинності, МПа.



Рисунок 14 – Стандартні плоскі зразки після випробування на розтяг

Таблиця 5 – Результати вимірювань твердості, інтегральної густини, розрахункове значення границі плинності, значення границі плинності, визначені руйнівними способами та абсолютна похибка

№ зразка	Твердість за Брінелем, НВ	Інтегральна густина зображення, $\cdot 10^5$	Границя плинності, σ_T , Н/мм ²	Розрахункове значення границі плинності, σ_T , Н/мм ²	Абсолютна похибка, %
1	239	12,58592	523	535	2,0
2	240	13,38321	517	536	3,6
3	241	15,23452	509	526	3,2
4	238	15,65345	503	487	3,3
5	231	7,38931	530	521	1,7
6	235	11,48336	510	507	0,6
7	240	12,25261	522	548	4,7
8	230	14,84832	515	549	5,0
9	241	15,94742	497	517	3,8

Порівняння розрахункових і реальних значень границі плинності матеріалу НКТ групи міцності К свідчить про високу достовірність отриманої розрахункової моделі (похибка не перевищує 5%) визначення механічних характеристик сталей за допомогою двох інформативних параметрів, а саме, твердості та інтегральної густини зображень акустичних структурних шумів. Її використання дозволить суттєво підвищити точність визначення ФМХ матеріалу насосно-компресорних труб, які були в експлуатації, що, в свою чергу, зменшить аварійність на свердловинах внаслідок покращення процесу розбракування труб та формування з них ліфтових колон. Також використання фактичних значень механічних характеристик матеріалу у сучасних методах розрахунку залишкового ресурсу дозволить достовірно оцінити ресурс обладнання, що відпрацювало нормативний термін експлуатації.

Висновки

В даній статті проаналізовано результати експериментальних досліджень залежності інформативних параметрів методів неруйнівного контролю, а саме зображень акустичних структурних шумів сталей, що отримані за допомогою ультразвукових дефектоскопів у комплекті з п'єзоелектричними перетворювачами з ультразвуковими фазованими ґратками (УЗФГ) та фізико-механічних характеристик сталей. Запропоновано удосконалення існуючої моделі оцінки механічних характеристик матеріалів шляхом доповнення новим інформативним параметром. Запропоновану модель подано у вигляді рівняння та проведено експериментальні дослідження з метою перевірки її адекватності.

Література

1 Крижанівський Є.І. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: наук.-техн. пос. у 3 т. / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин; під заг. ред. В.В. Панасюка. – Івано-Франківськ: вид-во Івано-Франківськ нац. техн. ун-ту нафти і газу. Т.1: Основи оцінювання деградації трубопроводів. – 2011. – 458 с.; Т. 2: Деградація нафтопроводів та резервуарів та її запобігання. – 2011. – 448 с.; Т. 3: Деградація газопроводів та її запобігання. – 2012. – 434 с.

2 Механіка руйнування та міцність матеріалів: Довідн. посіб. / Під заг. ред. В. В. Панасюка. Т. 9: Міцність і довговічність авіаційних матеріалів та елементів конструкцій / О. П. Ос-

таш, В. М. Федірко, В.М. Учанін та ін. – Львів: Сполом, 2007. – 1068 с.

3 Механіка руйнування та міцність матеріалів: Довідн. посіб. / Під заг. ред. В. В. Панасюка. Т.15: Осташ О. П. Структура матеріалів і втомна довговічність елементів конструкцій. – Львів: Сполом, 2015. – 312 с.

4 Чабан Н.І. Експериментальні дослідження залежності інформативних параметрів методів неруйнівного контролю та фізико-механічних характеристик сталей / Н.І. Чабан // Нафтогазова енергетика. – 2018. – №2(30). – С. 44-48.

5 ГОСТ 1497-84 Метали. Методи випробувань на розтяг. – М.: Издательство стандартов, 1984. – 28 с.

6 Wick D. Free and open-source software applications for mathematics and education / D. Wick // Proceedings of the twenty-first annual international conference on technology in collegiate mathematics. – 2009. – P. 300–304.

7 Миндюк В.Д. Досвід оцінки деградації матеріалу труб аміакопроводу за результатами неруйнівного контролю їх механічних характеристик / В.Д. Миндюк, М.О. Карпаш, А.В. Яворський, І.В. Рибіцький, Є.Р. Доценко // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2012. – №2. – С. 30-35. – ISSN 0235-3474.

8 Миндюк В.Д. Експериментальні дослідження щодо можливості оцінки фактичного стану металу елементів нафтогазового обладнання в процесі їх експлуатації / В.Д. Миндюк // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – № 3. – С. 89-99.

9 Методика определения акустических структурных шумов металла / В.В. Муравйов, О.В. Муравйова, А.В. Байтерьяков, А.І. Дедов // Интеллектуальные системы в производстве. – 2013. – № 1(21). – С. 143-148.

10 ГОСТ 10006 – 80 Трубы металлические. Метод испытания на растяжение. – М.: Издательство стандартов, 1980. – 12 с.

11 ГОСТ 633-80 Трубы насосно-компресорні і муфти до них. Технічні умови. – М.: Издательство стандартов, 1980. – 43 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
29.11.18

Рекомендована до друку
професором **Райтером П.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Петришиним І.С.**
(ДП «Івано-Франківськстандартметрологія»,
м. Івано-Франківськ)

РОЗРОБЛЕННЯ ЗНОСО- ТА УДАРОСТІЙКИХ ПОКРИТТІВ НА ОСНОВІ СИСТЕМИ Fe-Ti-Mn-C ДЛЯ НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ

П.М. Присяжнюк, Л.С. Шлапак, Д.Л. Луцак, М.Й. Бурда, А.О. Молчанов, Р.В. Андрусишин

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

Наведено результати досліджень зі створення зносостійких покриттів на робочих поверхнях обладнання та інструменту, що працює в умовах інтенсивного абразивного зношування. Основою для створення покриттів слугувала високомарганцева сталь із високою здатністю до деформаційного зміцнення, легована карбідами титану. Покриття наносили шляхом електродугового наплавлення порошковими електродами, шихта яких складалась із феросилікомарганцю, порошку титану, графіту та компонентів, які забезпечують захист дуги від дії атмосфери. Структура розроблених покриттів складається із марганцевого аустеніту та дисперсних включень карбиду титану розмірами ~ 1 мкм. Твердість за методом Роквелла вимірювали на твердомірі ТК-2 (ГОСТ 3882-74) втискуванням алмазного конуса при навантаженні ~ 150 Н (шкала С). Перед вимірюванням твердості проводилось деформування поверхневого наплавленого шару із використанням твердоміру ТШ-2. При цьому як інденатор використовувалась твердосплавна кулька діаметром 10 мм, виготовлена за ГОСТ 3722-81. Зусилля втискування становило 3000 кг. Твердість вимірювалась як у лунці, так і поза нею. За різницею твердості розраховували ступінь наклепу. Розроблені покриття характеризуються здатністю до деформаційного зміцнення в умовах пластичної деформації. При цьому встановлено, що твердість деформованих покриттів перевищує твердість покриттів у вихідному стані на понад 57 %. Експериментальні дослідження абразивної зносостійкості за умов тертя по закріпленому абразиву проводились шляхом порівняння розроблених покриттів та серійних матеріалів для наплавлення. Результати порівняння абразивної зносостійкості показали, що розроблені покриття характеризуються зносостійкістю, майже удвічі вищою порівняно із серійними високохромистими сплавами для наплавлення. Зносостійкість покриттів за умов аероабразивної ерозії проводились із використанням відцентрового прискорювача Клейса у середовищі кварцового піску за кутів атаки 30°, 60° та 90°. Результати випробувань показали, що найвища зносостійкість у розроблених покриттів за кута атаки, рівному 90°. Аналіз поверхні покриттів проведений методом електронної мікроскопії показав відсутність слідів крихкого руйнування. Отже, розроблені покриття можуть бути застосовані для підвищення довговічності робочих поверхонь нафтогазового обладнання, яке працює в умовах абразивного зношування.

Ключові слова: електродугове наплавлення, високомарганцева сталь, аероабразивна ерозія, зносостійкість, карбід титану, деформаційне зміцнення.

Приведены результаты исследований по созданию износостойких покрытий на рабочих поверхностях оборудования и инструмента, работающего в условиях интенсивного абразивного износа. Основой для создания покрытий служила высокомарганцовистая сталь с высокой способностью к деформационному упрочнению, легированная карбидами титана. Покрытие наносили путем электродугового наплавления порошковыми электродами, шихта которых состояла из ферросиликомарганца, порошка титана, графита и компонентов, обеспечивающих защиту дуги от влияния атмосферы. Структура разработанных покрытий состоит из марганцевого аустенита с дисперсными включениями карбида титана с размерами зерен ~ 1 мкм. Твердость измеряли по методу Роквелла с помощью твердомера ТК-2 (ГОСТ 3882-74) путем вдавливания алмазного конуса при нагрузке ~ 150 Н (шкала С). Перед измерением твердости проводилось деформирование поверхностного наплавленного слоя с использованием твердомера ТШ-2. При этом как инденатор использовался твердосплавный шарик диаметром 10 мм, изготовленный по ГОСТ 3722-81. Усилие вдавливания составляло 3000 кг. Твердость измерялась как в лунке, так и в недеформированных зонах. По изменению твердости рассчитывали степень наклепа. Разработанные покрытия характеризуются способностью к деформационному упрочнению в условиях пластической деформации. Установлено, что твердость деформированных покрытий превышает твердость покрытий в исходном состоянии более чем на 57%. Экспериментальные исследования абразивной износостойкости в условиях трения по закрепленному абразиву проводились путем сравнения разработанных покрытий и серийных материалов для наплавки. Результаты сравнения абразивной износостойкости показали, что разработанные покрытия характеризуются износостойкостью, высшей по сравнению с серийными высокохромистыми сплавами для наплавки почти в 2 раза. Износостойкость покрытий в условиях аероабразивной эрозии проводились с использованием

центробежного ускорителя Клейса в среде кварцевого песка при углах атаки 30°, 60° и 90°. По результатам испытаний наибольшей износостойкостью обладали покрытия, нанесенные при угле атаки, равном 90°. Анализ поверхности покрытий, проведенный методом электронной микроскопии, показал отсутствие следов хрупкого разрушения. Разработанные покрытия могут быть применены для повышения долговечности рабочих поверхностей нефтегазового оборудования, работающего в условиях абразивного износа.

Ключевые слова: электродуговая наплавка, высокомарганцевая сталь, абразивная эрозия, износостойкость, карбид титана, деформационное упрочнение

The paper presents the results of research on the development of wear-resistant coatings on the working surfaces of equipment and tools operating in conditions of intense abrasive wear. Titanium carbide alloyed high-manganese steel with a high strain hardening capacity served as the basis for coatings. The coating was made by electric arc surfacing with powder electrodes, the charge of which consisted of ferrosilicomanganese, titanium powder, graphite, and components that protect the arc from the atmosphere. The coatings consist of manganese austenite and dispersed inclusions of titanium carbide with dimensions of ~ 1 micron. Rockwell hardness was measured by means of TK-2 hardness testers (GOST 3882-74) by indentation of a diamond cone under a load of ~ 150 N (scale C). Before measuring the hardness, the surface deposited layer was deformed using the TS-2 hardness gage. At the same time, a carbide ball with a diameter of 10 mm manufactured according to GOST 3722-81 was used as an indenter. The indentation effort was 3,000 kg. Hardness was measured both in the well and in the undeformed zones. By the difference in hardness, the degree of work hardening was calculated. The developed coatings are characterized by the capacity for strain hardening under plastic deformation conditions. It was found that the hardness of the deformed coatings exceeds the hardness of the coatings in the initial state by 57% higher. Experimental studies of abrasive wear resistance under friction conditions on a fixed abrasive were carried out by comparing the developed coatings and serial materials for surfacing. The results of the comparison of abrasive wear resistance showed that the developed coatings are characterized by wear resistance higher compared to serial high-chromium alloys for surfacing almost 2 times. The wear resistance of coatings under conditions of aero-abrasive erosion was carried out using a Kleis centrifugal accelerator in an environment of quartz sand at angles of attack of 30°, 60° and 90°. The test results showed that the highest wear resistance of the developed coatings was determined at an angle of attack of 90°. Analysis of the surface of the coatings carried out by electron microscopy showed no signs of brittle fracture. The developed coatings can be applied to increase the durability of the working surfaces of oil and gas equipment operating in abrasive conditions.

Key words: electric arc surfacing, high manganese steel, aeroabrasive erosion, wear resistance, titanium carbide, deformation hardening.

Вступ

На даний час в Україні більшість бурового інструменту та обладнання для видобутку та переробки корисних копалин є закордонного виробництва. Його експлуатація проводиться за умов інтенсивного абразивного зношування, що призводить до зносу робочих поверхонь. Таким чином, постає необхідність імпорту запасних частин, що потребує значних фінансових затрат. Вирішення вказаної проблеми можливе шляхом створення на його робочих поверхнях зносостійких композиційних поверхневих шарів, які характеризуються універсальністю, тобто можуть застосовуватись для різних умов роботи у широкому діапазоні навантажень. Основною концепцією їх створення є поєднання ударної стійкості високомарганцевої сталі та абразивної зносостійкості надтвердих матеріалів (НТМ) у монолітному матеріалі. При цьому особливо важливе значення має пошук сумісних із високомарганцевою сталлю НТМ, тобто таких, які у процесі електродугового нанесення покриття максимально повно зберігають свої властивості та мінімально впливають на властивості сталі. Це дасть можливість отримати поверхневі шари, у яких при експлуатації най-

більш навантажені ділянки будуть зміцнюватись відповідно до рівня та характеру дії динамічного навантаження, тим самим ефективно протидіяти зношуванню. Таким чином, формується поверхневий шар із композитною будовою, який буде пристосовуватись до конкретних умов роботи.

Розроблено матеріали для підвищення зносостійкості деталей машин на основі карбідів TiC та боридів TiB₂ титану, які є одними з найбільш твердих і тугоплавких сполук, які використовуються в сплавах для наплавлення. Твердість сполук TiC (~ 30 ГПа) і TiB₂ (~ 32 ГПа) є у 2 рази вищою ніж твердість карбідів хрому. Температура плавлення вказаних сполук становить 3150°C і 3193°C відповідно, а їх розчинність в Fe не перевищує ~ 1 мас. %, що робить їх перспективними матеріалами для створення зносостійких покриттів з вираженою гетерофазовою структурою. Крім того, завдяки високій карбідоутворюючій здатності, титан рідко переходить у твердий розчин, що можливо тільки при співвідношенні кількості вуглецю у сталі до кількості титану, меншому ніж 1:4. В такому випадку надлишковий титан утворюва-

тиме титаніди заліза Fe_2Ti , які також підвищують твердість сталі.

Мета роботи

Полягала у створенні економнолегованого порошкового електродного матеріалу для підвищення надійності обладнання, що експлуатується в умовах абразивного зношування, шляхом нанесення зносостійких покриттів на його робочі поверхні.

Методи і об'єкти досліджень

Дослідний матеріал для наплавлення електродугових покриттів виготовлявся у вигляді однозамкових порошкових електродів (ПЕ). Перевагами даної конструкції матеріалу для наплавлення є простота технології виготовлення без використання процесу волочіння, а також можливість отримувати високий коефіцієнт заповнення електродів легуючими компонентами (до 60...70%) [1], що дозволяє ефективно використовувати як шихтовий наповнювач компоненти з низькою насипною масою та здійснювати більш високе легування наплавленого шару.

Виготовлення ПЕ для реалізації процесу електродугового наплавлення проводили на лабораторному прокатному стані. Як оболонка для виготовлення ПЕ використовувалась холоднокатана сталевая стрічка 08кп за ГОСТ 3559-75 розміром $0,5 \times 20$ мм (виробник ВАТ «Запорізький металургійний комбінат «Запоріжсталь»).

Вибір компонентів шихтового наповнювача проводився на основі аналізу вартості та доступності металевих компонентів карбідних фаз, що, зазвичай, входять до складу матеріалів для наплавлення. Проведений аналіз показав, що для створення покриттів найбільш раціонально використовувати титан, оскільки запаси титанової руди в Україні становлять понад 5,9 млн. тонн [2], що обумовлює економічну доцільність його застосування. З метою отримання високої ударостійкості у шихту додатково вводили феросилікомарганець.

Шихтовий наповнювач готувався у вигляді механічної суміші порошкових компонентів в інерційному барабанному змішувачі. Час змішування становив 60 хв за частоти обертання 40 хв^{-1} .

Перед зважуванням і змішуванням компоненти просували у сушильній шафі типу СНОЛ протягом 90 хв за температури $120 \text{ }^\circ\text{C}$. Основними компонентами шихтового наповнювача були феросилікомарганець ФМ17 (ГОСТ 4756 - 91), порошок карбіду титану ТУ 6-09-492-75.

Наплавлення дослідних матеріалів у процесі виготовлення зразків та шліфів проводили в ручному режимі з використанням зварювального випрямляча марки ВДУ-506. Режими наплавлення: вольт-амперна характеристика дуги – падаюча, сила струму – 160...180 А, напруга дуги – 30...32 В, полярність – зворотна. Наплавлення здійснювалось на сталеву основу, виготовлену зі сталі 45 (ГОСТ 1050-88).

Визначення стійкості при аероабразивній ерозії проводилось на відцентровому прискорювачі Клейса у середовищі кварцового піску.

Для визначення відносної абразивної зносостійкості дослідних наплавлених матеріалів використовували серійні зносостійкі наплавлені матеріали, що призначені для застосування в умовах абразивного зношування, а саме електроди марок Т-590, ESAB ОК 84.8, Lastek 2400.

З метою дослідження мікроструктури наплавлених покриттів виготовляли поперечні шліфи шляхом механічного шліфування та наступного полірування за стандартною методикою [3].

Структуру покриттів досліджували методами РЕМ і МРСА за допомогою скануючого електронного мікроскопа ZEISS EVO 40XVP з системою рентгенівського мікроаналізу INCA Energy, а також енергодисперсійного рентгенівського спектрометра INCA ENERGY 350 з літєвим детектором, що забезпечує роздільну здатність 133 еВ, чутливість визначення домішки 0,01 %, локальність аналізу – від 1 мкм.

Аналіз знімків мікроструктур наплавлених шарів, отриманих за допомогою електронного мікроскопу ZEISS EVO 40XVP, проводився з використанням спеціалізованого програмного пакету для обробки та аналізу зображень «Image-Pro Plus» [4].

Твердість за методом Роквелла вимірювали на твердомірі ТК-2 (ГОСТ 3882-74) втискуванням алмазного конуса при навантаженні $\sim 1,5 \text{ кН}$ (шкала С). Перед вимірюванням твердості проводилось деформування поверхневого наплавленого шару із використанням твердоміру ТШ-2. При цьому як індентор використовувалась твердосплавна кулька діаметром 10 мм, виготовлена за ГОСТ 3722-81. Навантаження при втисканні становило 3000 кг. Твердість вимірювалась як у лунці так і поза нею. За різницею твердості розраховували ступінь наклепу.

