

Техніка і технології

УДК 681.518.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2018-2(67)-7-13

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ НА ЗАСАДАХ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

О.В. Кучмистенко

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 246067,
e-mail: kafatr@ukr.net

Досліджено актуальну науково-практичну задачу, яка полягає в аналізі існуючих та розробки нових способів і методів оцінки технічного стану магістральних нафтопроводів, що забезпечить безпечне автоматизоване управління нафтотранспортної системи. Визначено, що в умовах інтенсивного старіння основних фондів нафтотранспортних систем та фінансового обмеження, комплексне технічне діагностування магістральних нафтопроводів стає найбільш ефективним засобом, що забезпечує надійність і безпеку усєї нафтотранспортної системи. Саме тому розробка нових і перспективних засобів контролю і управління на основі штучного інтелекту є актуальною науково-практичною задачею за результатами якої визначено основні наукові проблеми, що вимагають подальших досліджень.

Ключові слова: магістральний нафтопровід, система автоматичного контролю, об'єкт керування, інтелектуальна труба.

Исследована актуальную научно-практическую задачу, которая заключается в анализе существующих и разработки новых способов и методов оценки технического состояния магистральных нефтепроводов, который обеспечит безопасное автоматизированное управление нефтетранспортной системы. Определено, что в условиях интенсивного старения основных фондов нефтетранспортных систем и финансового ограничения, комплексное техническое диагностирование магистральных нефтепроводов становится наиболее эффективным средством, обеспечивающим надежность и безопасность всей нефтетранспортной системы. Именно поэтому разработка новых и перспективных средств контроля и управления на основе искусственного интеллекта является актуальной научно-практической задачей по результатам которой определены основные научные проблемы, требующие дальнейших исследований.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, система автоматического контроля, объект управления, интеллектуальная труба.

The actual scientific and practical task, which consists in the analysis of existing and development of new methods and methods for assessing the technical condition of main oil pipelines, which will ensure safe automated management of the oil transportation system, is researched. It has been determined that in conditions of intensive aging of fixed assets of oil transportation systems and financial constraints, comprehensive technical diagnostics of main oil pipelines becomes the most effective means ensuring the reliability and safety of the entire oil transportation system. That is why the development of new and promising means of control and management on the basis of artificial intelligence is an actual scientific and practical task, the results of which identify the main scientific problems that require further research.

Key words: main oil pipeline, automatic control system, control object, intellectual pipe.

Вступ. На сьогодні значна частка нафти і нафтопродуктів транспортується магістральними трубопроводами тому особлива увага приділяється підвищенню ефективності транспортування. Основними контрольними параметрами трубопроводу є тиск і витрата транспортованого продукту, швидкість перекачування, а також пропускна спроможність трубопроводу. Для підтримання оптимального тиску в трубопро-

воді застосовуються електроприводи. Враховуючи значну протяжність трубопроводу потрібне використання декількох електроприводів на одній ділянці. Однак кожен з них вносить різного роду збурення, що ускладнює управління потоком рідини в трубопроводі. І якщо питання розроблення системи управління певною кількістю електроприводів на одній ділянці є вирішеним, то питання діагностування тех-

нічного стану магістрального нафтопроводу є недостатньо вивченим і дослідженим. Отже, удосконалення системи управління певною кількістю ділянок нафтопроводу є дуже актуальним завданням.

Автоматичний контроль складним багатовимірним об'єктом (зокрема визначення місць аварійної розгерметизації трубопроводу) в процесі експлуатації МН у різних режимах перекачування пов'язаний з прийняттям рішень в умовах нестаціонарності і нелінійності змін основних параметрів перекачування – тиску і витрати. За останні роки додалась проблема, пов'язана з експлуатацією трубопроводів під дією постійних і короточасних або тимчасових навантажень. У таких умовах елементи трубопроводів відчувають силовий вплив від зовнішніх факторів, що призводить до виникнення напруженого стану матеріалу. Спільна деформація підземного трубопроводу і ґрунтового масиву в ускладнених умовах є маловивченою проблемою і часто призводить до аварійних руйнувань трубопроводу. Небезпечні природні впливи можуть змінити працездатність нафтопроводів, що створить потенційну загрозу для населення і навколишнього середовища, призведе до значних економічних втрат [1].

Постановка завдання: дослідження та аналіз застосування нових способів і методів оцінки технічного стану магістральних нафтопроводів, що забезпечить безпечне автоматизоване управління нафтотранспортної системи.