Для визначення відносної абразивної зносостійкості проводились шляхом тертя по закріпленому абразиву. Як контртіло (абразив) використовувався абразивний круг діаметром 300 мм та товщиною 40 мм. Швидкість ковзання

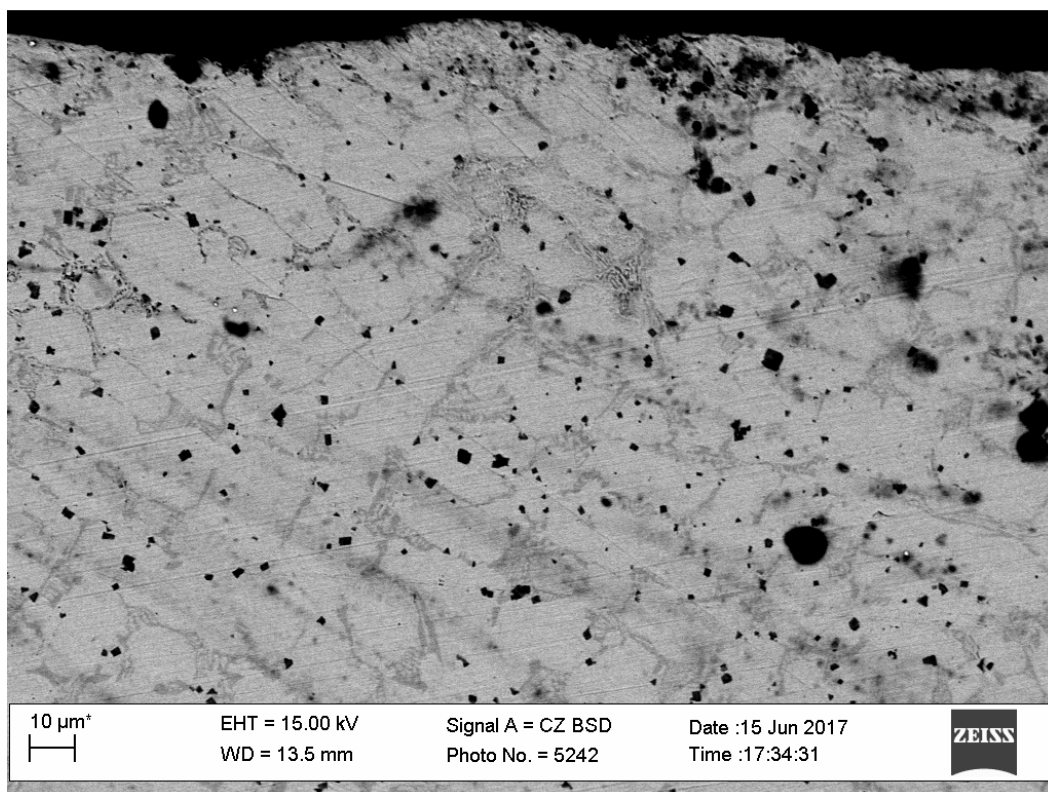


Рисунок 1 – Мікроструктура наплавленого покриття системи Fe-Ti-Mn-C

становила 0,21 м/с, шлях тертя становив 33 м. Випробовування проводилось на зразках циліндричної форми діаметром 10 мм. Еталоном при дослідженнях була сталь марки 110Г13Л, наплавлена на зразок циліндричної форми газополуменевим методом. Оцінка зносостійкості проводилась за втратою маси шляхом зважування взірців на аналітичних вагах із точністю ~ 1 мг.

Результати та їх обговорення. Мікроструктура наплавленого покриття (рис. 1) складається із зерен матричної фази, які мають витягнуту форму та розташовані під кутом до наплавленої поверхні у прошарках, між якими виявлено структуру евтектичного типу та дисперсних включень, які рівномірно розташовані в об'ємі наплавленого металу. Форма дисперсних включень є ограненою та у багатьох випадках у площині шліфа має форму куба. Розміри частинок знаходяться у діапазоні 1-3 мкм, а їх об'ємний вміст становить ~ 10 %.

Результати рентгеноспектрального мікроаналізу показали, що темна фаза ограненої форми характеризується одночасно високими піками титану та вуглецю. Враховуючи кубічну форму зерен, можна зробити висновок, що вказана фаза представляє собою карбід титану. Темна фаза без виразної огранки містить піки Fe, Mn, C та O і, ймовірно, представляє собою

пори. Світла та сіра фази містять в основному піки Fe та Mn, що відповідає складу марганцевому аустеніту. Такі результати також представлені у дослідженнях, наведених у роботах [5-8].

Твердість покриття, виміряна на твердомірі ПМТЗ у зоні, що прилягає до основи, становить 520 Н₂₀₀. При цьому твердість основи становить 217 Н₂₀₀.

Для вимірювання твердості за Роквелом поверхневого шару без деформації та після пластичної деформації на твердомірі Брінеля було вибрано 4 зразки із вмістом TiC 0 %, 5 %, 10 % та 15 % (мас.). Результати вимірювання мікротвердості (рис. 2) показують, що підвищення кількості карбідної фази веде до зростання твердості у концентраційному діапазоні до 10 % об. Подальше підвищення вмісту карбиду титану призводить до зниження твердості. Це зумовлено тим, що підвищення вмісту карбідної фази викликає технологічні труднощі при виготовленні електродів через високу дисперсність вихідної шихти. Крім цього, у процесі наплавлення суттєво знижується рідкотекучість металу, що наплавляється і, як наслідок, з'являються пори у наплавленому шарі. Пластична деформація у всіх розглянутих випадках сприяє підвищенню твердості через забезпечення у наплавленому шарі утворення марганцевого аустеніту. При цьому найвищі показники

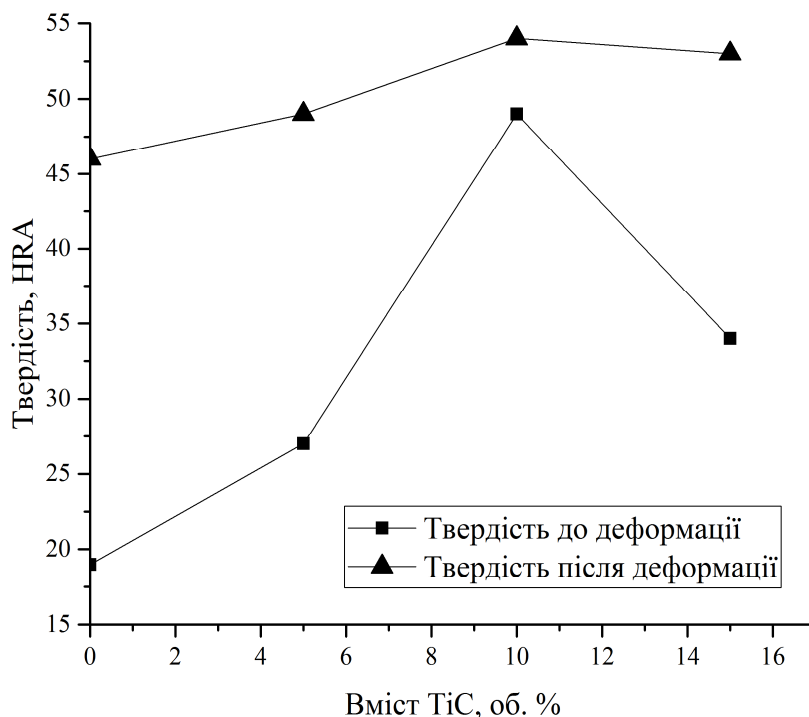


Рисунок 2 – Результати вимірювання мікротвердості наплавлених шарів залежно від концентрації карбіду титану

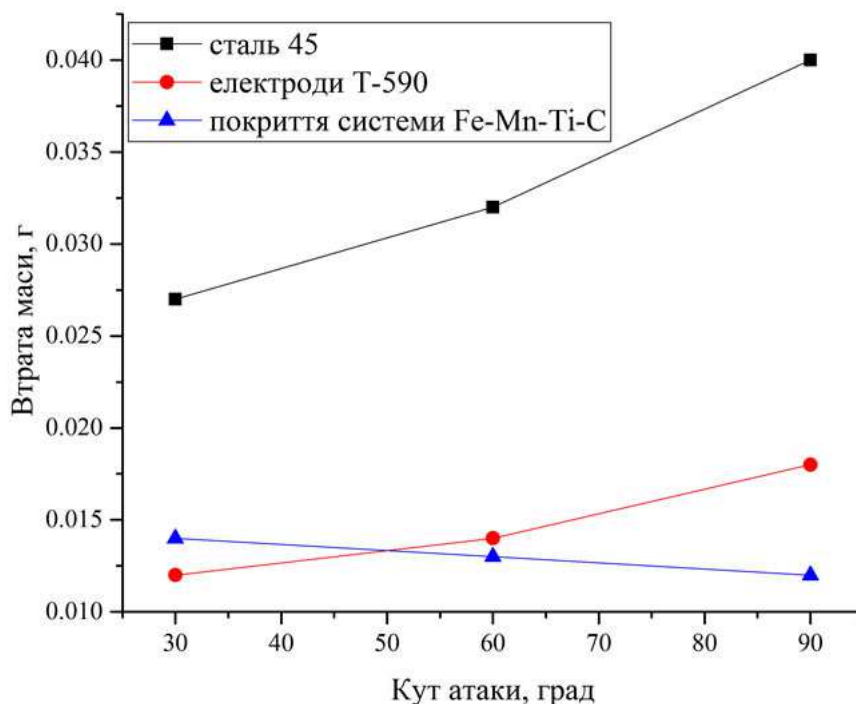


Рисунок 3 – Залежність втрати маси від кута атаки абразиву при випробуваннях на газоабразивне зношування

досягаються при вмісті TiC – 10%, що відповідає елементному складу: Fe69,23 - Ti 5,39 - Mn18,77 - C2,28.

Результати дослідження зносостійкості покриття системи Fe-Ti-Mn-C та покриття із електродів Т-590 при газоабразивному зношуванні (рис. 3) показують, що мінімальна зносостійкість покриття спостерігається для кута атаки

$\alpha = 30^\circ$, при якому зношуваність розробленого покриття найбільша. Низька зносостійкість покриттів при малих кутах атаки абразивними частинками (характерна для в'язких матеріалів) може бути пояснена відсутністю при малих кутах атаки наклепу – основного чинника, що викликає зміцнення поверхні, яка містить велику кількість марганцевого аустеніту.

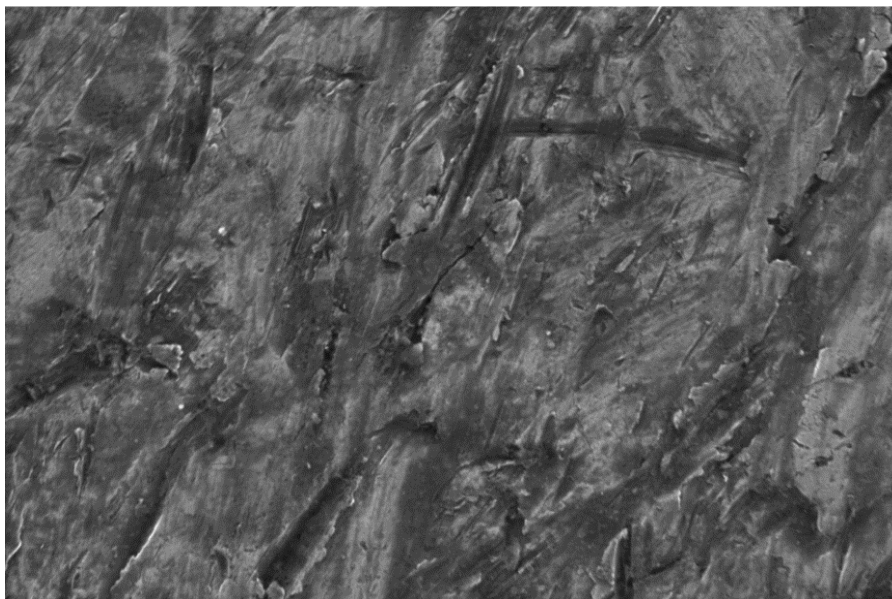


Рисунок 4 – Рельєф поверхні покриття після випробувань на газоабразивне зношування (кут атаки 90°). Масштаб 500:1

При прямому попаданні абразивних частинок (кут атаки 90°) зносостійкість покриттів системи Fe-Ti-Mn-C дещо збільшується, що, викликано розвитком процесів деформаційного зміцнення у поверхневому шарі. Покриття на основі електродів Т-590 за умов кута атаки рівного 90° проявляють низьку зносостійкість. Це викликано тим, що карбідні фази викришуються внаслідок крихкого руйнування (рис. 3). Сліди крихкого руйнування поверхонь зразків після випробувань за результатами мікроскопічних досліджень (рис. 4) не були виявлені.

Отже, роль здатності сталі до деформаційного зміцнення у вигляді матричної фази покриттів в умовах газоабразивного зношування значною мірою підвищується при збільшенні інтенсивності динамічного впливу.

Для порівняльного аналізу зносостійкості в умовах тертя по закріпленому абразиву як еталон при випробуваннях використовувалась сталь 110Г13Л. Розроблені покриття порівнювались із матеріалами для наплавлення, які застосовуються для умов роботи, що супроводжуються інтенсивним ударно-абразивним зношуванням. Це, зокрема, електроди: Т-590 ("Плазматек", Україна), ОК 84.80 (фірма ESAB, Велика Британія), ЦС-1 (сормайт, ГОСТ 21449—75). [9,10]

Результати порівняльного аналізу зносостійкості (рис. 5) показують, що покриття системи Fe-Ti-Mn-C із вираженою гетерофазовою будовою характеризуються співмірною зносостійкістю порівняно із розповсюдженими матеріалами для наплавлення, призначеними для роботи в умовах тертя по закріпленому абразиву.

Як видно із рисунку 5, відносна абразивна зносостійкість розроблених покриттів із вмістом карбідної фази ~ 10 % за об'ємом порівняно із сталлю 110Г13Л є вищою приблизно у 2,5 рази. Це створює передумови для її застосування в умовах, де абразивне зношування супроводжується динамічними навантаженнями.

Висновки

На основі аналізу складу покриттів у системі Fe-Ti-Mn-C встановлено, що вказана система є перспективною для розроблення порошкових електродних матеріалів, оскільки при наплавленні у ній зберігається двофазова структура. Встановлено, що у системі Fe-Ti-Mn-C оптимальна концентрація елементів, яка забезпечує існування структури аустеніт + карбід титану, наступна: Fe – 69,23 %; Ti – 5,39 %; Mn – 18,77 %; C – 2,28 %. Електронномікроскопічні дослідження шару, отриманого із порошкового дроту вказаного складу, показують, що він складається із марганцевого аустеніту, придатного до наклепу, та дисперсних (1-3 мкм) включень карбіду титану об'ємом 10 %. Показано, що при поверхневій пластичній деформації твердість суттєво (на 10-20 HRC) зростає, що зумовлено одночасно дисперсійним та деформаційним зміцненням.

Випробування розроблених покриттів за умов аероабразивного зношування показують, що їх зносостійкість при прямих кутах атаки суттєво перевищує зносостійкість традиційних матеріалів для зносостійкого наплавлення, а при терті по закріпленому абразиву зносостій-

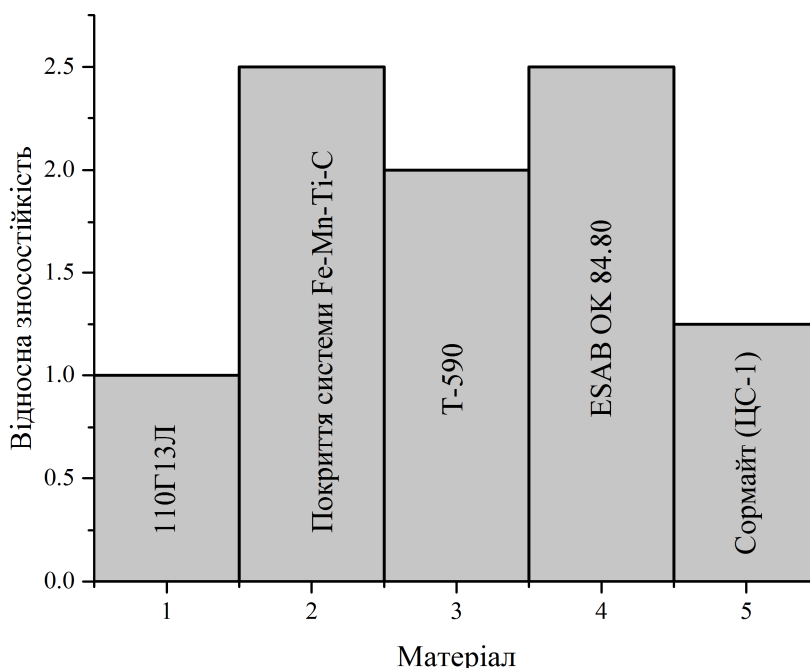


Рисунок 5 – Відносна зносостійкість покриттів системи Fe-Ti-Mn-C при терті по закріпленому абразиву

кість покриттів знаходиться на рівні кращих світових аналогів.

У подальших дослідженнях планується використання як шихтового наповнювача сполук титану у комбінації із іншими карбідами перехідних металів та феросплавами, які містять елементи, що використовуються для легування сталі.

Література

1 Жудра А. П. Наплавочные порошковые ленты (Обзор) / А. П. Жудра // Автоматическая сварка. – 2012. – № 1. – С. 39–44.

2 Развитие технологий добычи, обогащения и переработки титанового сырья в мире и Украине / Т. А. Олейник, Т. П. Гурьянова, Г. А. Колобов та ін. // Наукові праці Запорізької державної академії. – 2010. – № 22. – С. 23-29.

3 Вашуль Х. Практическая металлография. Методы изготовления образцов: монографія / Х. Вашуль. – Москва: Металлургия, 1988. – 320 с.

4 ImageJ: Image Processing and Analysis in Java. – Режим доступу: <http://rsbweb.nih.gov/ij>

5 Присяжнюк П. М. Триботехнічні властивості карбідосталі NbC-сталь Гадфільда / П. М. Присяжнюк, М. Й. Бурда // Проблеми трибології. – 2014. – № 1. – С. 88-94.

6 Криль Я.А. Структуроутворення та властивості керметів NbC - сталь Гадфільда / Я.А. Криль, П.М. Присяжнюк // Сверхтвердые материалы. – 2013. – № 5. – С. 49-55.

7 Присяжнюк П. М. Розрахунок фазової рівноваги у системі NbC – марганцева сталь для розробки карбідосталей / П. М. Присяжнюк // Фізика і хімія твердого тіла. – 2014. – № 3. – С. 575-578.

8 Присяжнюк П.М. Формування структури керметів Cr_3C_2 -МНМц 60-20-20 / П.М. Присяжнюк, Т. Шіхаб, В.Г. Панчук // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2016. – №52(2). – С. 43-47.

9 Lutsak D. Development of a Method and an Apparatus for Tribotechnical Tests of Materials Under Loose Abrasive Friction / D. Lutsak, P. Pryszyzhnyuk, M. Burda, V. Aulin // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – No 7(83). – 2016. – С. 19-26.

10 Lutsak D. L. Formation of Structure and Properties of Composite Coatings TiB_2 -TiC-Steel Obtained by Overlapping of Electric-Arc Surfacing and Self-Propagating High-Temperature Synthesis // D. L. Lutsak, P. M. Pryszyzhnyuk, M. O. Karpash, V. M. Pylypiv, V. O. Kotsyubynsky // Metallofiz. Noveishie Tekhnol. – 2016. – Т. 38, №9. – С. 1265-1278.

Стаття надійшла до редакційної колегії 10.12.18

Рекомендована до друку професором **Копеєм Б.В.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) канд. техн. наук **Пилипенком О.В.** (НВФ «Епсілон», м. Івано-Франківськ)

Наука — виробництву

УДК 620.9

DOI: 10.31471/1993-9973-2018-4(69)-57-69

МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ОПАЛЕННЯ ШЛЯХОМ ЗАСТОСУВАННЯ ТУРБОКАМІНУ ТА ІНТЕГРАТОРА

І.Р. Ващишак, О.В. Лаврик

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504708,
e-mail: savchyn.ira@gmail.com*

Актуальність роботи зумовлена необхідністю створення енергоефективних систем опалення в умовах стрімкого підвищення цін на енергоносії. Проведено аналіз систем опалення будинків і видів палива для них та встановлено, що найбільш енергоефективною є комбінована система опалення з кількома джерелами теплової енергії, одним з яких є турбокамін. Розглянуто процеси, що протікають у камінах із водяним контуром. Удосконалено конструкцію турбокаміну шляхом застосування в ньому термоелектричної батареї. Вибрано елементи термоелектричної батареї та розраховано її потужність. Розраховано потужність системи інтегрованого опалення будинку. Розглянуто структурну схему системи інтегрованого опалення. Підібрано інтегратор для системи опалення. Розроблено алгоритм роботи мікроконтролера управління удосконаленим турбокаміном з термоелектричною батареєю та підібрано мікроконтролер управління. На основі алгоритму роботи системи інтегрованого опалення розроблено алгоритм роботи її мікроконтролера.

Ключові слова: енергоефективність, енергозбереження, системи опалення, елементи Пельтьє, турбокамін, інтегратор

Актуальность работы обусловлена необходимостью создания энергоэффективных систем отопления в условиях резкого повышения цен на энергоносители. Проведен анализ систем отопления зданий и видов топлива для них и установлено, что наиболее энергоэффективной является комбинированная система отопления с несколькими источниками тепловой энергии, одним из которых является турбокамин. Рассмотрены процессы, протекающие в каминных с водяным контуром. Усовершенствована конструкция турбокамина путем применения в нем термоэлектрической батареи. Выбраны элементы термоэлектрической батареи и рассчитана ее мощность. Рассчитана мощность системы интегрированного отопления дома. Рассмотрена структурная схема системы интегрированного отопления. Подобран интегратор для системы отопления. Разработан алгоритм работы микроконтролера управления усовершенствованным турбокаминном с термоэлектрической батареей и подобран микроконтроллер управления. На основе алгоритма работы системы интегрированного отопления разработан алгоритм работы ее микроконтролера.

Ключевые слова: энергоэффективность, энергосбережение, системы отопления, элементы Пельтье, турбокамин, интегратор

The importance of the work is based on the necessity of developing energy-efficient heating systems in the conditions of rapid increase of energy prices. Heating systems for buildings and fuels for them are analyzed. It is established that a combined heating system with several sources of thermal energy, one of which is turbo fireplace is the most energy-efficient. The processes in fireplaces with a water loop are considered. The design of turbo fireplace is improved by applying a thermoelectric battery. The elements of the thermoelectric battery are selected and its power is determined. The power of the integrated heating system of the building is calculated. The block scheme of the integrated heating system is considered. The heating system integrator is selected. The algorithm of microcontroller operation with advanced turbo fireplace with a thermoelectric battery is developed and a microcontroller

operation is chosen. The algorithm of the integrated heating system developed an algorithm for the operation of its microcontroller.

Key words: energy efficiency, energy saving, heating systems, Peltier elements, turbo fireplace, integrator.

Вступ

Проблемою енергетичної безпеки держави є зменшення до мінімуму споживання природного газу. В цьому випадку для забезпечення необхідного рівня комфорту людей в опалювальний період потрібно використовувати альтернативні енергоносії. Внаслідок коливання цін на ринку одні енергоносії можуть дорожчати, а інші – дешевшати, проте споживач у більшості випадків не має змоги змінювати один енергоносії на інший. Вирішенню цієї проблеми сприяє поява комбінованих систем опалення, однак ефективне управління такими системами є доволі складним процесом.

У зв'язку з цим питання підвищення енергоефективності систем комбінованого опалення та зменшення споживання енергоносіїв є доволі актуальним. Від того, з яких елементів складається інтегрована система опалення будинку та як складено алгоритм її роботи, безпосередньо залежать температура та щомісячні витрати на оплату енергоносіїв.

Шляхами підвищення рівня енергоефективності систем опалення будинків є застосування сучасних технологій і приладів для генерування і розподілу теплової енергії та алгоритмів оптимального використання палива.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Завдяки розвитку сучасних технологій для опалення будинків і великих замських приміщень є чималий вибір видів систем опалення, як наприклад, газове, мастильне, електричне, тепловий насос, вугільний котел, піч, камін, сонячні колектори, чи камін з водяним рукавом. Основними критеріями вибору системи опалення є ціна палива та пристроїв, що входять до складу системи, а також її надійність.

Згідно з проведеним аналізом систем опалення і видів енергоносіїв для них найвигіднішим для опалювання приватних будинків є системи комбінованого опалення. В такому випадку власник приватного будинку на свій розсуд може вибирати систему опалення в залежності від її ефективності, складності, вартості та вигляду. Однак, найголовнішим при цьому залишається вибір палива, на якому працюватиме система опалення.

Умови вибору палива для системи опалення будинку є наступними: ціна на паливо; ціна опалювальної системи і вартість її монтажу; вартість обслуговування опалювальної системи; температура повітря холодної пори року в даному регіоні; наявність комунікацій подачі енергоносіїв; призначення будинку (місце постійного проживання або тимчасового перебування чи роботи); наявність тепловитрат і ступеня теплоізолювання; зручність експлуатації системи опалення й палива; наявність певного виду палива в даному регіоні.

Комбіновані системи опалення бувають трьох основних типів:

- комбінована система опалення з застосуванням різних видів палива;
- комбінована система опалення з використанням одного виду палива і різних опалювальних приладів;
- інші види комбінованих систем опалення.

На ринку наявний великий асортимент комбінованих котлів з двома типами пальників, один з яких розрахований на використання рідкого газу, а інший на використання рідкого палива. Існують і більш складні комбінації, коли котел може працювати додатково і на твердому паливі. Деякі котли можуть працювати на рідкому і твердому паливі, балонному і магістральному газі, та ще застосовуються в комбінації з електричним тенем. Заміна виду палива найбільш актуальна при підвищенні цін на певний вид палива, запланованій газифікації або при перебоях в постачанні палива.

Однак, вартість і складність комбінованої системи опалення із застосуванням різних видів палива є значно вищими за вартість котлів чи турбокамінів аналогічної потужності.

Комбінована система опалення з використанням одного виду палива і різних опалювальних приладів – це система, де застосовуються настінні радіатори (водяні або електричні) і тепла підлога.

Використання теплої підлоги як пристрою опалення за рахунок того, що тепло надходить знизу і піднімається вгору, забезпечує дуже високий рівень комфорту. Проте повністю відмовлятися від радіаторів опалення не варто. Професіонали зі створення опалювальних систем для замського будинку рекомендують найчастіше саме комбінований варіант. Оптимальна пропорція, відповідно до їх рекомендацій, це

коли 70 % тепла надходить від теплої підлоги, а 30 % – від радіаторного опалення. При цьому теплоносії для радіаторів розігрівається до 75 °С, а для теплої підлоги – до 60 °С. Рентабельність такого комбінування можна підвищити, якщо в різні періоди підключати різні групи опалювальних приладів.

Існує велика кількість варіантів створення комбінованих систем. Вибір комбінації залежить від можливостей і потреб домовласника. Наприклад, якщо є опалювальна система з котлом, який працює на рідкому паливі, і теплоносієм, який нагріває радіатори, то в міжсезоння економічно не вигідно запускати таку систему. В таку пору року доцільніше просто розпалити камін. У зимовий же час основне навантаження ляже на котел, а камін буде використовуватися тільки для створення затишку.

У південних регіонах країни все більшого поширення набуває комбінація сонячного колектора і газового котла, які з'єднані в одну опалювальну мережу. Це дуже складна система, яка має бути забезпечена надійними елементами автоматики. Влітку вона працює без увімкнення газового котла для отримання гарячої води, а в осінньо-весняний період дозволяє економити ресурс котельного устаткування і паливо.

Однак у північних регіонах така система менш ефективна. Тут доцільніше буде застосувати в системі опалення тепловий насос. Цей агрегат використовує природне тепло землі, яке є невичерпним джерелом енергії. Існує один недолік такого приладу — висока ціна, яка значно підвищує витрати на створення системи опалення.

В даний час у власників приватних будинків, дач та великих квартир все більшої популярності набуває інтегроване опалення – комплексна система опалення, що є економічним рішенням для опалення будинку та приготування гарячої води на побутові потреби.

Застосування інтегрованого опалення забезпечує енергетичну безпеку споживача завдяки взаємодії кількох незалежних джерел тепла: турбокаміну, геліоколекторів і нагрівального котла будь-якого типу. Інтегроване опалення з функцією буферизації енергії і захистом системи від перегрівання дозволяє використовувати для опалювання будинків сонячні колектори.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми, якій присвячується стаття

Для забезпечення енергоефективного теплопостачання будинку доцільно використати систему інтегрованого опалення з турбокаміном та інтегратором. Крім того, для забезпечення економії енергоносіїв необхідно провести удосконалення конструкції турбокаміну шляхом застосування термоелектричної батареї.

Висвітлення основного матеріалу дослідження з повним обґрунтуванням одержаних наукових результатів

Каміни з водяним контуром – важлива частина системи комбінованого опалення. Їх робота кардинально відрізняється від роботи звичайних печей та камінів. Такі каміни дають змогу максимально використовувати енергію горіння палива для нагрівання води, яка накопичується в теплоаккумуляторі, а потім застосовується в системі опалення. ККД камінів з водяним контуром, в залежності від їх конструкції та виду і якості палива, може досягати 80% і вище. Як правило, такі каміни оснащують повітропроводами, які подають у приміщення тепле повітря.

Розглянемо базові конструкції камінів з водяним контуром [1].

На рисунку 1 зображено конструкцію каміна, навколо топки якого розміщено ємність з водою – водяну сорочку. Водяна сорочка разом з трубопроводами утворює перший контур системи опалення. Цей контур замкнутий. Рух води у ньому відбувається природнім шляхом в процесі нагрівання. Другий контур утворений трубопроводами лінії подачі і зворотної лінії та радіаторами опалення. Тепло від першого контуру до другого передається за допомогою пластинчастого теплообмінника.

Недоліками каміна з водяною сорочкою є повільний рух теплоносія, значні втрати тепла у пластинчастому теплообміннику, поступове засмічення прохідного перерізу пластинчастого теплообмінника твердими рештками, можливість розриву водяної сорочки при сильному перегріві.

Набагато ефективнішим за камін з водяною сорочкою є турбокамін з теплообмінником (рисунком 2). В такій конструкції у водяну сорочку каміна вмонтовано трубчастий теплообмінник, завдяки чому вдалося отримати одноконтурну систему опалення. ККД такої системи

суттєво вищий, бо тепло від каміна через водяну сорочку відразу передається теплообміннику, який з'єднаний з радіаторами опалення. Для швидкого розігріву радіаторів застосовується циркуляційний насос, що створює примусову циркуляцію води в опалювальній системі. Надлишок води в сорочці турбокаміну, що виникає внаслідок її розширення від розігріву, виводиться в розширювальний бак. Звідки вона, охоловши, подається назад у водяну сорочку. Для ефективної роботи турбокаміну потрібна система автоматичного регулювання.

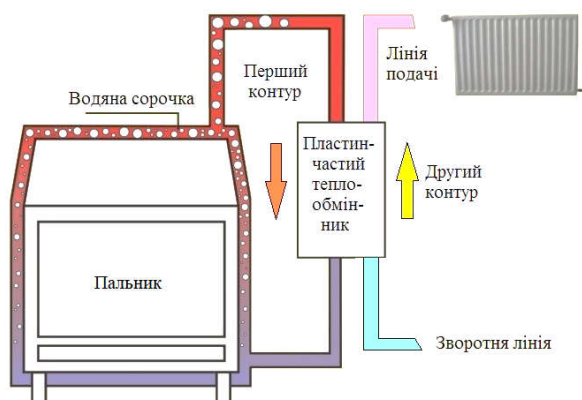


Рисунок 1 – Камінь з водяною сорочкою

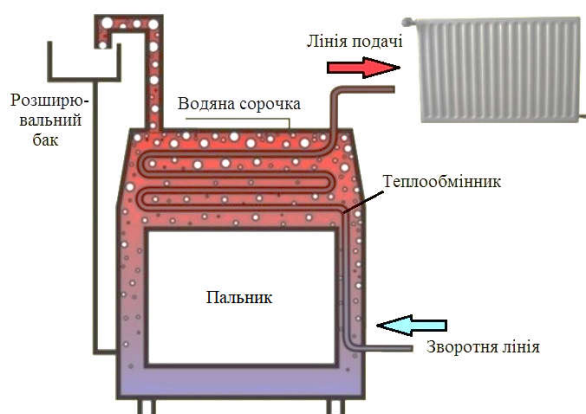


Рисунок 2 – Турбокамінь з теплообмінником

Циркуляційний насос з системою автоматики та виконавчими механізмами, а також освітлення кімнати, де знаходиться турбокамінь, та інших кімнат у будинку вимагають значних затрат електроенергії. Їх можна уникнути, якщо забезпечити турбокамінь автономним живленням. Автономне живлення можна організувати, наприклад, від сонячних батарей. Однак, застосування акумуляторів для накопичення електроенергії здорожчує систему і робить її громіздкою. Та й вартість сонячних панелей також є дуже високою (може перевищити вартість турбокаміну).

Аналогічна ситуація виникає при застосуванні як джерела електроенергії вітрогенераторів. До того ж, сонячні панелі та вітрогенератори повинні знаходитись за межами будинку і займати значну площу. А це у багатьох випадках є неприйнятним.

На нашу думку, найпростішим джерелом електроенергії може служити термоелектрична батарея, розміщена безпосередньо у турбокаміні. Такий спосіб отримання електроенергії дозволить виробляти і використовувати її тільки у той час, коли турбокамінь працює. А сама батарея електрогенеруючих елементів не займатиме місця у приміщенні та не вимагатиме наявності довгих мереж і складних систем для зв'язку зі споживачами.

Застосування термоелектричних генераторів у турбокаміні дозволить забезпечити безперебійне електроживлення системи опалення (автоматики, циркуляційних насосів), що зробить її повністю незалежною від зовнішньої електромережі. Крім того, батарея термоелектричних генераторів, інтегрована в турбокамінь, може бути резервним джерелом електроживлення для широкого спектра побутових приладів і приладів освітлення.

Як термоелектричні генератори доцільно використати елементи Пельтьє. Для запропонованої термоелектричної батареї вибрано елемент Пельтьє TEC1-12706 [2] (максимально допустима температура елемента $T_{max} = 138\text{ }^{\circ}\text{C}$; максимальний ККД елемента Пельтьє TEC1-12706 настає за різниці температур між його сторонами $27\text{ }^{\circ}\text{C}$; розміри елемента: довжина – 40 мм, ширина – 40 мм, висота – 3,8 мм; експлуатаційний термін служби елемента – 200000 год.).

Для нормальної роботи термоелектричної батареї необхідно, щоб вона з однієї сторони нагрівалась, а з іншої – охолоджувалась. При цьому потрібен постійний теплообмін на гарячій стороні елемента Пельтьє для запобігання його перегріву і виходу з ладу. Слід взяти до уваги, що досягти необхідної температури холодної сторони елемента Пельтьє дуже важко, оскільки він понижуює температуру відносно гарячої поверхні.

В промислових виробках для роботи елементів Пельтьє застосовують радіатори на кожній з його сторін та охолодження (як правило, повітряне) нагрітої сторони.

У випадку з турбокамінем таке рішення є нераціональним, тому що це сильно збільшує розміри термоелектричної батареї і суттєво понижуює її надійність.

Досягти нормальної роботи елементів термоелектричної батареї можна, якщо в турбокаміні застосувати подвійну водяну сорочку – одну холодну, іншу – гарячу. Холодна водяна сорочка повинна бути розміщена ближче до зовнішніх стінок каміна, а гаряча – ближче до пальника. Між цими сорочками і потрібно розмістити елементи термоелектричної батареї. При такому розміщенні можна стабілізувати температуру елементів Пельтьє шляхом перемішування води в гарячій водяній сорочці. Для цього можна використати малопотужний циркуляційний насос. Також, необхідно передбачити можливість поповнення води у гарячій водяній сорочці. Це можна зробити шляхом застосування розширювального бачка. Нагріту воду з холодної водяної сорочки можна просто виливати в каналізацію, час від часу поповнюючи її холодною водою з трубопроводної мережі.

Щоб тепло не передавалось з гарячої водяної сорочки холодній через вузький проміжок повітря між ними, де розміщено елементи Пельтьє, всі порожнини доцільно заповнити теплоізолюючим матеріалом. Теплоізолюючі характеристики матеріалу повинні бути набагато кращі, ніж у повітря.

Кількість води і температура у водяних сорочках турбокаміну будуть регулюватися циркуляційним насосом, розширювальним баком та системою автоматики.

Структурна схема турбокаміну з подвійною водяною сорочкою наведена на рисунку 3.

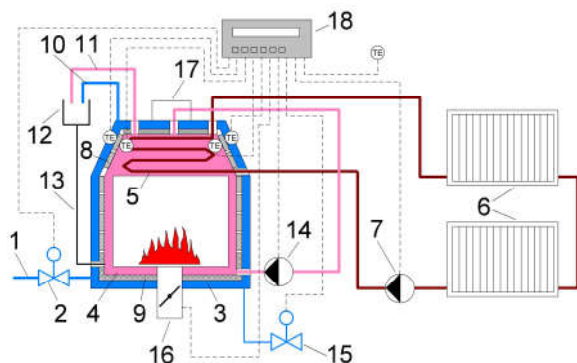


Рисунок 3 – Структурна схема турбокаміну з подвійною водяною сорочкою

Холодна вода з трубопроводу 1 через кран з електроприводом 2 подається в холодну водяну сорочку 3. У гарячій водяній сорочці 4 розміщено теплообмінник 5 водяної системи опалення будинку. Теплообмінник 5 приєднано до радіаторів системи опалення 6 та циркуляційного насосу 7, який здійснює рух нагрітої води замкнутою системою: теплообмінник 5 – радіа-

тори 6 – циркуляційний насос 7 – теплообмінник 5.

Між контурами подвійної водяної сорочки турбокаміну розміщено елементи Пельтьє термоелектричної батареї 8. Вільний простір між водяними сорочками для запобігання теплопередачі між ними заповнено теплоізолюючим матеріалом 9. Надлишки води, що виникають при нагріванні першого і другого контурів, видаляються з них через патрубки 10, 11 і подаються у розширювальний бак 12. Охолоджена вода з баку 12 по трубопроводу 13 надходить у гарячу водяну сорочку 4.

Циркуляційний насос 14 служить для примусового перекачування води з верху гарячої водяної сорочки 4, де вона має найвищу температуру, до низу цієї сорочки, де температура нижча. Таким чином, існує можливість регулювати температуру стінок гарячої водяної камери 4, до іншого боку яких приєднано елементи термоелектричної батареї.

Коли температура води в холодній водяній сорочці 3 підніметься вище за допустимий рівень, ввімкнеться кран з електроприводом 15, який зіллє нагріту воду в каналізацію.

Для керування часом розігріву води у гарячій водяній сорочці 4 застосовується повітряна засувка з електроприводом 16, через яку подається повітря в топку турбокаміну для регулювання ступеня горіння палива. Горючі гази виходять з турбокаміну через димозбірник 17 та подаються в димар.

Керування електроприводами кранів 2 та 15, засувкою 16, циркуляційними насосами 7 та 14 здійснюється від системи автоматики керування турбокаміном 18. Також на систему автоматики надходять дані від датчиків температури ТЕ, розміщених у гарячій і холодній водяних сорочках каміну біля верхніх елементів термоелектричної батареї та у кімнаті [3]. Ці датчики стежать за перепадом температур на елементах термоелектричної батареї та подають сигнали на систему автоматики для вмикання циркуляційних насосів, кранів чи повітряної засувки.