Метою даної роботи є створення інтелектуальної системи автоматизованого управління багатовимірними об'єктами, зокрема безпечна експлуатація лінійної частини магістрального нафтопроводу на засадах з використанням гібридних систем обчислювального інтелекту.

Об'єктом дослідження є процес моніторингу ділянки магістрального нафтопроводу в автоматичному режимі на засадах гібридних систем обчислювального інтелекту.

Результати: досягнення вказаної мети забезпечується вирішенням таких завдань: дослідження та аналіз методів і способів сучасних систем керування і контролю нафтотранспортних систем; Теоретичні дослідження у напрямку удосконалення існуючих методів контролю; вибір способу реалізації сформульованих завдань за допомогою інтелектуальних технологій.

Технічний прогрес у розвитку нафтової і газової промисловості вимагає створення автоматичних систем керування – виключно високих точності, швидкодії, продуктивності, надійності. Такі автоматичні системи мають реалізувати умови вискоелективного процесу шляхом зміни параметрів, а іноді й структури об'єкта керування (ОК). У зв'язку з цим подальший розвиток теорії і практики автоматичного керування вбачається у пошуку і виявлення

оптимальних можливостей систем, які здатні функціонувати за умов апріорної та поточної невизначеності щодо параметрів і структури об'єкта керування під впливом завад. Під час розроблення і дослідження автоматичних систем керування (АСК) технологічними процесами (ТП), які є основними об'єктами вивчення технічної кібернетики, виникають різні проблеми, що потребують вирішення. Однією з таких проблем є необхідність пристосування системи до умов роботи, що змінюються в часі, до зміни її параметрів за переважно апріорі невідомим законом, до випадкового характеру впливу навколишнього середовища тощо.

Для сучасного стану розвитку промислової автоматики характерним є ряд важливих особливостей, що зумовлюють необхідність застосування принципово нових методів автоматичного керування. Однією з основних особливостей є те, що об'єктом керування у сучасній АСК є не окремий технічний пристрій або технологічна операція, а ціла технічна система (сукупність пристроїв, апаратів, машин) або цілий технологічний процес, у якому відбуваються складні перетворення та взаємодія енергетичних, матеріальних і інформаційних потоків в умовах апріорної та поточної невизначеності щодо параметрів і структури ОК. Як правило, функціонування ОК здійснюється під впливом зовнішніх завад. Стан такого складного ОК як динамічної системи, характеризується десятками, а іноді сотнями фізичних величин – тисками, масовими витратами, температурами, зусиллями, вібропереміщеннями, швидкостями, концентраціями та ін. У задачах керування ці фізичні величини фігурують або як вихідні змінні ОК, що характеризують якість продукції, або як вхідні змінні (режимні параметри), що характеризують умови (режими) його функціонування.

Прикладами складних ОК в нафтовій і газовій промисловості є бурові установки, за допомогою яких здійснюється буріння нафтових і газових свердловин роторним способом, турбобурами або електробурами; технологічні комплекси видобування, підготовки і внутрішньопромислового транспортування нафти та попутного газу; насосні станції; компресорні станції; газоперекачувальні агрегати; установки осушення газу; сепараційні установки; газопереробні заводи; установки комплексної підготовки газу та ін. Особливостями сучасних ОК є також велика одинична потужність технологічних агрегатів, великі швидкості процесів, а також високі вимоги до швидкодії та точності керування, до безпеки персоналу, збереження обладнання та навколишнього середовища.

Надійне, ефективне і безпечне функціонування складних ОК галузі може бути забезпечене за допомогою лише найбільш досконалих методів та засобів керування, а також комп'ютерно-інтегрованих технологій на основі сучасних мікропроцесорів і персональних комп'ютерів.

Автоматизація неперервних технологічних процесів у нафтовій і газовій промисловості



Рисунок 1 – Основні методи моніторингу деформації, напруги або пошкодження ділянок трубопроводу