Подача холодної води з водопровідної мережі здійснюється краном 2 в нижню частину холодної водяної сорочки 3. В нижній частині холодної водяної сорочки температура води буде найнижчою. Однак, і в нижній частині гарячої водяної сорочки 4 температура води також буде найнижчою. Це створить певний перепад температур, необхідний для роботи елементів Пельтьє термоелектричної батареї. Із зростанням висоти стовпів рідин в обох сорочках температура води в них також зростатиме.

Однак необхідний перепад температур збережеться, що дасть можливість елементам Пельтьє працювати оптимально в будь-якій точці турбокаміну.

Запропонований турбокамін, інтегрований в систему опалення, дозволить опалювати будинки протягом тривалого часу, створювати комфорт і затишок у домі, застосовувати широкий вибір деревного палива та отримати повністю автономну систему підготовки гарячої води для опалення, робота якої практично не залежить від зовнішніх джерел живлення.

Для розрахунку потужності турбокаміну і термоелектричної батареї необхідно спроектувати всю систему опалення, в яку він буде інтегрований.

До складу такої системи інтегрованого опалення входять: геліоколектор, електричний котел, турбокамін, інтегратор, смієць для підігріву води на побутові потреби, тепла підлога та радіатори водяного опалення.

Для правильного проектування системи опалення потрібно визначити, яка кількість тепла необхідна для оптимального температурного режиму в будинку. Вибираючи джерело нагрівання теплоносія (котел, камін чи геліоколектор), слід брати до уваги, що його потужність повинна бути вищою за розрахункову на 10-20 % для компенсації теплових втрат у трубопроводах [4].

Отримана максимальна потужність існуючої системи опалення приміщень будинку об'ємом 400 м³ за допомогою електричного котла та геліоколектора становить 24 кВт.

Основним джерелом енергії для роботи системи інтегрованого опалення в опалювальний період, виходячи з ціни і доступності палива, буде турбокамін з подвійною водяною сорочкою. В неопалювальний період основним джерелом нагрівання води у теплоаккумуляторі буде геліоколектор. Електричний котел виконуватиме допоміжну роль в опаленні та нагріванні води (як резервне чи додаткове джерело енергії) протягом року.

Потужність турбокаміну повинна бути рівною максимальній потужності системи опалення та гарячого водопостачання будинку, тобто 24 кВт. Потужність геліоколектора – 8,6 кВт. Потужність електричного котла опалення як допоміжного приладу слід вибрати на рівні 15 кВт (наприклад ТЕНКО економ KE-15-380 [5]). Тоді при умові, що турбокамін не працює, котел разом з геліоколектором зможе забезпе-

чити: $\frac{\left(\frac{1}{3}Q_{ЗАГНОП} + 15\right)}{24} \cdot 100 \approx 75\%$ від макси-

мальної потреби опалення та гарячого водопостачання. Оскільки в максимальному режимі система теплопостачання працює досить рідко, то такий показник можна вважати цілком допустимим.

Наступним кроком є розрахунок потужності термоелектричної батареї. Термоелектрична батарея застосовуватиметься для компенсації споживання електроенергії приладами системи інтегрованого опалення та приладами освітлення. Для цього необхідно задатись розмірами турбокаміну. З метою зменшення вартості доцільно вибрати вже існуючу конструкцію каміну, яка б мала необхідні розміри. Це потрібно, по-перше, для можливості переобладнання каміна, оскільки після встановлення подвійної водяної сорочки та термоелектричної батареї внутрішній об'єм каміна зменшиться; по друге, чим більша площа водяних сорочок турбокаміну, тим більше елементів Пельтьє між ними можна розмістити.

Виходячи з цього, вибираємо турбокамін типу Akant польської фірми Makroterm потужністю 34 кВт [6]. Така потужність турбокаміну вибрана з врахуванням теплової потужності, яку споживатиме термоелектрична батарея для перетворення в електроенергію.

Згідно з конструктивними даними внутрішні розміри топки турбокаміну по зовнішньому краю водяної сорочки такі: ширина – 550 мм; глибина – 440 мм; висота – 490 мм. У відповідності до цього розрахуємо кількість елементів Пельтьє для термоелектричної батареї.

Розміри елемента Пельтьє TEC1-12706: 40×40×3,8 мм. Слід до цього врахувати розміри рамки з термоізолюючого матеріалу, наприклад Фторопласт-4 [7], в комірки якого будуть вставлені елементи Пельтьє. Виберемо відстань між елементами 20 мм. Тоді на кожній боковій стінці турбокаміну можна розмістити:

$((440-20)/(40+20)) \cdot ((490-20)/(40+20)) = 49$ елементів Пельтьє. Оскільки на задній стінці турбокаміну елементи Пельтьє розміщувати недоцільно через близьке її розташування до полум'я, їхня кількість у турбокаміні становитиме: 49×2=98 штук.

Виходячи з характеристик елемента TEC1-12706 [2], для нормальної роботи потрібно створити на його поверхнях певний перепад температур. Цей перепад температур повинен підтримуватись з високою точністю: чим вища точність його підтримання, тим вищий ККД елемента. Однак, турбокамін є пристроєм, на якому точний перепад температур підтримувати доволі важко, оскільки ступінь горіння твердого палива не можна швидко змінити, як у га-

зового чи електричного котла. Також слід зауважити, що гарячі сторони елементів термоелектричної батареї матимуть температуру нагрітої води, що подається в систему опалення (від +30 до +90 °C) [8]. Все це не дасть елементу Пельтьє працювати з максимальною ефективністю. Тому прийmemo, що середня електрична потужність одного елемента термоелектричної батареї не перевищуватиме 50 %, тобто 25 Вт. Таким чином, загальна потужність термоелектричної батареї турбокаміну становитиме: $98 \cdot 25 = 2450$ Вт. Беручи до уваги, що ККД вибраних елементів Пельтьє становить не більше 30 %, для їх нормальної роботи потрібно $2450 \cdot 100 / 30 = 8167$ Вт теплової потужності. Враховуючи додаткові втрати тепла на переходах між елементами термоелектричної батареї та на кріпленнях подвійної водяної сорочки, турбокамін втрачатиме ще до 1 кВт потужності. Крім того, зменшення внутрішнього об'єму пальника призведе до зменшення потужності турбокаміну ще приблизно на 1 кВт.

Отже, сумарна потужність, що необхідна для роботи термоелектричної батареї, складе близько 10 кВт. Віднявши від потужності турбокаміну (34 кВт) цю потужність, отримаємо кінцеву теплову потужність турбокаміну на рівні 24 кВт, чого цілком достатньо для опалення і гарячого водопостачання заданого будинку.

Тобто при потужності турбокаміна 34 кВт матимемо 24 кВт на роботу системи опалення і підігрів води, та майже 2,5 кВт електроенергії для роботи циркуляційних насосів, системи автоматики та освітлення.

Турбокамін, котел і сонячні колектори утворюють сучасну інтегровану систему. Ці пристрої поєднані між собою і працюють на систему опалення (радіатори і тепла підлога) та на підігрів води. Нескладне їх поєднання і ефективна робота можуть відбуватися завдяки новинці – модулю, який керує енергією в інтегрованій системі – інтегратору. Він створює можливість швидкого і легкого поєднання усіх складових системи опалення.

З точки зору функціональності та зручності, зупинимся на новинці – інтеграторах типу SH польської фірми Makroterm [9].

Інтегратори SH дозволяють поєднати в одну систему кілька джерел і споживачів тепла, що працюють в замкнутому циклі: електричний котел, турбокамін, сонячні колектори, радіатори опалення, теплу підлогу, гаряче водопостачання. Така установка проста в підключенні, а її робота повністю автоматизована і не вимагає безперервного втручання і обслуговування. Під

час роботи турбокаміну блокується робота електричного котла. Вбудований зональний клапан забезпечує роботу установки в режимі пріоритету гарячого водопостачання. Використання інтегратора SH в такій установці також забезпечує накопичення сонячної енергії у водному контурі турбокаміну.

Для даного турбокаміну з максимальною потужністю до 25 кВт і електричного котла, який немає вбудованого триходового клапана, вибираємо інтегратор типу I SH потужністю 25 кВт з нержавіючої сталі.

Для управління турбокаміном Akant фірми Makroterm використовується мікроконтролер, який керує одним циркуляційним насосом та повітряною засувкою за даними з двох датчиків температури (температура води у водяній сорочці та температура повітря в приміщенні).

Як видно з рисунка 3, турбокамін з подвійною водяною сорочкою також має свій мікроконтролер управління. Особливістю роботи цього мікроконтролера є те, що за даними з 5-ти датчиків температури (по 2 з гарячої і холодної водяних сорочок турбокаміну і одного з оточуючого середовища у приміщенні) він повинен керувати двома циркуляційними насосами, двома кранами з електроприводом та повітряною засувкою. Керування цими пристроями повинно здійснюватися за спеціальним алгоритмом, який би враховував при роботі турбокаміну особливості роботи елементів Пельтьє.

У зв'язку з цим застосувати стандартний мікроконтролер турбокаміну Akant для управління турбокаміном з подвійною водяною сорочкою та термоелектричною батареєю неможливо.

Для роботи мікроконтролера нашого турбокаміну розроблений спеціальний алгоритм (рисунок 4), який полягає в наступному.

Попередньо водою заповнюється система опалення, а перед запуском турбокаміну споживачеві необхідно заповнити водою його холодну та гарячу водяні сорочки. Для цього на клавіатурі мікроконтролера споживачем вмикається клавіша, яка призводить до відкриття крану з електроприводом 2, через який у холодну водяну сорочку подається вода з трубопроводу. Далі організовується часова затримка для заповнення обох водяних сорочок, після чого вмикається циркуляційний насос 14, що служить для примусового перекачування води з верхньої частини гарячої водяної сорочки до нижньої.

Поки заповнюються водяні сорочки, в мікроконтролер з клавіатури споживачем вводиться значення температури у приміщенні, яку по-

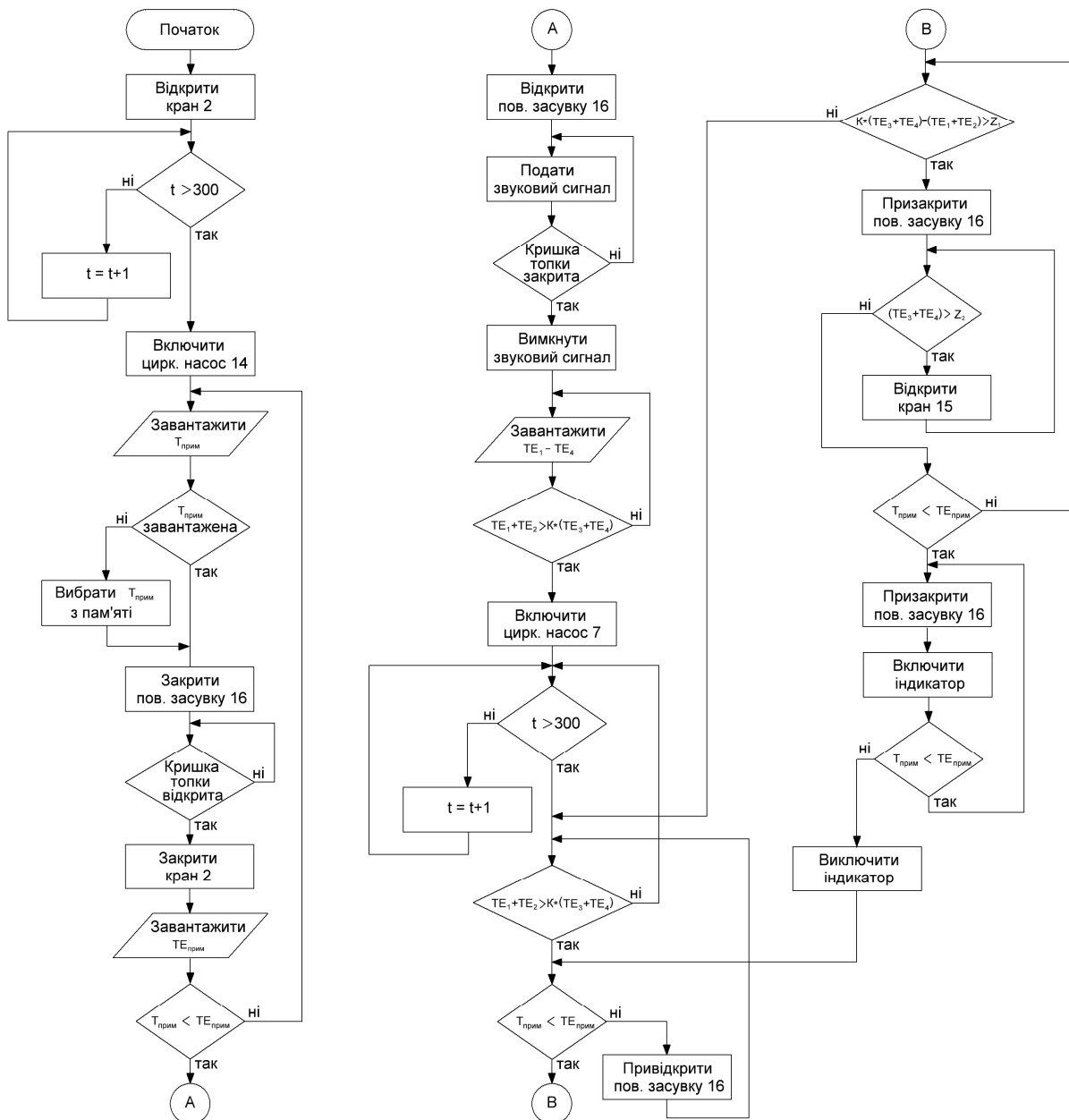


Рисунок 4 – Алгоритм роботи мікроконтролера управління турбокаміном

винна забезпечити система опалення. Якщо температура з клавіатури не введена, мікроконтролер використовує останнє записане у пам'яті її значення.

Після введення температури у приміщенні повітряна засувка з електроприводом 16 ставиться у повністю закриті положення, коли притік зовнішнього повітря у паливник турбокаміну припиняється. При цьому кришка топки повинна бути відкрита.

Витікання води з патрубку 11 інформує про повне заповнення двох водяних сорочок. При цьому споживач натискає клавішу для закриття крану 2.

Наявність споживача при заповненні водяних сорочок є бажаною, оскільки можна візуально відстежити їх розгерметизацію чи підтікання води.

Після цього мікроконтролер завантажує дані від датчика TE, розміщеного у опалюваному приміщенні.

Програма визначає різницю температур між заданою і існуючою та у випадку $T_{\text{прим}} < TE_{\text{прим}}$ відкриває повітряну засувку 16, подаючи повітря в паливник турбокаміну, після чого подає команду на запалення полум'я у топці. Подача команди на запалення полум'я супроводжується переривчастим звуковим сигналом.

Споживач запалює полум'я і закриває кришку топки турбокаміну. Після закриття кришки мікроконтролер вимикає звуковий сигнал. Далі у мікроконтролер завантажуються

дані від давачів температури TE_1 - TE_4 , розміщених у верхній та нижній частинах холодної і гарячої водяної сорочки. Таке розміщення давачів температури запобігає місцевому перегріванню водяних сорочок. Після досягнення певної різниці температур між сорочками турбокаміна $TE_1+TE_2 > K \cdot (TE_3+TE_4)$ увімкнеться циркуляційний насос 7, який створить рух нагрітої у гарячій водяній сорочці води елементами системи опалення. Після цього на 5 хв. увімкнеться часова затримка, щоб гаряча вода пройшла елементами системи опалення. В подальшому мікроконтролер підтримуватиме задану різницю температур між водяними сорочками турбокаміна $TE_1+TE_2 > K \cdot (TE_3+TE_4)$ для забезпечення оптимальної роботи термоелектричної батареї. Символ K у виразі – це коефіцієнт, при якому ККД елементів Пельтьє максимальний.

Одночасно з цим мікроконтролер контролює температуру у приміщенні і порівнює її з заданою ($T_{\text{прим}} < TE_{\text{прим}}$). Якщо задана температура не досягнута, то контролер привідкриває повітряну засувку 16 для підвищення температури в топці і знову контролює задану різницю температур.

Якщо необхідна температура у приміщенні досягнута, перевіряється чи різниця температур між водяними сорочками не виходить за задані межі ($K \cdot (TE_3+TE_4) - (TE_1+TE_2) > Z_1$). Тоді мікроконтролер приказує повітряну засувку 16, зменшуючи притік свіжого повітря у топку, і, відповідно, зменшує інтенсивність полум'я.

Якщо температура води в холодній водяній сорочці підніметься вище за допустимий рівень ($(TE_3+TE_4) > Z_2$), введений у пам'ять мікроконтролера, увімкнеться кран з електроприводом 15, який зіллє нагріту воду в каналізацію.

При досягненні необхідної температури у приміщенні ($T_{\text{прим}} < TE_{\text{прим}}$) мікроконтролер приказує повітряну засувку 16 до рівня, який забезпечує мінімальну інтенсивність горіння палива, і вмикає відповідний світловий індикатор.

При зменшенні температури у приміщенні індикатор гасне, повітряна засувка 16 привідкривається, потужність полум'я зростає, і процес повторюється. Так триває доти, поки є паливо у топці турбокаміна.

За відсутності процесу горіння у топці турбокаміна програма буде повертатись до часової затримки на 5 хв. після увімкнення циркуляційного насоса 7 доти, поки не зникне живлення, або мікроконтролер не буде вимкнений вручну. Циркуляційний насос спеціально не вмикається, щоб якнайдовше подавати гарячий теплоносієм системою опалення.

Після увімкнення живлення програма мікроконтролера автоматично перейде на свій початок.

Оскільки необхідна кількість аналогових входів процесора управління турбокаміном – 6 (5 – температурні, 1 – індикація стану кришки топки), а виходів – 5, то можна використати простий мікроконтролер сімейства Arduino, наприклад Arduino Uno. Цей мікроконтролер має 6 аналогових входів та 14 цифрових входів-виходів (6 з них можуть використовуватись як ШІМ-виходи), 32 КБ флеш-пам'яті, 2 КБ постійної пам'яті та 1 КБ енергонезалежної пам'яті, напругу живлення 7-12 В, максимальний струм одного виходу – 40 мА, робочу частоту 16 МГц [10].

Для безпосереднього управління повітряною засувкою, циркуляційними насосами та кранами, струми споживання яких сягають ампера і вище, необхідно використати електромагнітні реле з потужними польовими транзисторами.

Для того, щоб правильно скласти алгоритм роботи системи інтегрованого опалення, потрібно розглянути основні типи пристроїв опалення, що входять до складу цієї системи, та варіанти їх роботи.

Основні пристрої, що входять до складу системи інтегрованого опалення будинку, зображено на рисунку 5. Особливостями цієї схеми є можливість опалення приміщення від одного з трьох джерел тепла та роздільного регулювання температури теплої підлоги і радіаторів опалення при одночасній подачі теплоносія на них. Це досягається застосуванням інтегратора, триходового клапана та двох циркуляційних насосів.

Електричний котел опалення, геліоколектор та турбокамін цієї схеми мають свої мікроконтролери управління.

Електричний котел має можливість дистанційного увімкнення. Після цього його роботою та роботою вбудованого циркуляційного насоса керує внутрішній мікроконтролер в автоматичному режимі. Оскільки електричний котел – пристрій всепогодний, то працювати він може в будь-яку пору доби і року. Завдяки цьому він може підключатись безпосередньо до приладів опалення будинку.