має свої специфічні особливості: наявність елементів з розподіленими параметрами (колона бурильних труб, лінійна частина трубопроводів); апріорна та поточна невизначеність параметрів і структури ОК; відсутність достатньо повних апріорних даних про ОК; нестационарність збурювальних впливів; точні кількісні характеристики яких важко, а інколи неможливо вимірювати у реальному часі; вплив людського фактору та суб'єктивності будь-яких оцінок і рішень людини-оператора в керуванні ОК в інтерактивних режимах; необхідність забезпечення високої точності та мінімальної тривалості перехідних процесів; нестационарність математичних моделей різних приводів (електричного, газотурбінного та ін.) як ОК; обмеження температури нагрівання приводних двигунів, фізичні обмеження деяких фазових координат та ін. Одним із можливих шляхів побудови високоефективних САК неперервними технологічними процесами є застосування автоматичних керуючих пристроїв (регуляторів) для здійснення оптимального перебігу процесів керування в умовах невизначеності або неповноти інформації про умови роботи системи. Розвиток теорії і практики побудови регуляторів відображені в роботах зарубіжних і українських вчених Стефані Е. П., Ротача В. Я., Лукаса В. А., Кондратенка Ю. П., Сидоренка С. А., Гостева В. І., Зайченка Ю. П., Поспелова Д. А., Ротштейна О. П., Панько М. А., Hampel R., Zadeh L., Pivonka P., Usenko V., Arakelian E., Ait Ali Yahia, Benlefkі F. та ін.

Сьогодні одним із можливих шляхів побудови високоефективних САК з урахуванням умов невизначеності є застосування методів теорії нечітких множин та нечіткої логіки, а також штучних нейронних мереж та генетичних алгоритмів для синтезу алгоритмів функціонування цифрових контролерів.

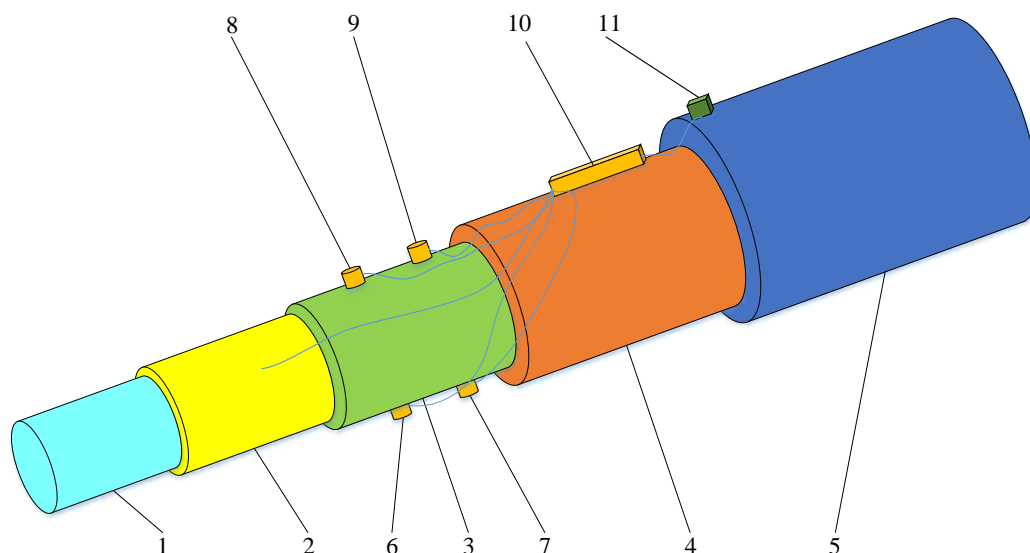
Аналіз засобів і методів моніторингу стану підземних магістральних нафтопроводів. Згідно з проведеним аналізом відмов магістральних нафтопроводів, які працюють в ускладнених інженерно-геологічних умовах, було встановлено, що основними факторами, які викликають істотні пошкодження трубопроводів, є геологічні та гідрологічні природні явища, а також несанкціоноване втручання людини.

Дані фактори створюють ускладнення, що діють короткочасно або тимчасово, які важко спрогнозувати на етапах проектування [2]. Відомо, що локальні ділянки трубопроводів з підвищеними напруженнями є кращими для процесів деградації функціональних властивостей матеріалу за рахунок деформаційного старіння і малоциклової втоми металу, які з часом призводять до критичного стану матеріалу і, як наслідок, зниження працездатності труб [3].

Сказане зумовлює необхідність періодичної оцінки (моніторингу) стану стінок труб з метою оперативного застосування превентивних заходів. Однак у світовій практиці відсутні обґрунтовані рекомендації щодо застосування тих чи інших методів визначення аварійного стану ділянок підземних магістральних трубопроводів, розробка яких є важливою науково-технічною задачею.

Сьогодні відома досить велика кількість методів, що дозволяють з певною точністю оцінити деформації, напруги або пошкодження (ДНП) в конструкції трубопроводу [4]. Однак, не всі із зазначених методів застосовні для дистанційного моніторингу ДНП стінок трубопроводів, проведення якого є пріоритетним завданням при експлуатації нафтопроводів в складних умовах [5].

Методи дистанційної оцінки та моніторингу ДНП можна поділити на дві великі групи (рис. 1).



1 – герметизуючий шар (поліетилен, резина); 2 – склопластиковий силовий шар;
 3 – шар з тонкої металевої проводки, що контролює цілісність самої труби;
 4 – шар давачів та пристроїв моніторингу і зв'язку; 5 – захисний шар; 6 – давач температури;
 7,8 – ультразвуковий витратомір; 9 – давач тиску; 10 – мікроконтролер з модулем зв'язку;
 11 – коробка з'єднання з наступною трубою

Рисунок 2 – Будова інтелектуальної труби магістрального нафтопроводу

Сучасні системи моніторингу технологічного стану магістрального нафтопроводу мають бути забезпечені високоефективними засобами оброблення сигналів в режимі on-line з великою швидкістю значних обсягів різноманітної інформації для прийняття управлінських рішень [1]. Зрозуміло, що такі рішення мають бути не тільки адекватними в певній ситуації, а і з певними можливостями прогнозування. Однак адекватність і відповідна ефективність прийняття управлінського рішення чи то в автоматичному режимі, чи то оператором, залежить від якості первинного сигналу, який формується і надходить до інформаційної системи завдяки давачеві (перетворювачу) фізичної, хімічної чи іншої величини (параметра), тобто так званім периферійним обладнанням цих систем.

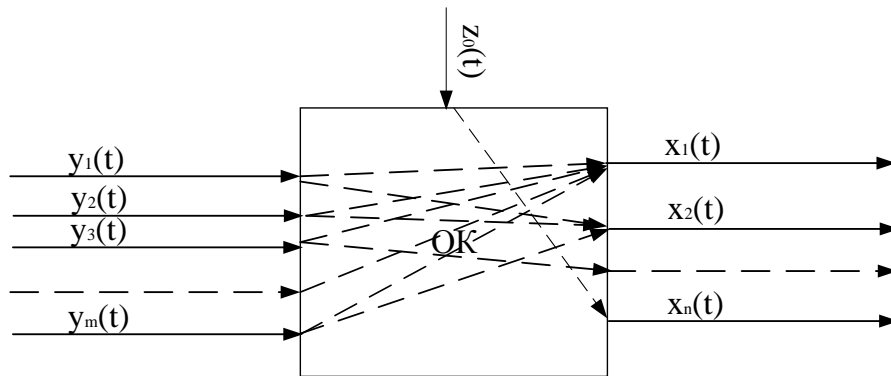
Для кардинального підвищення ефективності інформаційних систем оброблення інформації в засобах моніторингу технологічного стану магістрального нафтопроводу постає проблема створення інтелектуальної труби з вбудованими датчиками нового покоління, які б максимально точно відображали контрольований параметр (величину) у вигляді первинного електричного сигналу в реальному масштабі часу і були інтегровані в інформаційну систему, а остання була б удосконалена в можливості сприйняття і оброблення сигналів по кількох каналах одночасно (рис. 2).

Інтелектуальні системи, що включають електронний вимірювальний канал, є послідовністю функціональних ланок (вимірювальних перетворювачів), які зв'язують чутливий елемент мікроелектронного давача з засобами інтелектуального оброблення отриманої інформації (мікроконтролером) [2,3]. Мікроелектронний давач може бути конструктивно відо-

кремлений від інших вимірювальних перетворювачів, або може включати вторинний аналоговий та аналого-цифровий вимірювальні перетворювачі, а також мікроконтролер, що керує процесом вимірювань і виконує підготовку даних для інтелектуального оброблення. Таким чином, в сучасних інтелектуальних системах мікроелектронний давач як джерело первинної інформації, є невід'ємною і ключовою ланкою інтегрованого комплексу апаратних і програмних засобів. У загальному вигляді спрощену схему перетворень вимірювального каналу інтелектуальної системи схематично показано на рисунку 3.

Спроектвані давачі мають мати не тільки високі метрологічні характеристики, але й високу пожежо-, вибухобезпеку, стійкість, часову і температурну стабільність та надійність. Встановлені давачі хімічних величин (газові), давачі тиску і температури як для окремого так і для одночасного вимірювання такі давачі можуть працювати в екстремальних умовах, і їх можна використати у спецтехніці для контролю параметрів середовищ замкнених об'ємів (температура, витрата, тиск).