Геліоколектор також має свій мікроконтролер і циркуляційний насос. Однак, через те, що геліоколектор – пристрій, який працює тільки в світлу пору доби, і, в основному, у весняно-осінній період, то його до приладів опалення безпосередньо приєднувати не можна. Нагрітий геліоколектором теплоносієм цирку-

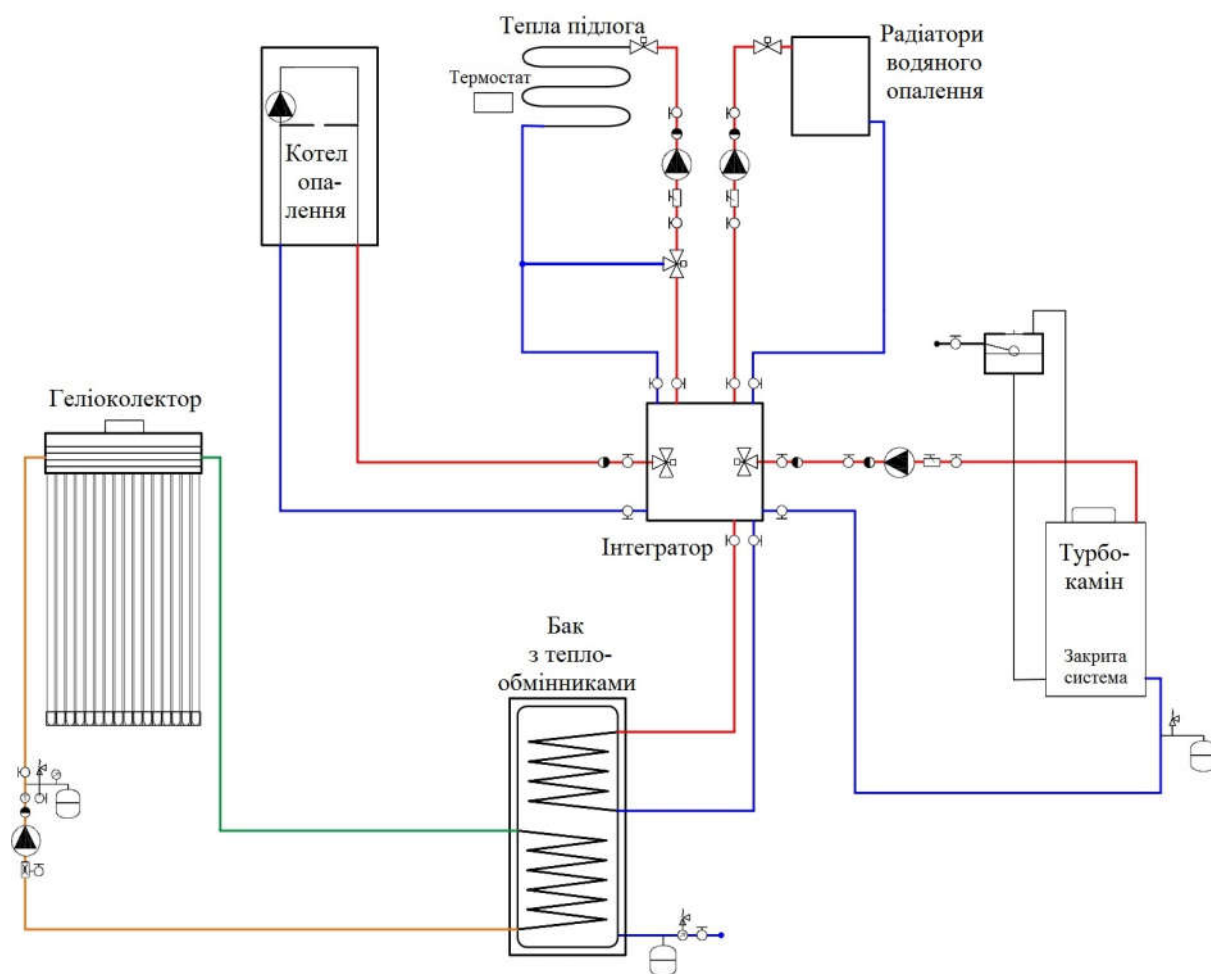


Рисунок 5 – Принципова схема системи інтегрованого опалення з трьома джерелами тепла

лює по замкнутій системі і постійно віддає своє тепло баку з теплообмінниками. Вода у баку поступово нагрівається по всьому його об'єму. Бак з нагрітою водою служить хорошим акумулятором тепла, що може тривалий час забезпечувати прилади опалення гарячим теплоносієм. Завдяки цьому бак з теплообмінниками відіграє роль джерела тепла, яке можна приєднувати до приладів опалення в будь-яку пору доби.

Мікроконтролер геліоколектора є автономним пристроєм.

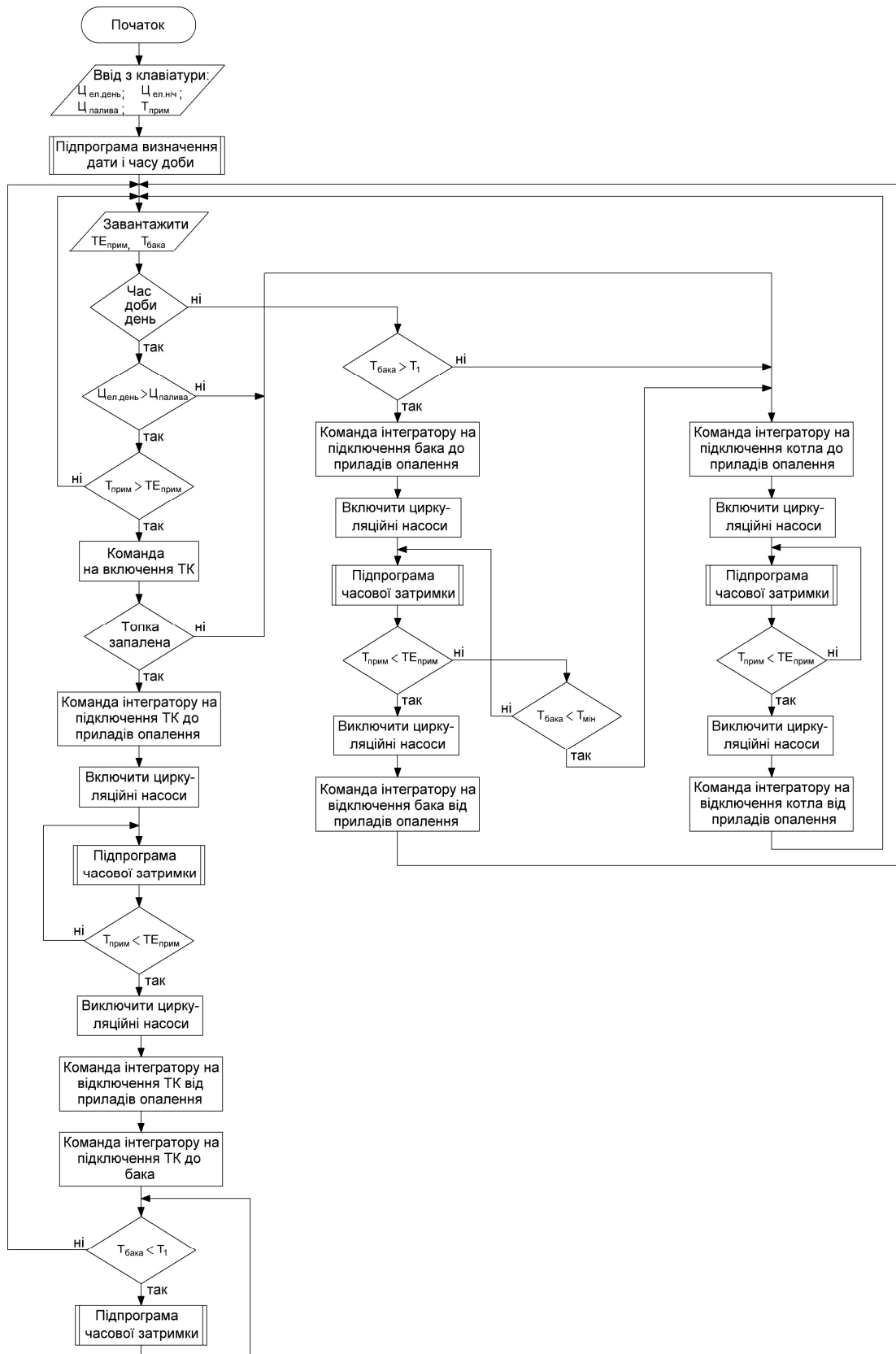
Хоч турбокамін призначений для роботи в осінньо-зимовий період, удосконалений турбокамін з термоелектричною батареєю може працювати в будь-яку пору року. Однак увімкнення його повинно здійснюватися людиною. Тому запуск турбокаміну потрібно робити в денну пору доби. Застосований у турбокаміні мікроконтролер Arduino Uno має можливість дистанційного увімкнення.

У схемі на рисунку 5 турбокамін з термоелектричною батареєю є основним джерелом тепла для системи опалення, а геліоколектор та електричний котел – допоміжними.

В схемі на рисунку 5 потрібен загальний мікроконтролер, який би керував роботою опалювальних пристроїв в автоматичному режимі.

Оскільки загальна кількість виконавчих пристроїв даної інтегрованої системи опалення – 13 (котел опалення, турбокамін, циркуляційні насоси теплої підлоги та радіаторів системи опалення, тривходовий клапан теплої підлоги та два тривходових клапана інтегратора), то необхідно вибрати контролер для забезпечення нормальної її роботи, який би мав не меншу кількість цифрових виходів. Також на контролер повинна заводитись температура в опалюваних приміщеннях та в баку з теплообмінниками. Для цієї мети, як і для управління турбокаміном, також може підійти мікроконтролер типу Arduino Uno.

Нами розроблений алгоритм роботи системи інтегрованого опалення, суть якого полягає в тому, що спочатку визначається дата і час доби та вартість палива. В залежності від цього інтегратором вмикається і приєднується до радіаторів опалення або турбокамін, або бак з теплообмінниками, або електричний котел опалення (рисунок 5).



Рисunek 6 – Алгоритм роботи мікроконтролера управління системою інтегрованого опалення

Коли температура в опалюваному приміщенні досягне заданого значення, турбокамін перемкнеться на нагрівання води у баку з теплообмінниками.

На основі цього алгоритму розроблено алгоритм роботи мікроконтролера управління системою інтегрованого опалення будинку, наведений на рисунку 6.

Спочатку споживач вводить у пам'ять загального мікроконтролера денну і нічну ціну електроенергії $C_{ел.день}$ та $C_{ел.ніч}$ (для роботи електричного котла), вартість деревного чи вугільного палива $C_{палива}$ (для роботи турбокаміне), температуру $T_{прим}$, до якої необхідно прогріти приміщення, і запускає програму.

В загальному мікроконтролері реалізовано таймер, який визначає місяць, день і час доби. Після запуску програми цей таймер активується. Загальний мікроконтролер завантажує від давачів дані про температуру у приміщеннях $T_{E_{прим}}$ і у баці з теплообмінниками $T_{бака}$.

Якщо встановлена пора доби (вечір чи ніч), а температура води у баці є вищою від заданої T_1 ($T_{бака} > T_1$), то подається команда на обидва тривходові клапани інтегратора для їх відкриття за схемою, що приєднує виходи бака з теплообмінниками до входів приладів опалення (теплої підлоги та радіаторів). Відразу після цього подається команда на увімкнення циркуляційних насосів подачі теплоносія до теплої підлоги та радіаторів опалення. Далі мікроконтролер запускає підпрограму часової затримки, яка дає змогу теплоносію певний час циркулювати системою опалення, нагріваючи приміщення. Теплоносій подається доти, поки температура у приміщенні не зрівнялась з заданою ($T_{прим} < T_{E_{прим}}$). Після цього загальний мікроконтролер зупиняє циркуляційні насоси і закриває тривходові клапани інтегратора, що від'єднує бак з теплообмінниками від приладів опалення.

Якщо ж температура води у баці з теплообмінниками низька, або знизилась нижче за допустимий рівень ($T_{бака} < T_{мін}$), то у нічну пору доби загальний мікроконтролер подасть команду на ввімкнення електричного котла опалення. Це вигідно тим, що нічний тариф на електроенергію нижчий за денний.

Після цього подаються команди на обидва тривходові клапани інтегратора для їх відкриття за схемою, що приєднує виходи електричного котла опалення до входів приладів опалення. Як і в попередньому випадку, відразу після цього подається команда на увімкнення циркуляційних насосів подачі теплоносія до теплої підлоги та радіаторів опалення. В подальшому програма працює аналогічно описаному вище.

У денну ж пору доби, з економічної точки зору, вигідніше застосовувати турбокамін. Хоча, якщо денний тариф на електроенергію буде нижчий за вартість деревного палива, вигіднішим буде застосування котла опалення. В цьому випадку алгоритм програми загального мікроконтролера буде налаштований на максима-

льну економію коштів споживачів, вмикаючи ті джерела тепла, вартість енергоносіїв для яких в даний час найменша.

У випадку, коли деревне паливо дешевше за електроенергію, загальний мікроконтролер подає команду на увімкнення турбокаміну (ТК), контролер якого, в свою чергу, подасть звуковий сигнал споживачеві для запалення полум'я. При дистанційному управлінні з загального мікроконтролера споживачеві не потрібно вводити температуру у контролер ТК.

Після запалювання полум'я контролер турбокаміну працюватиме за алгоритмом, описаним вище, та подасть команду на загальний мікроконтролер, що топка запалена. Якщо ж люди в приміщенні відсутні і запалити камінікому, то загальний мікроконтролер подасть команду інтегратору на підключення електричного котла до приладів опалення за наведеним вище алгоритмом.

Після отримання команди про запалення у топці ТК загальний мікроконтролер подасть команди на обидва тривходові клапани інтегратора для їх відкриття за схемою, що приєднує виходи ТК до входів приладів опалення. Теплоносій від ТК подаватиметься доти, поки температура у приміщенні не зрівняється з заданою ($T_{прим} < T_{E_{прим}}$). Після цього загальний мікроконтролер зупинить циркуляційні насоси та закрити тривходові клапани інтегратора, що від'єднає ТК від приладів опалення. Циркуляційний насос ТК зупинить програма його контролера.

Програми загального мікроконтролера та контролера ТК постійно порівнюватимуть температуру у приміщенні з заданою. І коли температура у приміщенні знизиться за заданий поріг ($T_{прим} < T_{E_{прим}}$), то знову подадуться команди на тривходові клапани інтегратора та на циркуляційні насоси.

При необхідності знизити температуру у приміщенні загальний мікроконтролер вмикає тривходовий клапан в контурі теплої підлоги, який забезпечить циркуляцію теплоносія по замкнутому циклу: тепла підлога—клапан—циркуляційний насос—тепла підлога. При цьому підігрітий теплоносій від джерела тепла не використовується. А той, що циркулює по теплій підлозі, постійно віддаючи тепло, охолоджує теплу підлогу, і, відповідно, понижує температуру у приміщенні.

Застосування розроблених алгоритмів дає змогу застосовувати все теплогенеруюче обладнання системи інтегрованого опалення по черзі у певні проміжки часу, що знімає з нього максимальні навантаження та суттєво продов-

жує терміни експлуатації. У зв'язку з цим, система опалення з застосуванням інтегратора має високу експлуатаційну надійність, яка є суттєво вищою за надійність звичайних систем опалення.

ВИСНОВКИ

Запропонована енергоефективна інтегрована система опалення за рахунок модернізації турбокаміну шляхом застосування у ньому двох водяних сорочок та розміщення між ними термоелектричної батареї. На основі загального алгоритму роботи системи інтегрованого опалення розроблено алгоритм роботи мікроконтролера її управління, який дає змогу в залежності від пори року і пори доби під'єднувати до радіаторів опалення те джерело тепла, вартість енергоносіїв для якого є найнижчою. Застосування системи інтегрованого опалення знімає довготривалі навантаження з енергогенеруючих пристроїв, що суттєво підвищує надійність їхньої роботи.

Література

- 1 Каміни з водяним контуром – турбокаміни [електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://makroterm.by/akademia-znaniy/Kaminy.html>.
- 2 Элемент Пельтье TEC1-12706. Характеристики, применение, условия эксплуатации [электронный ресурс]. – Режим доступу: <http://mypractic.ru/element-pelte-tec1-12706-karakteristiki-primenenie-usloviya-ekspluatacii.html>.
- 3 Проективальникам і механікам. Позначення на принципових схемах запірно-регулюючої арматури і засобів автоматизації, прийнятих у зарубіжній і вітчизняній документації [електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.holodilshchik.ru/index_holodilshchik_issue_7_2008_Indications.htm.
- 4 Котельников С.А. Отопление дома в вопросах и ответах / С.А. Котельников. – М.: Издательство Оникс, 2012. – 192 с.
- 5 Электричний котел Tenko Економ KE 15-380 - 15 кВт [електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://termopara.net.ua/shop/otopitelnye-kotly/elektricheskie-kotly/elektricheskie-nastennye-kotly/kotel-elektricheskij-tenko-ekonom-ke-15-380>.
- 6 Топка каминная с водяным контуром (турбокамин) Akant [электронный ресурс]. – Режим доступу: <http://makroterm.by/catalog/Kaminy-turbokaminy/turbokamin-akant.html>.
- 7 Фторопласт [електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://plastpolymer-prom.ru/page/fluoroplastic/>.
- 8 Температура теплоносія в системі опалення – норми, максимальна і мінімальна температура [електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://stroyka-gid.com.ua/idei-dla-doma/10531-temperatyra-teplonosia.html>.
- 9 Интегратор со встроенным гидравлическим сцеплением [электронный ресурс]. – Режим доступу: <http://makroterm.by/akademia-znaniy/stati/integrator-so-vstroennyim-gidravlicheskim-sczepleniem.html>.
- 10 Плата Arduino Uno R3: схема, описание, подключение устройств [электронный ресурс]. – Режим доступу: <https://arduino-master.ru/platy-arduino/plata-arduino-uno/>.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
30.10.18*

*Рекомендована до друку
професором Карнашем М.О.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Доценком Є.Р.
(НВФ «Зонд», м. Івано-Франківськ)*

ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ГЕОМЕТРИЧНИХ РОЗМІРІВ СВЕРДЛОВИННОГО СТРУМИННОГО НАСОСА

О.В. Паневник

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727101,
e-mail: o.v.panevnik@gmail.com

Запропонована методика вибору геометричних параметрів свердловинного струминного насоса, яка забезпечує його експлуатацію в режимі максимального коефіцієнта корисної дії. Відповідно до розробленого алгоритму регламентуються співвідношення діаметрів робочої насадки, камери змішування та дифузора струминного насоса, а також відстань між соплом та камерою вирівнювання швидкостей та осьові розміри елементів протічної частини.

В процесі встановлення необхідних розмірів елементів ежекційної системи врахований характер входу вільного робочого струменя в камеру змішування струминного насоса, який визначає вигляд та структуру розрахункових співвідношень, що регламентують осьову відстань між робочою насадкою та камерою відновлення швидкостей змішуваних потоків. Показаний взаємозв'язок між співвідношенням діаметрів камери змішування і робочої насадки та величиною коефіцієнта ежекції струминного насоса, який забезпечує його роботу з максимально можливими значеннями ККД ежекційної системи. Аналітичний характер встановлення гідравлічних взаємозв'язків між елементами ежекційної системи доповнено досвідом практичного використання глибоких струминних насосів при реалізації окремих технологічних процесів будівництва, експлуатації та ремонту нафтових свердловин.

Ключові слова: нафтова свердловина, струминний насос, коефіцієнт ежекції, ежекційна система, робоча насадка, камера змішування, дифузор, коефіцієнт корисної дії.

Предложена методика выбора геометрических параметров скважинного струйного насоса, обеспечивающая его эксплуатацию в режиме максимального коэффициента полезного действия. В соответствии с разработанным алгоритмом регламентируются соотношения диаметров рабочей насадки, камеры смешивания и диффузора струйного насоса, а также расстояние между соплом и камерой выравнивания скоростей и осевые размеры элементов проточной части.