Об'єкт управління – це технологічний процес перекачування нафти, в який входить сукупність технічних засобів (машин, апаратів, пристроїв), які виконують технологічний процес, але при цьому потребують спеціально організованих впливів ззовні для досягнення поставленої мети керування. Неможливо уявити повноцінне управління процесом перекачування нафти без надійної роботи системи моніторингу лінійної частини МН. В нашому випадку об'єкт керування ОК має декілька вхідних $y = 1, 2, \dots, m$ і вихідних $x = 1, 2, \dots, n$ параметрів, тому його називають багатовимірним (рис. 3) [6].



$y_1(t) \dots y_m(t)$ – значення контрольованих параметрів тиску, витрати температури, цілісності труби і т.д.; $z_0(t)$ – зовнішні сили і пережки, що впливають на експлуатацію труби;
 $x_1(t) \dots x_n(t)$ – значення параметрів, які дають інформацію про стан труби і процес перекачування в ній (тиск, температура, витрата, пошкодження і деформації)

Рисунок 3 – Структура інформаційних потоків багатовимірною ОК типу МІ–МО (multi input – multi output)

На рис. 3 показано лише зв'язки x_k і y_l з усіма іншими, хоча загалом кожна вхідна змінна пов'язана з кожною вихідною змінною.

Якщо взаємозв'язки по всіх каналах $x_k - y_l$ лінійні або лінеаризовані, тоді загалом таку динамічну ланку можна описати такою системою неоднорідних диференціальних рівнянь вигляду

$$\sum_{i=1}^n D_{il}(s)y_i(t) = \sum_{k=1}^m K_{ik}(s)x_k(t), \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (1)$$

де $D_{il}(s)$ і $K_{ik}(s)$ – вихідні і вхідні диференціальні оператори у вигляді степеневих поліномів.

Систему (1) можна записати більш компактно у вигляді одного векторного диференціального рівняння

$$D(s)\bar{y}(t) = K(s)\bar{x}(t), \quad (2)$$

де $\bar{y}(t)$, $\bar{x}(t)$ – вектори вихідних і вхідних змінних, що представлені у вигляді матриць-стовпчиків

$$\bar{y} = [y_1, y_2, \dots, y_l, \dots, y_n]^T,$$

$$\bar{x} = [x_1, x_2, \dots, x_k, \dots, x_m]^T,$$

T – символ транспонування матриць;

$D(s)$ і $K(s)$ – матриці операторів

$$D(s) = \begin{bmatrix} D_{11}(s) \dots D_{1n}(s) \\ \dots \dots \dots \\ D_{n1}(s) \dots D_{nn}(s) \end{bmatrix}; \quad (3)$$

$$K(s) = \begin{bmatrix} K_{11}(s) \dots K_{1m}(s) \\ \dots \dots \dots \\ K_{n1}(s) \dots K_{nm}(s) \end{bmatrix}.$$

Зауважимо, що у більшості реальних конструктивних елементів кожна вихідна змінна y_l залежить лише від вхідних змінних x_k і не пов'язана рівняннями з іншими вихідними змінними. У цьому випадку матриця $D(s)$ діагональна. Якщо ж хоча б між двома вихідними змінними існує внутрішній зв'язок, наприклад, між y_l і y_n , як це показано на рис. 3, то $D(s)$ вже не діагональна.

Якщо переписати векторне диференціальне рівняння (2) у зображеннях за Лапласом за нульових початкових умов

$$D(s)\bar{y}(s) = K(s)\bar{x}(s), \quad (4)$$

то можна визначити матрицю функцій передачі досліджуваної ланки

$$W^*(s) = \begin{bmatrix} W_{11}(s) \dots W_{1m}(s) \\ \dots \dots \dots \\ W_{n1}(s) \dots W_{nm}(s) \end{bmatrix} =$$

$$= D^{-1}(s)K(s) = \frac{\tilde{D}(s)K(s)}{|D(s)|}, \quad (5)$$

де $D^{-1}(s)$ – матриця, обернена щодо матриці $D(s)$;

$\tilde{D}(s) = [\tilde{D}_{il}(s)]^T$ – приєднана матриця для $D(s)$;

$\tilde{D}_{il}(s)$ – алгебраїчне доповнення елементів $D_{il}(s)$.

Елементи матриці $W^*(s)$ – це функції передавання $W_{lk}(s)$ окремими каналами $x_k - y_l$. Якщо матриця $D(s)$ діагональна, тобто ліва частина рівняння (1) містить лише одну складову зі змінною y_l , то функції передачі по окремих каналах можна визначити простіше, використовуючи визначення поняття функції передачі

$$W_{kl}(s) = \frac{Y_l(s)}{X_k(s)} = \frac{K_{lk}(s)}{D_{ll}(s)}, \quad l = 1, 2, \dots, n. \quad (6)$$

Згідно з принципом суперпозиції кожен вихідну змінну ланки можна розглядати як суму (рис. 4)

$$Y_l(s) = \sum_{k=1}^m W_{lk}(s)X_k(s), \quad l = 1, 2, \dots, n. \quad (7)$$

Використовуючи поняття функції передачі багатовимірної ланки (5), її алгоритмічну структуру, що наведена на рис. 4 можна замінити схемою (рис. 5), якій відповідає операторне рівняння

$$\bar{Y}(s) = W^*(s)\bar{X}(s).$$

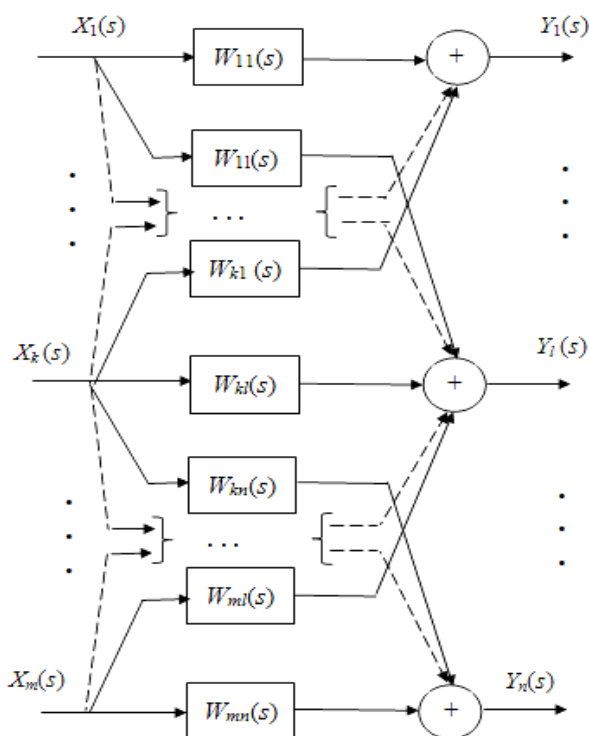


Рисунок 4 – Алгоритмічна структура багатовимірної ланки у вигляді традиційної моделі МІ–МО

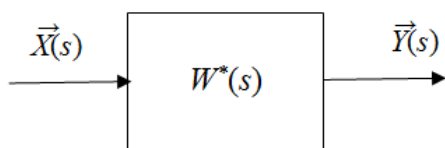


Рисунок 5 – Спрощена схема структури багатовимірної ланки, що наведена на рис. 3

Якщо об'єкт керування двовимірний, наприклад ділянка трубопроводу, то застосовують *P*-канонічну структурну схему (рис. 6) і *V*-канонічну структурну схему (рис. 7). Тут $Y_1(s)$, $Y_2(s)$ – входи об'єкта керування, а $X_1(s)$, $X_2(s)$ – виходи об'єкта керування.

У *P*-канонічній структурі кожен вхід діє на всі виходи, а точки сумування розташовані на виходах об'єкту. Тоді ОК можна описати матричним рівнянням:

$$\begin{bmatrix} X_1(s) \\ X_2(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} W_{11}(s) & W_{21}(s) \\ W_{12}(s) & W_{22}(s) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_1(s) \\ Y_2(s) \end{bmatrix}. \quad (8)$$

Особливістю *V*-канонічної структури є те, що кожен вхід впливає тільки на відповідний вихід, а кожен вихід – на інші входи. Ця структура дозволяє описати лише такі ОК, у яких кількість входів дорівнює кількості виходів.

V-канонічні двовимірні об'єкти описують матричним рівнянням (9).