В процессе определения необходимых размеров элементов эжекционной системы учитывался характер вхождения свободной рабочей струи в камеру смешивания струйного насоса, который определяет вид и структуру расчетных соотношений, регламентирующих осевое расстояние между рабочей насадкой и камерой восстановления скоростей смешиваемых потоков. Показана взаимосвязь между соотношением диаметров камеры смешивания и рабочей насадки и величиной коэффициента эжекции струйного насоса, который обеспечивает его работу с максимально возможными КПД эжекционной системы. Аналитический характер определения гидравлических связей между элементами эжекционной системы дополнен опытом практического использования глубоких струйных насосов при реализации отдельных технологических процессов строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных скважин.

Ключевые слова: нефтяная скважина, струйный насос, коэффициент эжекции, эжекционная система, рабочая насадка, камера смешивания, диффузор, коэффициент полезного действия.

The method of choosing geometric parameters of the well hole pump which ensures its operation in the mode of maximum efficiency is proposed. According to the algorithm developed, the ratio of the diameters of the working nozzle, the mixing chamber and the diffuser of the jet pump, as well as the distance between the nozzle and the speed equalization chamber and the axial dimensions of the flow part elements are regulated.

During the process of establishing the required dimensions of the elements of the ejection system, the nature of the free working jet into the mixing chamber of the jet pump is taken into account, which determines the shape and structure of the estimated ratios governing the axial distance between the working nozzle and the resuscitation chamber of the mixing streams. The relationship between the mixing chamber diameters and the working nozzle and the amount of the jet pump coefficient of ejection which ensures its operation with the maximum possible values of the ejection system efficiency is shown. The analytical nature of the establishment of hydraulic interconnections among the elements of the ejection system is complemented by the experience of the practical use of deep jet pumps in the implementation of certain technological processes of construction, operation and repair of oil wells.

Key words: oil well, jet pump, ejection coefficient, ejection system, working nozzle, mixing chamber, diffuser, efficiency factor.

Вступ

Поширеність застосування свердловинних струминних насосів зумовлена простотою конструкції, відсутністю рухомих частин, можливістю використання в агресивному середовищі та в складних умовах експлуатації свердловин [1]. Свердловинні ежекційні системи дають змогу подовжити тривалість фонтанного нафтовидобутку, підвищити ефективність застосування електровідцентрових [2] та штангових глибинних [3] установок під час їх спільного компонування з струминним насосом. Застосування нафтових струминних насосів дозволяє зберегти економічно обґрунтований обсяг нафтовидобутку на пізніх стадіях розробки родовищ вуглеводнів. Подальше зростання об'ємів застосування гідроструминної експлуатації нафтових свердловин вимагає розвитку теоретичних питань [4], спрямованих на удосконалення методів вибору геометричних розмірів проточної частини струминного насоса. Оптимізація вибору геометричних розмірів свердловинного струминного насоса дає змогу підвищити ефективність використання при розробці покладів вуглеводнів нафтогазових ежекційних технологій та є актуальним завданням.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Найбільш поширена методика визначення характеристики струминного насоса розроблена у ВТІ ім. Ф.Е. Дзержинського Е.Я.Соколовим та Н.М.Зінгером [5], які удосконалили та привели до сучасного вигляду рівняння П.Н.Каменева [6]. Характер розподілу швидкостей змішуваних потоків в проточній частині струминного насоса зумовлює вибір необхідних конструкторських параметрів [7] при проектуванні та експлуатації свердловинних ежекційних систем. Область застосування ежекційних технологій обмежується низькою енергоефективністю робочого процесу струминного насоса, коефіцієнт корисної дії (ККД) якого, зазвичай, не перевищує 35 % [8-10]. Недостатня величина ККД струминного насоса зумовлює необхідність оптимізації умов його роботи в свердловинних ежекційних системах. ККД свердловинної ежекційної системи може бути підвищений шляхом оптимізації конструкції його проточної частини.

Виділення частини невирішеної проблеми

Незважаючи на значний об'єм проведених досліджень, присвячених теоретичним питан-

ням робочого процесу свердловинного струминного насоса, вибір геометричних розмірів його проточної частини сьогодні приймається без врахування специфічних умов експлуатації нафтових ежекційних систем. При проектуванні елементів ежекційної системи, зазвичай, не враховується співвідношення діаметрів робочого струменя та камери змішування струминного насоса, структура змішуваних потоків та її вплив на енергетичні показники процесу змішування. При цьому зростає небезпека роботи ежекційної системи в кавітаційному режимі, збільшується рівень турбулентності, вихорорутворення та гідравлічних втрат, що супроводжують процеси вирівнювання швидкостей в камері змішування та відновлення тисків в дифузорі струминного насоса, підвищується інтенсивність зношування елементів проточної частини та зменшується тривалість їх експлуатації.

Мета досліджень

Метою досліджень, результати яких приведені в даній роботі, є розробка методики вибору оптимальних геометричних співвідношень елементів проточної частини свердловинного струминного насоса для забезпечення його експлуатації в режимі максимального ККД.

Висвітлення основного матеріалу

Конфігурація проточної частини струминного насоса характеризується такими геометричними параметрами (рисунком 1)

- діаметром робочої насадки (сопла) d_{pn} ;

- діаметром камери змішування d_3 ;

- основним геометричним параметром

$$K_{сн} = (d_3/d_{pn})^2;$$

- відстанню між робочою насадкою та камерою змішування l_c ;

- довжиною камери змішування l_k ;

- довжиною дифузора l_d ;

- вихідним діаметром дифузора d_d ;

- довжиною циліндричної ділянки робочої насадки l_y .

Крім того, регламентується кут розкриття дифузора ($\alpha = 4^\circ - 5^\circ$), звуження робочої насадки ($\alpha = 14^\circ - 15^\circ$) та нахил вхідної ділянки камери змішування $\alpha = 45^\circ$.

Значення наведених на рисунку 1 геометричних величин визначаються досвідом прак-

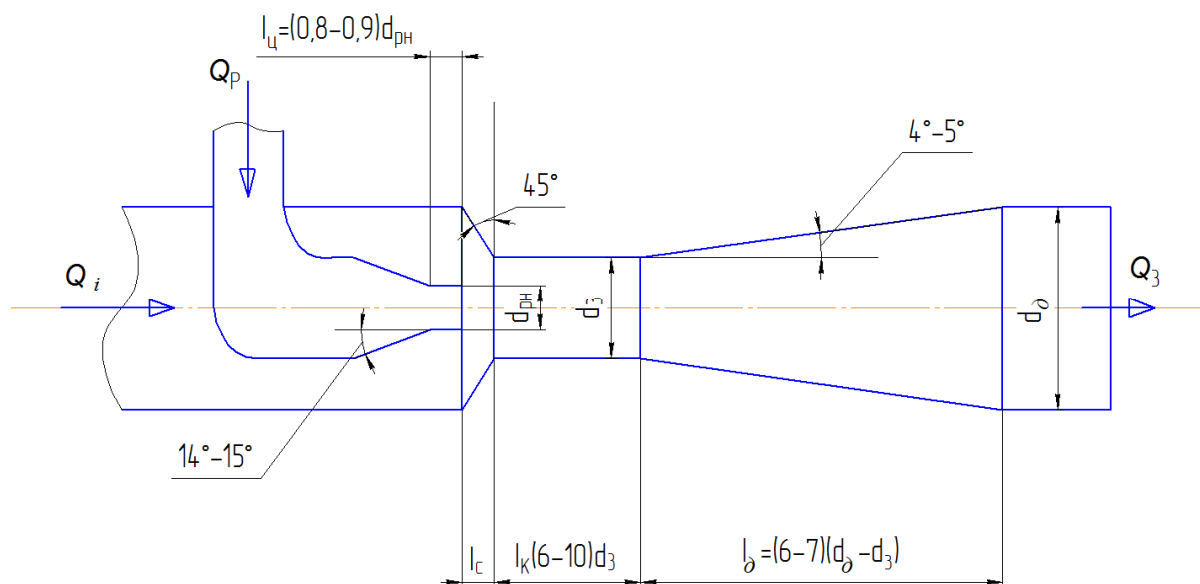


Рисунок 1 – Геометричні розміри протічної частини струминного насоса

Таблиця 1 – Співвідношення діаметрів робочої насадки і камери змішування для нафтових струминних насосів фірми Кове

№	Діаметр, мм		№	Діаметр, мм	
	насадки	камери змішування		насадки	камери змішування
1	1,4	2,2	11	5,0	8,0
2	1,6	2,5	12	5,7	9,1
3	1,8	2,9	13	6,5	10,3
4	2,1	3,3	14	7,4	11,7
5	2,1	3,7	15	8,4	13,3
6	2,4	4,2	16	9,5	15,1
7	2,7	4,8	17	10,9	17,2
8	3,0	5,4	18	12,4	19,5
9	3,4	6,2	19	14,0	22,2
10	4,4	7,0	20	16,0	25,2

тичного використання струминних насосів. Діаметр робочої насадки може бути визначений з формули, що характеризує фактичну витрату робочого потоку

$$Q_p = \mu_{pn} f_p \sqrt{2gH}, \quad (1)$$

де μ_{pn} – коефіцієнт витрати робочої насадки;

f_p – площа перерізу робочої насадки;

H – витрата напору в робочій насадці.

Після підстановки формули для визначення площі робочої насадки $f_p = \pi d_{pn}^2 / 4$ в рівняння (1) отримаємо

$$d_{pn} = 2 \sqrt{\frac{Q_p}{\pi \mu_{pn} \sqrt{2gH}}}. \quad (2)$$

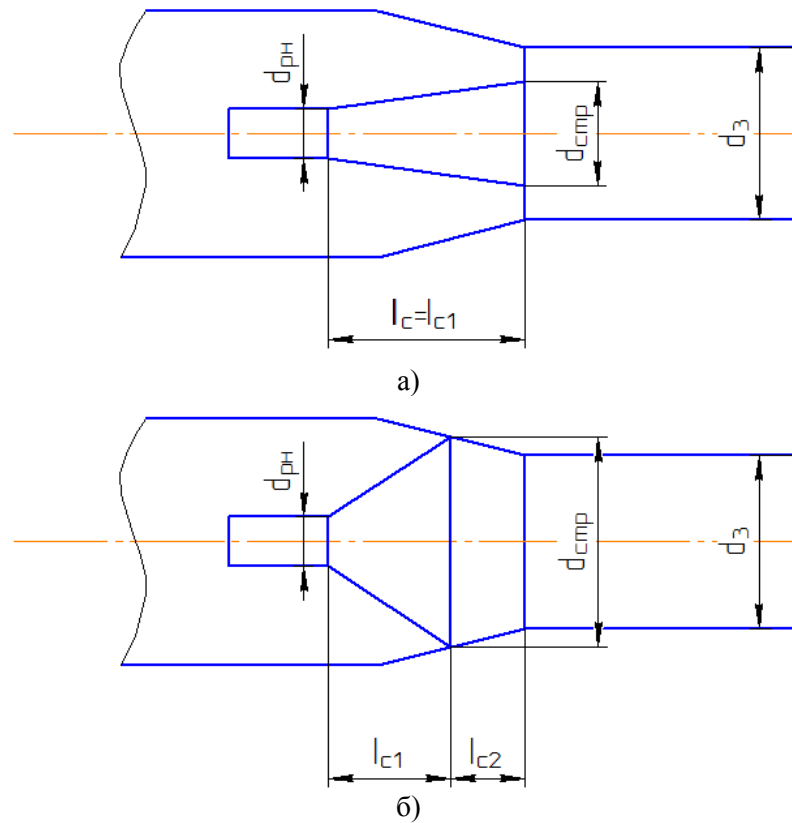
В монографії Лямаєва Б.Ф. [11] наведено рекомендації для вибору величини втрат напору в робочій насадці в діапазоні $H = 20-30$ м

вод. ст. Тоді для відомої робочої витрати Q_p можна визначити необхідний діаметр робочої насадки.

Одним із лідерів використання нафтових ежекційних технологій (фірма Кове [12]) розроблений типорозмірний ряд, що складається із 20 конструкцій струминних насосів, діаметр робочого сопла для яких змінюється відповідно до геометричної прогресії в діапазоні від $d_{pn} = 1,4$ мм до $d_{pn} = 16$ мм (табл. 1).

Відповідно до запропонованого ряду отриману величину діаметра робочої насадки заокруглюємо до найближчого стандартизованого значення.

Оптимальну відстань між робочою насадкою і камерою змішування визначаємо залежно від співвідношення діаметрів вільного струменя робочого потоку та камери змішування. На практиці можливі дві схеми входження робочо-



а) робочий струмінь знаходиться в межах камери змішування;
 б) робочий струмінь виходить за межі камери змішування

Рисунок 2 – Схеми входження робочого струменя в камеру змішування

го потоку в простір камери змішування струминного насоса.

Відповідно до першого випадку (рис. 2, а) діаметр вільного робочого струменю d_{cmp} у входному перерізі камери змішування менший діаметра d_3 камери змішування: $d_{cmp} < d_3$. Для даного випадку відстань між робочою насадкою та камерою змішування визначається довжиною вільного робочого струменю $l_c = l_{c1}$. Відповідно до другого випадку (рис. 2, б) вільний робочий струмінь зникається з похилими стінками приймальної камери на певній відстані від входного перерізу камери змішування. Для цього випадку відстань між робочою насадкою та камерою змішування визначається як сума довжини вільного струменю l_{c1} та довжини входної ділянки камери змішування l_{c2} , діаметр якої зменшується від d_{cmp} до d_3

$$l_c = l_{c1} + l_{c2}. \quad (3)$$

Вигляд схеми входження робочого струменю пов'язаний із величиною розрахункового коефіцієнта інжекції i : якщо $i \leq 0,5$ вільний струмінь не виходить за межі камери змішування (випадок, наведений на рис. 2, а); якщо

$i \geq 0,5$ вільний струмінь виходить за межі об'єму камери змішування (випадок, наведений на рис. 2, б).

Для коефіцієнта інжекції $i \leq 0,5$, коли вільний струмінь знаходиться в межах камери змішування довжина вільного струменю становить

$$l_{c1} = \left(\sqrt{0,083 + 0,76i} - 0,29 \right) \frac{d_{pn}}{2a}, \quad (4)$$

де a – дослідна константа (для струминних насосів за даними ВТІ $a = 0,16$). Для коефіцієнта ежекції $i \geq 0,5$, коли вільний струмінь виходить за межі камери змішування довжина вільного струменю визначається співвідношенням

$$l_{c1} = \frac{0,37 + i}{4,4a} d_{pn}. \quad (5)$$

Діаметр вільного струменю d_{cmp} на відстані l_{c1} від вихідного перерізу робочої насадки визначається за формулами:

для коефіцієнта ежекції $i \leq 0,5$

$$d_{cmp} = 3,4 d_{pn} \sqrt{0,083 + 0,76i}; \quad (6)$$

для коефіцієнта ежекції $i \geq 0,5$

$$d_{cmp} = 1,55 d_{pn} (1 + i). \quad (7)$$

Таблиця 2 – Визначення оптимальних співвідношень коефіцієнта інжекції та основного геометричного параметра

№	i	b	c	$K_{сн}$
1	0	-2,165	1,19	1,22
2	0,1	-2,4071	1,4399	1,451
3	0,2	-2,6574	1,7136	1,678
4	0,3	-2,0159	2,0111	2,153
5	0,4	-3,1826	2,3324	2,153
6	0,5	-3,4575	2,3775	2,404
7	0,6	-3,7406	3,0464	2,663
8	0,7	-4,0319	3,4391	2,932
9	0,8	-4,3314	3,8556	3,211
10	0,9	-4,6392	4,2959	3,499
11	1,0	-4,955	4,76	3,796

Якщо діаметр камери змішування $d_3 > d_{cmp}$, то відстань між робочою насадкою та камерою змішування визначають за формулою (3). Довжина вільного струменю при цьому визначається за формулою (5), а величина l_{c2} – за формулою

$$l_{c2} = \frac{d_{cmp} - d_3}{2} \operatorname{tg} \beta . \quad (8)$$

Зокрема, для кута $\beta = 45^\circ$ отримаємо

$$l_{c2} = \frac{d_{cmp} - d_3}{2} . \quad (9)$$

Розрахунок відстані між робочою насадкою і камерою змішування передбачає визначення розрахункового коефіцієнта ежекції, який входить до складу формул (4)–(7). Розрахунковий коефіцієнт ежекції відповідає максимальному напору струминного насоса і вважається оптимальним. Оптимальні співвідношення геометричного параметра та коефіцієнта ежекції струминного насоса визначаються рівнянням

$$K_{сн} = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} . \quad (10)$$

Коефіцієнти рівняння (10) визначаються емпіричними співвідношеннями

$$a = 0,975 ;$$

$$b = -\left[0,975 + 1,19(1+i)^2 - 0,78i^2 \right] ; \quad (11)$$

$$c = 1,19(1+i)^2 .$$

Структура рівнянь (10), (11) не допускає безпосереднього визначення розрахункового коефіцієнта ежекції, який відповідав би заданій величині геометричного параметра $K_{сн}$. Рівняння (10) розв'язуємо графічно – шляхом побудови залежності $K_{сн} = f(i)$ з кроком $\Delta i = 0,1$

і графічного визначення коефіцієнта ежекції для розрахункової величини геометричного параметра $K_{сн}$. Результати розрахунку величини параметра $K_{сн}$ для різних значень коефіцієнта ежекції подамо в табличній формі. Використовуючи наведені в табл. 2 значення, будемо залежність $K_{сн} = f(i)$. На осі ординат (рис. 3) відкладаємо визначену величину геометричного параметра струминного насоса $K_{сн} = 2,507$ і проводимо через її позначку горизонтальну пряму до перетину з залежністю $K_{сн} = f(i)$. Через отриману точку проводимо вертикаль до перетину з віссю абсцис і знаходимо розрахункову величину оптимального коефіцієнта інжекції $i_{opt} = 0,53$.

Оптимальне значення коефіцієнта ежекції використовуємо для розрахунку оптимальної відстані між робочою насадкою та камерою змішування струминного насоса.

Довжину камери змішування визначаємо за формулою А. Я. Милошевича

$$l_k = 4,65d_{рн}^{0,2}d_3^{0,8} . \quad (12)$$

Оптимальна довжина камери змішування, враховуючи результати експериментальних досліджень, повинна відповідати співвідношенню

$$l_k = (6-10)d_3 . \quad (13)$$

Зважаючи на останнє співвідношення, визначену за формулою (12) величину необхідно узгоджувати з рівнянням (13).

Довжина дифузора струминного насоса визначається за умови, що його конічна поверхня має нахил $8^\circ-10^\circ$. Враховуючи рекомендовані значення кута нахилу поверхні дифузора, його довжину визначаємо із співвідношення

$$l_d = (6...7)(d_d - d_3) . \quad (14)$$

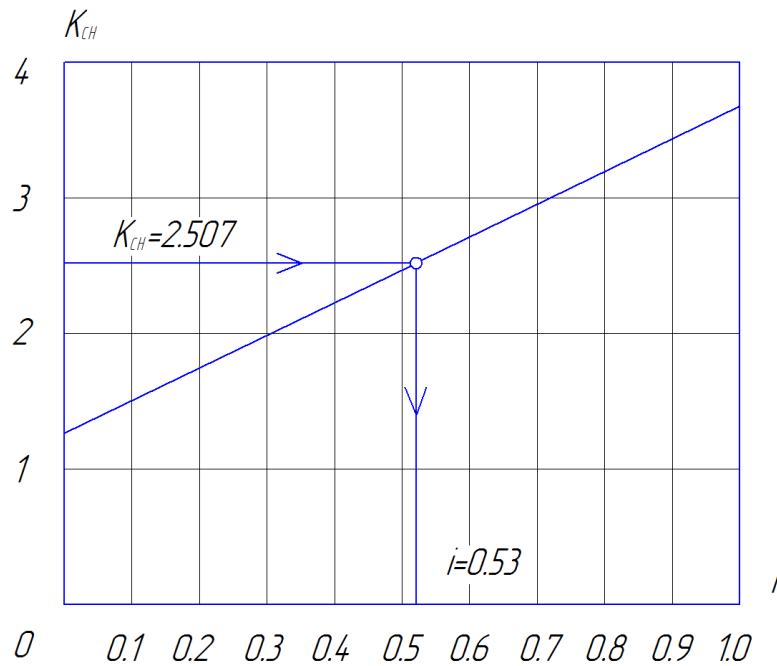


Рисунок 3 – Визначення оптимального коефіцієнта ежекції

Довжину циліндричної ділянки робочої насадки визначаємо, враховуючи подані на рисунку 1 рекомендації.