Оскільки *V*-форма перетворюється у *P*-форму, тому частіше використовують *P*-форму.

$$\begin{bmatrix} X_1(s) \\ X_2(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} W_{11}(s) & 0 \\ 0 & W_{22}(s) \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} Y_1(s) \\ Y_2(s) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & W_{21}(s) \\ W_{12}(s) & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1(s) \\ X_2(s) \end{bmatrix} \right\}. \quad (9)$$

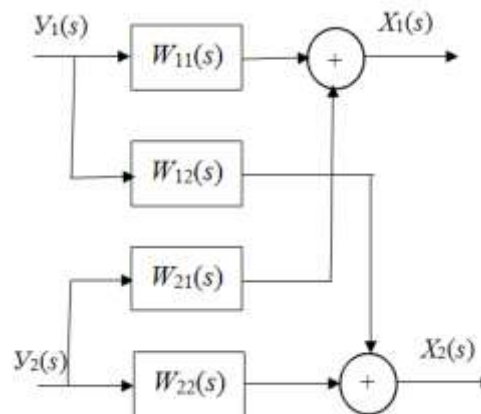


Рисунок 6 – *P*-канонічна структурна схема ділянки трубопроводу

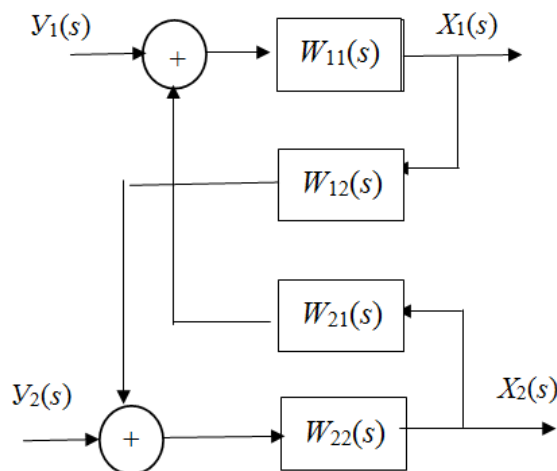


Рисунок 7 – *V*-канонічна структурна схема ділянки трубопроводу

На базі нових принципів побудови інтелектуальних труб з мікропроцесорним моніторингом технологічних параметрів створено методи та засоби вимірювань усіх можливих параметрів трубопроводу у широкому діапазоні їх значень та частоти тестових сигналів. Необхідно буде вирішити принципове питання стосовно побудови універсальних вимірювальних кіл, нейтралізації впливу нестабільних неінформативних параметрів їх елементів у вигляді опор, індуктивності і ємності, виконання цифрового оброблення результатів вимірювань, у тому числі коригування похибок. Створити уніфіковані апаратно-програмні засоби для реалізації серійно спроможних, надійних і конкурентоспроможних систем різних типів інтелектуального рівня.

Висновок. Перевірено на практиці алгоритми функціонування та метрологічні характеристики базових модулів, призначені для побудови інтелектуальних систем для наукових досліджень і промислово-технологічних потреб

Вони відрізняються від відомих зразків провідних світових виробників значно ширшими функціональними можливостями, діапазонами вимірювання та робочих частот, більш високими розрізнявальною здатністю і точністю.

Наведені вище результати створення мікроелектронних датчиків нового покоління, інтегрованих в інтелектуальні системи, дають підстави стверджувати, що їх використання в системах озброєння дозволять суттєво підвищити їх ефективність як в технічному відношенні, так і з точки зору адекватності прийняття управлінських рішень, особливо в складних умовах при одночасній дії багатьох факторів.

Література

1 Семенцов Г.Н. Автоматизація неперервних технологічних процесів. Регулятори: навчальний посібник / Г.Н. Семенцов. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2016. – 201 с.

2 Семенцов Г.Н. Фаззі-модель для імітаційного моделювання несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу / Г.Н. Семенцов, О.В. Кучмистенко // Академический вестник. – Кривой Рог. – 2004. – № 13. – С. 84-86.

3 Sementsov G. N., Chugur I. I. Fuzzy identification of rock layers with anomalous pressure. // Proceeding of Third Conference of the European Society for Fuzzy Logic and Technology (EUSFLAT) – Zittay (Germany). – 2003. – P. 570-573.

4 Семенцов Г.Н. Автоматизація виробничих процесів транспорту нафти і газу: [навч. посібник] / Г.Н. Семенцов, Я.Р. Когуч, М.М. Дранчук, В.С. Борин. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 265 с.

5 Семенцов Г.Г. Інтелектуальні системи керування технологічними процесами: [навч. посібник] / Г.Н. Семенцов, Ю.Б. Головата. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2012. 173 с.