Висновки

1. Розроблена методика вибору оптимальних геометричних розмірів елементів свердловинної ежекційної системи на основі співвідношення діаметрів вільного струменя робочого потоку та камери змішування з врахуванням відстані до сопла струминного насоса та режиму його роботи.

2. Запропонований алгоритм обґрунтування конфігурації деталей внутрішньої частини струминного насоса забезпечує його роботу в режимі максимального ККД.

3. Наведені розрахункові співвідношення можуть використовуватись на стадії проектування та експлуатації свердловинних струминних насосів в широкому діапазоні зміни експлуатаційних факторів.

Завданням подальших досліджень є експериментальна перевірка моделі струминного насоса з оптимальними співвідношеннями геометричних розмірів його протічної частини.

Література

1 Паневник А.В. Определение эксплуатационных параметров наддольной эжекторной компоновки / А.В. Паневник, И.Ф. Концур, Д.А. Паневник // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №3. – С.70-73.

2 Nunez O.A. Gas lift jet pump hybrid completion reduces non-productive time during unconventional well production / O.A. Nunez, T.S. Pough, I. Hubbard // SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Buenos Aires, Argentina, 1-3 June 2016. - SPE - 180958 - MS. - 9 p.

3 Дубей О.Я. Підвищення ефективності установок свердловинних штангових насосів шляхом застосування нафтогазових ежекторів: дис. ... канд. техн. наук: 05.05.12 / Дубей Ольга Ярославівна. – Івано-Франківськ, 2017. – 217 с.

4 Velychkovych A.S. Study of the stress state of the downhole jet pump housing / A.S. Velychkovych, D.O. Panevnyk // Науковий вісник НГУ. – 2017. – № 5. – Р. 50–55.

5 Соколов Е.Я. Струйные аппараты / Е.Я.Соколов, Н.М.Зингер. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.

6 Каменев П.Н. Гидроэлеваторы в строительстве / П.Н.Каменев. – М.: Стройиздат, 1970. – 415 с.

7 Паневник Д.А. Оценка напряженного состояния корпуса наддольного гидроэлеватора / Д.А. Паневник, А.С. Величкович // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 1. – С.70-73.

8 Gugulothy S.K. Experimental and performance analysis of single nozzle jet pump with various mixing tubes / S.K.Gugulothy, S.Manchikatl // International Journal of Recent advances in Mechanical Engineering (IJMECH). – 2014. – Vol. 3. – No 4. – P. 119–133.

9 Ismagilov A.R. Operational process and characteristics of liquid-gas jet pumps with the ejected vapor-gas medium / A.R. Ismagilov, E.K. Spiridonov // Procedia Engineering. – 2016. – Vol. 150. – P. 247-253.

10 Sheha A.A.A. Computational and experimental study on the water-jet pump performance / A.A.A. Sheha, M.Nasr, M.A.Hosien, E.M.Wahba // Journal of Applied Fluid Mechanics. – 2018. – Vol. 11. – No 4. – P. 1013–1020.

11 Лямаев Б.Ф. Гидроструйные насосы и установки / Б.Ф. Лямаев. – Л.: Машиностроение, 1989. – 256 с.

12 Абдуллаев Ю.Г. Современные конструкции установок скважинных струйных насосов за рубежом / Ю.Г.Абдуллаев, В.Д. Воробьев, Е.Г. Зацепина, Б.Т.Муллаев.– М.: ВНИИО-ЭНГ, 1987.–33 с. (Обзорная инф. Сер. Машины и нефтяное оборудование).

Стаття надійшла до редакційної колегії

09.11.18

Рекомендована до друку

*професором **Кондратом О.Р.***

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

*професором **Якимом Р.С.***

(Дрогобицький державний педагогічний університет ім. І. Франка, м. Дрогобич)

Інформаційні технології

УДК 004.896:622.24

DOI: 10.31471/1993-9973-2018-4(69)-77-85

КЕЙС-БАЗОВАНІ МІРКУВАННЯ ТА СПЕЦИФІКАЦІЇ НА ОСНОВІ ОБМЕЖЕНЬ ДЛЯ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ ПОГЛИБЛЕННЯМ СВЕРДЛОВИН

М.С. Чесановський

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

Виділено засоби реалізації реальних методологій контролю свердловин в формі процесу інтерактивної взаємодії експерта технологічного процесу із засобами процесу адаптації та модифікації з метою отримання необхідних знань для використання коректної адаптації в формі модифікації ключової підстановки ініціалізованих значень параметрів. Оскільки час відповіді на коригуючу дію в стовбурі свердловини у випадку нештатної ситуації є ключовим чинником ефективного контролю свердловини, то використання інтелектуальних систем керування буріння є високоактуальною задачею для запобігання можливим нештатним ситуаціям та важливим чинником щодо підвищення якості, ефективності та безпеки бурових операцій.

Ключові слова: буріння, контрольовані технологічні параметри, системи на основі знань, рішення проблеми, розмірковування, навчання на основі експертного досвіду в формі прецедентів.

Выделены средства реализации реальных методологий контроля скважин в виде процесса интерактивного взаимодействия эксперта технологического процесса со средствами процесса адаптации и модификации с целью получения необходимых знаний для использования корректной адаптации в форме модификации ключевой подстановки инициализированных значений параметров. Так как время ответа на корректирующее действие в стволе скважины при нештатной ситуации является ключевым фактором эффективного контроля скважины, то использование интеллектуальных систем управления бурения является высокоактуальной задачей для предотвращения возможных нештатных ситуаций и важным фактором в повышении качества, эффективности и безопасности буровых операций.

Ключевые слова: бурение, контролируемые технологические параметры, системы на основе знаний, решение проблемы, рассуждения, обучение на основе экспертного опыта в форме прецедентов.

The means of really applicable methodologies of well control are outlined in the form of the interaction of the technological process expert with the means of the adaptation and modification process in order to obtain the necessary knowledge for the use, in fact, correct adaptation in the key substitutions modification form of the initialized parameter's values. Since the response time for the correction action in the wellbore in the case of emergency is a key factor in the effective control of the well in general, the use of intelligent drilling systems is a high-priority task to prevent possible extraordinary situations on the whole and an important factor in improving quality, efficiency and safety of drilling rigs operations.

Keywords: drilling, controlled technological parameters, knowledge management systems, problem solving, reasoning, expert training based on experience in the form of precedents.

Вступ

Особливість спорудження свердловин на нафту і газ полягає у відсутності достовірної інформації про гірничо-геологічні особливості розрізу, неоднозначності, нелінійності та багатоплановості процесів і рішень і передбачає зацікавленість до технологічних процесів широкого спектру фахівців, сервісних компаній, контролерів тощо. Серед пріоритетних завдань, насамперед, слід виокремити необхідність забезпечення надійності свердловини як інженерної споруди, мінімізацію технологічних і екологічних ризиків та забезпечення окупності робіт. Це вимагає мінімізації впливу суб'єктивних чинників, а також оперативного отримання та аналізу великого масиву максимально достовірної інформації. Зокрема сучасні телеметричні системи забезпечують надання геолого-технологічної інформації безпосередньо з вибою. Як наслідок, значно підвищується загальна адаптивність та цілісність системи та час її реагування на динаміку процесів буріння.

Аналізуючи проблему, формуємо *мету роботи*, що в даному випадку полягає в виявленні можливості повторювальних помилок встановлення релевантних значень технологічних параметрів, відставання в процесі прийняття рішення, технологічних помилок через втому або стрес персоналу під час виконання регламентних операцій. Використання сучасних систем контролю сприяє зменшенню ризиків виникнення аварій і ускладнень. Таким чином, існує насправді актуальна проблема застосування сучасних інтелектуальних систем для досягнення більшої ефективності та безпеки бурових робіт.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Фахівцями проаналізовано основні підходи до автоматизації процесу буріння свердловин на нафту і газ з метою виділення контекстів задач підтримки прийняття рішень щодо вибору відповідних релевантних значень контрольованих параметрів [1-5]. Питання побудови таких систем поєднує проблеми комп'ютеризованого контролю для отримання інтелектуальної системи з контрольованими параметрами, що відповідає гірничо-геологічним та техніко-технологічним особливостям спорудження свердловини, що дає змогу ефективно поєднувати можливості операторів-буровиків та віддалених центрів корпоративного рівня [6-10]. Варіативність умов буріння робить надскладною задачу оптимізації бурових операцій для досягнення максимальної ефективності процесу

[11-13]. Відповідно, існує нагальна потреба в можливості оперативного вирішення оптимізаційних задач в польових умовах.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Варіативність та постійне ускладнення умов буріння свердловин на нафту і газ потребує розроблення методу для визначення *релевантного* співвідношення контрольованих параметрів для кожного окремого випадку заданих умов буріння при якомога менших інженерно-технічних затратах і наявному досвіді буріння, що може бути відповідно верифікований в польових умовах.

Формулювання цілей статті

Формулювання *цілей статті* зводиться до формального обґрунтування задачі пошуку збіжностей, що, по суті, є близьким до ідеології баз даних. Однак саме застосування CSP-методики додає *складності* даному процесу вже на рівні методологій штучного інтелекту. Це уможливило розвиток класичних задач збереження та видобування даних, де для досягнення задовільного рівня ефективності та якості процесу необхідно використання спеціального виду знань релевантності стосовно суті виконуваного процесу адаптації. Такий вид знань може бути видобутий із експертного досвіду і перекодований в кейс-базовані міркування системи у вигляді *правил та обмежень*.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

На сьогодні розроблено узагальнені математичні моделі майже для всіх процесів спорудження свердловин. Задача полягає у адаптації цих моделей до особливостей конкретної свердловини. Поєднання таких моделей із системою контролю забезпечать можливість створення сучасних інтелектуальних систем. Важливо, що параметри та алгоритми контролю процесів можуть бути пристосовані до особливостей будівництва кожної свердловини.

Середовища симуляції також можуть бути використані і для моделювання самого процесу, і для його тестування в безпечних та низьковартісних умовах перед переходом до його імплементації в реальних умовах із надвисокою вартістю реалізації проектів. Такий симулятор зводиться з фактичною системою для доповнення відповідного інтерфейсу. Найпростішу модель такої симуляції виконуватиме бурова установка як система зв'язаних давачів, система контролю і апаратне забезпечення для збору

Таблиця 1 – Результати аналізу технологічних властивостей бурової промивальної рідини

ВЛАСТИВОСТІ БУРОВОГО РОЗЧИНУ				ДСТУ	Одиниці вимірювання	API	Одиниці вимірювання
Густина розчину				1550	кг/м ³	1,55	g/cm ³
Умовна в'язкість				43	с	-	Marsh, s
СНЗ (Gel)	10 с,			19,2	дПа	4	lb/100ft ²
	1 хв,			21,6	дПа	4,5	lb/100ft ²
	10 хв,			24	дПа	5	lb/100ft ²
Ефективна в'язкість (AV)				46	мПа*с	46	сP
Пластична в'язкість (PV)				37	мПа*с	37	сP
ДНЗ (YP)				86,4	дПа	15	lb/100ft ²
Фільтрація				-	см ³ /30хв	7,8	mL/30min
Товщина кірки				1,5	мм	1,5	mm
Коефіцієнт тертя кірки				-		-	
Вибійна фільтрація (НТНР)				-	см ³ /30хв	-	ml/30min
Вміст твердої фази				-	% об,	-	% byvol
Вміст піску				1	% об,	-	% byvol
Вміст колоїдної фази (МВТ)				-	% мас,	-	kg/m ³
Температура розчину				18	°C	18	Deg C
рН розчину				8,7		8,7	
Добова стабільність				-	г/см ³	-	g/cm ³
КУТИ ЗАКРУЧУВАННЯ ПРУЖИНИ ВІСКОЗИМЕТРА OFITE 800							
600	300	200	100	60	30	6	3(Gel)
92	55	42	27	20	14	6	4
ВЛАСТИВОСТІ ФІЛЬТРАТУ							
Густина				1,11		g/cm ³	
рН				8,5			
Карбонатна лужність (Pf/Mf)				-		мл/л	
Вміст СГ				-		мг/л	
Вміст Са ⁺⁺				-		мг/л	
Вміст Mg ⁺⁺				-		мг/л	
Вміст КСІ				-		%	
Загальна мінералізація				28(на 1л.р-ну 318г солі.)		%	

даних. Сам симулятор також повинен втілювати відповідне програмне забезпечення. Перспективним, насамперед, є задіяння таких підходів під час буріння свердловин із заданою траєкторією, з метою контролю стану стовбура свердловини, запобігання виникненню аварій і ускладнень, оцінювання властивостей бурових промивальних рідин.

Як приклад, у табл. 1 відображено параметри контролю бурової промивальної рідини під час спорудження свердловини на Західно-Соснівському родовищі Дніпрово-Донецької западини.

Слід мати на увазі, що процедури тестування, верифікації та класифікації механічних структур і систем на даний час вже є добре усталеними. Однак через зростання обсягу сфер

використання комп'ютер-базованих систем контролю відповідні процедури апаратного тестування та верифікації знаходяться на початкових етапах розвитку. Наявність процедур програмно-апаратного тестування є дуже бажаною, оскільки дає можливість суттєво скоротити кількість потенційних проблем та нештатних ситуацій, пов'язаних із програмним забезпеченням, що застосовується, суттєво зекономити час і кошти на усунення проблем самого програмного забезпечення, недосконалість якого може проявлятися вже у процесі експлуатації. Тому проблема розроблення моделей апаратно-програмного тестування для автоматизованих інтелектуальних систем процесів буріння є актуальною. Основні вимоги до проєктованого симулятора:

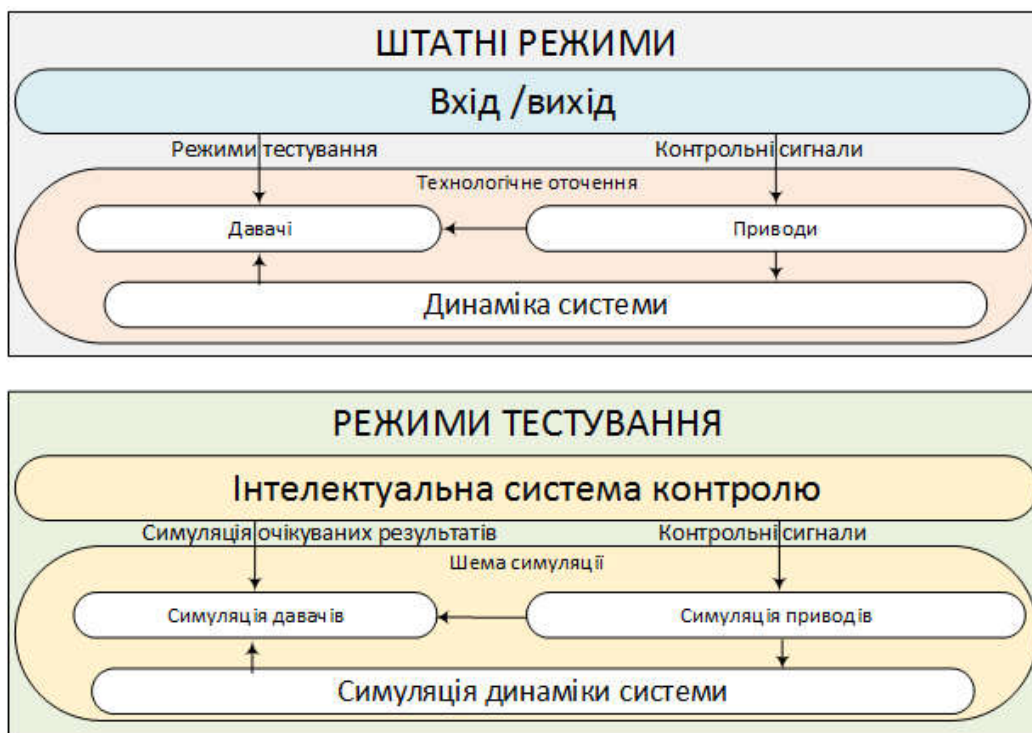


Рисунок 1 – Симуляція системного оточення

1) симулятор повинен оперативно охоплювати динаміку основних процесів будівництва свердловини;

2) параметри симуляції повинні бути легко налаштовуваними для реалізації всіх можливих сценаріїв розвитку ситуації на об'єкті і придатний для тестування системи контролю в різних станах та граничних умовах і рішеннях.

Тестування здійснюється шляхом створення замкненого простору, в якому комп'ютерна система контролю і, відповідно, операторна станція (робоче місце оператора) під'єднуються до симулятора реального часу. Таке віртуальне середовище повинно бути здатним симулювати реальне технологічне оточення таким чином, що система контролю може функціонувати цілком нормально, не помічаючи жодної якісної різниці, порівняно із під'єднанням до реальної системи промислового буріння. При такій конфігурації система контролю може бути протестована шляхом *симуляції* реальних операцій та функціональності, а також відтворити виникнення можливих нештатних ситуацій.

Таким чином, систему контролю слід розглядати як чорний ящик, для якого цілком не обов'язкове знання та розуміння внутрішньої суті функціонування, а також аналізу програмного коду, що лежить в основі. Особливо важливим є встановлення приватного діапазону тестування (області тестування), для чого необхідний функціональний опис системи контро-

лю. Крім того, необхідні детальні дані щодо контролю системи вводу-виводу і ґрунтовне розуміння того, що саме контролюється системою.

Все це є важливим для побудови технологічного і корисного симулятора, а також створення детальних інструкцій для оператора технологічної системи контролю, діаграми відповідних станів, листів даних із значеннями параметрів, інструкцій із забезпечення необхідної підтримки системи, списку надзвичайних та нештатних ситуацій та всіх доступних технологічних описів [14]. Тестування *на основі симулятора* є загалом ефективним інструментом для представлення всієї потужності і, відповідно, роботостійкості системи контролю та її програмного забезпечення. Такий вид тестування повною мірою забезпечує системність тестування таких важливих складових системи контролю, як загальний дизайн і філософія, функціональність, працездатність і придатність системи щодо вирішення нештатних ситуацій та проблем як в нормальному режимі, так і в умовах оперування, які не були передбачені початковим дизайном. Вона виконуються у *віртуальному режимі*, де не існує ризиків для персоналу та обладнання. Однак проєктовані зовнішні симуляційно-віртуальні засоби тестування не замінюють активності щодо внутрішніх засобів тестування. Обидва даних підходи є важливими для досягнення відповідного рівня

якості проєктованого програмного рішення і також досягнення відповідності стандартам критичної безпеки для систем контролю.

Симулятор використовує математичні моделі для відтворення технологічного оточення роботи системи контролю і відповідних пристроїв. Такі моделі можуть включати комплексні динамічні рівняння щоб відтворити якомога реалістичніше роботу давачів та приводів. При цьому комплектність моделей повинна бути достатньою, щоб уможливити достатньо реалістичну взаємодію з комп'ютерною системою контролю відповідно до вимог програми тестування на запит замовником. Симулятор оперує в реальному часі в замкненому контурі через комунікаційні лінки з комп'ютерною системою контролю та інтерфейсом користувача, а його основною метою є забезпечення реалістичних та ефективних тестів як з точки зору функціональності системи контролю, так і з точки зору інтеграції проєктованої автоматизованої системи в єдину цілісну архітектуру рішень. Тести ексклюзивно розроблені і сконфігуровані відповідно до вимог середовищ і обладнання з метою симуляції реальної предметної області і відтворюють умови для цільової системи контролю. Безперечними перевагами такого способу тестування є:

- тестування самого програмного забезпечення може здійснюватися під час проєктування, що робить можливим екстенсивне тестування задовго до настання продукційного дедлайну;

- тестування нештатних ситуацій та технологічних ситуацій, передбачених початковим дизайном, дозволяє зробити процес простішим, безпечнішим і, відповідно, дешевшим на поряток;

- можливість уникнення пошкоджень обладнання в умовах «реальних» спроб та помилок ;

- зменшення часу вирішення нештатних ситуацій в реальних умовах буріння завдяки наявності відповідно досконалих процедур тестування, що були виконані відповідно до попереднього етапу;

- можливість виконання тестування на точних копіях апаратного забезпечення в умовах лабораторії, коли фактичне апаратне забезпечення, що використовується в польових умовах, є недоступним. Також забезпечується інтеграція систем контролю від кількох виробників.

Розвиток технологій за принципом швидкого розроблення застосувань (RAD) накладає свій відбиток і на досліджувану проблему, що вимагає створення методологій для ефективно-

го дослідження простору рішень та відповідного вибору рішення із найменшою вартістю та найбільшою ефективністю, функціональністю і якістю застосування. Поставлена задача є багатofункціональною, тож комплектність проблеми є суттєвим бар'єром для її вирішення. Поява класу певних систем на основі знань дає можливість скористатися минулим досвідом для побудови нових ефективних рішень. Тому серед підходів менеджменту знань слід виділяти ефективність підходу КБМ (*кейс-базованих міркувань*) та CSP-ПО (інформаційно-пошукових задач на основі обмежень), (Constraints satisfaction problem – CSP) [15]. В КБМ-підході, знання зберігаються в базі кейсів CBase. Кожен кейс представляє відповідно опис деякої минулої проблеми TP^{src} і відповідного асоційованого її вирішення $TP^{src}.Sol \rightarrow Sol^{src}$. За характеристиками надійності та метричної відстані найбільш схожі кейси можуть бути видобуті з необхідною адаптацією при відповідній потребі, що буде розглядатися як відповідне рішення для нової проблеми $TP^{src}.Sol \rightarrow Sol^{src}$. Суть нової проблеми полягає у формуванні моделі знань через визначену кількість змінних (*параметрів технологічного процесу*):

$$Md(KB.TP) = \{\{V_1\}, \{V_2\}, \dots, \{V_n\}\}_{i,j,m},$$

тобто виражатимемо модель знань через вид представлення для бази знань. Базуючись на такій основі (змінні – параметри), можна також легко переходити від рівня даних до рівня знань, що вже є задачею концептуального рівня, яка початково може мати просте вирішення. Якщо розглядати базу даних як сукупність ініціалізованих параметрів, що спостерігаються (або контролюються відповідно) на вході і виході технологічного процесу TP^{in}, TP^{out} , її можна подати у вигляді виразу

$$\Delta B = \{p_1^{in} = v_i^1, \dots, p_{n1}^{in} = v_{n1}^1, p_1^{out} = v_i^2, \dots, p_{n2}^{out} = v_{n2}^2\}$$

для бази даних технологічного процесу $TP^{in} \cdot \Delta B$ та відповідно представлення через стрілку для бази знань

$$TP.KB = \left\{ \left\{ p_1^{in} = v_i^1, \dots, p_{n1}^{in} \right\}_i \rightarrow \left\{ p_1^{out} = v_i^2, \dots, p_{n2}^{out} \right\}_j \right\}_{i,j,m}.$$

Зрозуміло, що природа таких стрілок є визначальною, з точки зору комплексності проблеми, та, відповідно, досяжності рішення при накладених обмеженнях (їх множинах, системах та ієрархіях відповідно). Тоді також весь процес резонінгу буде контролюватися накладеними обмеженнями з метою редукції та валідації домену змінних. В такій ситуації всі можливі очі-

куванні рішення в формі шуканих підстановок типу

$$\{P_1 = V_{1m}^x, p_{n1}^{in} = V_{n1}^x, p_1^{out} = V_{V1}^y, \dots, p_{n2}^{out} = V_{n2}^y\}$$

стають відповідно досяжними. Проте відразу не можна передбачити складність такого підходу, що вимагатиме значних обчислювальних зусиль для ідентифікації та формалізації множини знань і для побудови відповідної моделі розмірковувань (формального резонінгу). В той же час, наявність засобів контролю накладених обмежень забезпечує швидкий пошук наявних рішень, а також швидко констатацію ефекту відсутності очікуваних рішень взагалі. Тому спільне використання двох зазначених фундаментальних теорій – КБМ та ІПО дає нові можливості. А саме, методологія КБМ дозволяє використовувати минулий досвід для пошуку рішень нових проблем:

$$TP^{set}.KB = CBase \rightarrow sol(TP^{new}).$$

Єдина проблема полягає в тому, що видобуті кейси як потенційні рішення дуже рідко можуть бути безпосередньо застосованими в новому контексті, зважаючи на складність предметної області, особливо в процесі буріння нафтових і газових свердловин. Тому, в даній проблемі особливого значення набуває коректність та ефективність виконуваного процесу *адаптації кейсу* (в тому числі в *формі модифікації*). Тому актуальною проблемою для вирішення є формалізація процесу адаптації засобами техніки *представлення і задоволення обмежень*. Коректність поставленої задачі обґрунтовується також тим, що в КБМ-методології ми оперуємо із такими ключовими елементами, як змінні (параметри), значення змінних та параметрів, а також накладених обмежень як процесу, що розглядається в його динаміці та статичі, що також є складовою процесу декомпозиції складних проблем, для яких може не існувати рішення на певний момент часу (що зумовлюється, наприклад, невизначеним станом ряду ключових параметрів), не підключаючи простіших проблем, для яких рішення існуватиме на таких же заданих початкових умовах (*накладених обмеженнях*).

Розроблення ефективної методології взаємодії з експертом на етапі *адаптивної модифікації* дозволить суттєво знизити затрати на інженерію знань загалом і звести даний процес до динамічної корекції рішення шляхом внесення правок безпосередньо на стадії *адаптивної модифікації*. В загальному випадку адаптація кейсу (прецеденту) є процесом, в ході якого видобуте рішення може бути перетворене в найбільш прийнятне (близьке) до поточної про-

блеми. В загальному випадку, адаптація кейсів є процесом, де видобуте рішення може бути перетворене в найбільш властиве (релевантне) поточній проблемі. В ряді випадків для частини рішень, пов'язаних із видобуванням, виходять із того, що множина кейсів має певну надлишковість, тобто є достатньо обширною для покриття кожного процесу адаптації (іншими словами, стверджується, що *необхідна модифікація* обов'язково буде знайдена). В той же час, якщо процес адаптації розглядати як основний елемент в *рутині* КБМ, то це буде більш раціональним, оскільки йдеться безпосередньо про якість рішення та застосування найбільш ефективного *солвінгу*. Також, слід вирішити проблему необхідного контролю *релевантності* та якості минулого досвіду, представленими у форму кейсів і відокремлення процесу адаптації на рівні важливості впливу на весь процес пошуку рішення певної проблеми із використанням всього можливого експертного досвіду.

Наявні методології КБМ рутин дають змогу виділити такі основні стратегії:

стратегія «нульової адаптації» – є найпростішою формою за видом адаптації відповідного рішення певної проблеми, що копіюється безпосередньо з видобутого релевантного кейсу без жодної модифікації списку параметрів, змінних та значень;

стратегія оновлюючих підстановок – частина минулих рішень замінюється відповідно новими підстановками значень параметрів, відповідно минулі входження стають неприйнятними, оскільки вже не задовольняють змінним сукупностям обмежень, перебуваючи відповідно в конфлікті значень (порушуючи їх);

стратегія модифікації – застосовується у випадку відсутності жодної адаптивно-коректуючої підстановки. Шукане рішення може бути отримане за сукупністю обмежень і характеристик (особливостей) шуканого рішення. Такі обмеження будуть визначати, якими саме властивостями шукане рішення буде володіти, а яких мати не повинно;

стратегія мультикейсової адаптації – виконує поєднання певної кількості кейсів для виведення шуканого рішення;

стратегія абстрактних систем обмежень – виконує абстрактний солвінг на заданому ступені звуження або розширення накладеної сукупності обмежень (добре або слабо структурованої). Слід зауважити, що такі стратегії є доповнюючими до ступеня схожості між вихідним кейсом та цільовою проблемою відповідно

$$SimI_2(Case^{src}.TP^{try}).$$

Цільове рішення Sol^{try} належить до вихідного рівня Sol^{src} як цільова проблема TP^{try} співвідноситься до вихідної проблеми TP^{src} . Тоді, виходячи із відомих вихідної проблеми TP^{src} вихідного рішення Sol^{src} , сформулюємо відповідно нову проблему TP^{new} , і стане можливим розрахунок цільового рішення. Таким чином, виконання успішної адаптації можливе в двох режимах:

перехідні дані – пряма модифікація рішення (в формі підстановки) із видобутого кейсу шляхом зміни значень параметрів в підстановці;

похідний режим – модифікується сам метод рішення проблеми на основі компарації первинних та похідних систем обмежень. Зрозуміло, що більшу складність та затратність представляє саме режим другого типу. Тому в термінах введених формалізмів матимемо:

$$Derive \rightarrow CS^{src} (TP^{src} / Sol^{src}) \xrightarrow{src|try} CS^{new} (TP^{new}_{try}, Sol^{new}_{try}).$$

Можна розглядати відповідно велику кількість успішних формалізмів для досліджуваного процесу адаптації, що в центрі моделі містять механізми CSP – інформаційно-пошукових задач на основі обмежень, що виражатимуть представлення та дотримання обмежень, накладених на прецеденти (множину прецедентів).

В тому числі питання, що стосуються також мультикейсової адаптації як способу оперування із множиною підстановок скінченого типу із заданою розмірністю, що дозволить усувати локальні непослідовності (розбіжності) бази кейсів для побудови глобального рішення для нової цільової проблеми. Адаптаційні механізми даного рівня містять в своїй основі відповідний CSP-алгоритм, що дає змогу коректно оцінювати обчислювальну складність такої реалізації. Однак слід зауважити, що застосування CSP-методології не позбавлено і певних недоліків стосовно видобування та формалізації знань загалом.

Тому в даному контексті найбільш ефективним рішенням є наявність відповідного «онлайн-сервісу» для набуття експертних знань і відповідної верифікації рішення під час вирішення кожної окремої проблеми, що в нашому випадку формують сутність технологічного процесу. Такий «онлайн-сервіс» базується на засобах експертної взаємодії із КБМ-системою, зокрема при виникненні збоїв адаптації в загальному випадку і при потребі відповідної корекції рішення як такого. Коли експерт виконує релевантне корегування запропонованого рі-

шення в плані вибору методу резолюції, то такі знання будуть оновлені і додані до бази знань. Явною перевагою такого підходу є суттєво знижені затрати на інженерію знань під час виконання експертом специфічного запиту заданого виду. Врешті, під час отримання успішної адаптації, рішення знову пропонується експерту, що матиме два напрямки подальшого розвитку:

1) *задовільний результат* – новий кейс та відповідний метод адаптації;

2) *незадовільний результат* – активується новий цикл роботи із експертом і метод адаптації модифікується доки не буде отримане задовільне рішення. Отже, модифікується сама підстановка та метод адаптації полягає у зміні присвоєних значень для списку параметрів, заданих в підстановці.

Тепер необхідно дослідити найважливіший момент, де ми отримаємо злиття двох вказаних вище теорій. Послідовність вибору така:

1) експертні знання формуються у формі *обмежень*;

2) для кожної нової адаптації двигун *резонінгу* задає переміщення по номінальних обмеженнях завдяки розвинутим методам CSP [15];

3) домінантна характеристика полягає в тому, що можливе розрізнення та збір загального домену та цільових специфікацій щодо вимог до проблеми у формі *релевантних обмежень*. Саме тоді можна сформулювати кінцеве нове бачення стратегії адаптації в термінах обмежень, що дозволить відбір необхідних релевантних підстановок до нових, ще не вирішених проблем, що, таким чином, унаочнює їх значення в предметній області.

В онтологіях використовується ряд відношень: «бути типом», «бути підтипом», «бути частиною», «бути класом», «бути екземпляром (інстанцією)». Онтології дають можливість передавати інформацію від системи; пропонується методологія в даному випадку дозволяє проілюструвати відношення між елементами кейс-представлень на семантичному рівні, що особливо актуально в контексті новітніх реалізацій типу «*Semantic web*», «*Web of knowledges*» тощо. Як правило, імплементація онтології здійснюється засобами мови, що дає змогу керувати нею. Для онтологій, базованих на логіці, такою мовою є дескриптивна логіка. Таким чином, концепція онтологій надає експресивний фреймворк для побудови *структурованого представлення кейсів*, що дозволяє семантичне видобування кейсів. Крім того, використання саме формальної логіки дозволить виявлення можливих та потенційних непослідовностей та

некоректностей кейс-базованої організації на зразок обов'язкової перевірки консистентності бази знань в діючій експертній системі як засобу забезпечення її цілісності на логічному рівні.

Зрозуміло, що такий спосіб потребуватиме більшої кількості необхідних для виконання ресурсів. Більш ефективним є використання ресурсів бази кейсів шляхом видобування знань з метою адаптації шляхом використання техніки машинного навчання для отримання відповідних евристик. Для цього необхідно, щоб база кейсів містила достатню кількість кейсів. Це дасть змогу уникнути неточностей і апроксимацій вже на рівні самих евристик. І тут, власне, вся проблема полягає у досягненні необхідної кількості кейсів в базі. Зокрема, складним є також вибір ефективного методу корегування знань з метою адаптації на кожному із доступних рівнів, що також вимагає значних ресурсних затрат.

Висновки

Проаналізовано доцільність та перспективи гібридизації кейс-базованих міркувань та специфікацій інформаційно-пошукових задач на основі обмежень. При такому підході важливо, що знання моделюватимуться та відповідно подаватимуться у формі обмежень через використання відповідних логічних відношень, математичних виразів, доменів валідності та верифікованості. Основною перевагою такого підходу є можливість побудови ефективного інструменту для підтримання і реалізації поточної стадії проекту. Це вимагає забезпечення достатньої лінійності кейсів для досягнення певних задовільних результатів. Слід зауважити, що проєктовані представлення для функції вимірювання близькості мають надвисокий рівень комплексності, тож робота такої функції даватиме певну колізію, коли найбільш метрично близький кейс не обов'язково є найбільш релевантним. Це вноситиме неточність у загальну резолюцію. Тобто видобуті кейси знову ж таки не обов'язково будуть найбільш релевантними до заданого формулювання проблеми із накладеними обмеженнями в термінах кейс-базованих міркувань та інформаційно-пошукових задач відповідно. Отже, використання підходу на основі обмежень вимагатиме значних зусиль для видобування та інтерпретації знань.

Таким чином, весь процес модифікаційної адаптації слід розглядати як процес вирішення інформаційно-пошукової задачі із накладеними

обмеженнями, що дасть можливість розвинути досить ефективну методологію, яка може бути поширена на цілий ряд предметних областей.

Література

- 1 Юрчишин В. М. Інформаційне моделювання нафтогазових об'єктів: монографія / Юрчишин В. М., Шекета В. І., Юрчишин О. В. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 196 с.
- 2 Семенцов Г. Н. Автоматизація процесу буріння свердловин / Семенцов Г. Н. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 1998. – Ч. 1. – 300 с.
- 3 Горбійчук М. І. Оптимізація процесу буріння глибоких свердловин / М. І. Горбійчук, Г. Н. Семенов. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – 493 с.
- 4 Strathman M. Time-Based Real-Time-Drilling-Operations Excellence Delivered / M. Strathman, D. Elley, N. Meirerhoefer // SPE 107303, SPE Digital Energy Conference and Exhibition, (Houston, TX, April 2007). – Houston, TX, 2007. – P. 203–206.
- 5 Offshore Field Test of a New Integrated System for Real-Time Optimization of the Drilling Process / F. P. Iversen, E. Cayeux, E. W. Dvergsnes [et al.] // IADC/SPE 112744, IADC/SPE Drilling Conference held in Orlando (Florida, USA, 4–6 March 2008). – Florida, USA, 2008. – P. 518–530.
- 6 John Z. Optimized Decision Making Through Real Time Access to Drilling and Geological Data from Remote Wellsites / Z. John, A. Ahsan, I. Reid // SPE 77855, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (Melbourne, October 2002). – Melbourne, Australia, 2002. – P. 1–11.
- 7 Monden T. Operation Support Centers – Real Time Drilling Optimization and Risk Mitigation / T. Monden, C.R. Chia // SPE 110950, SPE Saudi Arabia Technical Symposium, (Dhahran, May 2007). – Dhahran, 2007. – P. 1–9.
- 8 Ozbayoglu M. E. Minimization of Drilling Cost by Optimization of the Drilling Parameters / M. E. Ozbayoglu, C. Omurlu // 15th International Petroleum and Natural Gas Congress and Exhibition of Turkey, (Ankara, 11–13 May 2005). – Ankara, 2005. – P. 135–147.
- 9 Use of Real-Time Data at the Statfjord Field Anno 2005 / J. Milter, O.G. Bergjord, K. Hoyland [et al.] // SPE 99257, SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition, (Amsterdam, Netherlands, April 2006). – Amsterdam, Netherlands, 2006. – P. 31–38.
- 10 Drilltronics: An Integrated System for Real-Time Optimization of the Drilling Process /

R. Rommetveit, K. S. Bjorkevoll, G. W. Halsey [et al.] // IADC/SPE 87124, IADC/SPE Drilling Conference, (Dallas, Texas, 2–4 March 2004). – Dallas, Texas, 2004. – P. 160–171.

11 Monitoring and Control of Drilling Utilizing Continuously Updated Process Models / F. P. Iversen, E. Cayeux, E. W. Dvergsnes [et al.] // SPE 99207, IADC/SPE Drilling Conference, (Miami, Florida, February 2006). – Miami, Florida, 2006. – P. 1–10.

12 Dupriest F. E. Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy / F. E. Dupriest, W. Koederitz // IADC/SPE 92194, Drilling Conference (Amsterdam, February 2005). – Amsterdam, 2005. – P. 1–10.

13 Optimize Drilling and Reduce Casing Strings Using Remote Real-Time Well Hydraulic Monitoring / E. Tollefsen, R. B. Goobie, S. Noeth [et al.] // SPE 103936, First International Oil Conference and Exhibition (Cancun, Mexico, September 2006). – Cancun, Mexico, 2006. – P. 1–13.

14 Шекета В. І. Інтелімедійна інформаційна система підтримки прийняття рішень в процесі буріння / В. І. Шекета, В. Д. Мельник, Л. І. Гобир // Проблеми інформаційних технологій. – 2016. – № 19. – С. 96–116.

15 Вовк Р.Б. Прийняття рішень у нафтогазовій галузі інструментами теорії обмежень: монографія / Р.Б. Вовк, О.Ф. Козак, В.І. Шекета, В.М. Юрчишин. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017 – 208 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
30.11.18*

*Рекомендована до друку
професором **Юрчишином В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Кузем М.В.**
(Івано-Франківський інститут права
імені Короля Данила Галицького,
м. Івано-Франківськ)*