6 Семенцов Г.Н. Сучасні тенденції побудови автоматичних систем управління в промисловості / Г.Н. Семенцов // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія «Технічна кібернетика і електрифікація об'єктів паливно-енергетичного комплексу». – 1999. – Вип. 86 (том 6). – С.3-12.

Стаття надійшла до редакційної колегії
30.05.18

Рекомендована до друку
професором **Горбійчуком М.І.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Воцинським В.С.**
(ТОВ СКБЗА, м. Івано-Франківськ)

ПРОЕКТУВАННЯ КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ З ДВОМА ПОРОДОРУЙНІВНИМИ ІНСТРУМЕНТАМИ ДЛЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН В ЗАДАНОМУ НАПРЯМКУ

І.В. Воєвідко, В.В. Токарук, М.А. Бодзян

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727165,
e-mail: vasyl.tokaruk@gmail.com*

На основі аналізу теоретичних і практичних досліджень буріння стовбурів великого діаметра запропоновано методика для проектування компоновок низу бурильної колони з двома породоруйнівними інструментами, що враховує геологічні і технічні фактори, які мають вплив на формування траєкторії. Проведено розрахунок двовибійних компоновок низу бурильної колони з різною кількістю опорно-центрувальних елементів для різних геологічних умов буріння і проведено аналіз їхньої роботи в процесі поглиблення. Наведено графічні залежності зміни інтенсивності викривлення і зенітного кута з поглибленням стовбура великого діаметра для компоновок, які можна використовувати для спорудження умовно вертикальних і похило спрямованих ділянок.

Ключові слова: розширювач, пілотний стовбур, ексцентриситет, бокове зміщення, анізотропія, інтенсивність викривлення.

На основе анализа теоретических и практических исследований бурения стволов большого диаметра предложена методика для проектирования компоновок низа бурильной колонны с двумя породоразрушающими инструментами, учитывающий геологические и технические факторы, оказывающие влияние на формирование траектории. Проведен расчет двухзубойных компоновок низа бурильной колонны с разным количеством опорно-центрирующих элементов для различных геологических условий бурения и проведен анализ их работы в процессе углубления. Приведены графические зависимости изменения интенсивности искривления и зенитного угла с углублением ствола большого диаметра для компоновок, которые можно использовать при сооружении условно вертикальных и наклонно направленных участков.

Ключевые слова: расширитель, пилотный ствол, эксцентриситет, боковое смещение, анизотропия, интенсивность искривления.

On the basis of the theoretical analysis and practical studies of hole drilling of large diameter, a method for designing the BHA with two rock cutting tools is proposed, taking into account the geological and technical factors that have an impact on the formation of the trajectory. The calculation of BHA with two rock cutting tools and a different number of supporting and centralizing components for different geological conditions of drilling is carried out and the analysis of their work in the process of drilling is conducted. The graphic dependences of the deviation intensity variation and the inclination angle with the sinking of borehole of the large diameter for the BHA that can be used for the drilling of vertical and directional wells.

Key words: hole opener, pilot bore, eccentricity, lateral displacement, anisotropy, deviation intensity.

Вступ

При спорудженні глибоких свердловин, передбачається спуск одно- або дворозмірних колон великого діаметра (324мм і більше) на значну глибину, що ставить задачу проведення стовбурів діаметром більше 393,7мм. Буріння ділянок такого діаметра можна здійснювати за допомогою доліт великого діаметра, роторно-турбінних бурів або розширенням попередньо пробурених стовбурів меншого діаметра долотами більшого розміру. Проте найбільш ефективним з огляду на техніко-економічні показники є використання одночасно двох породоруйнівних інструментів – пілот-долота для формування стовбура меншого діаметра і розширювача для утворення стовбура кінцевого діаметра. Ступеневий вибій дозволяє підвищити швидкість буріння за рахунок зменшення площі фронтального руйнування породи долотом і утворення зони попереднього руйнування на кільцевому вибої.

Аналіз публікацій та висвітлення невіршених раніше проблем

Такими дослідниками як Р. С. Яремійчук, Л. А. Райхерт було встановлено, що розширення пілотного стовбура в анізотропних породах відбувається ексцентрично [1]. Підтвердження цього явища наведено в роботі І. М. Фриза на основі експериментальних стендових і промислових досліджень. Також ним було проведено аналіз роботи компоновок низу бурильної колони (КНБК) з двома породоруйнівними інструментами в процесі буріння за різних геологічних умов [2]. При бурінні з використанням пілотної компоновки і наявності ексцентричного розширення, верхня частина обважених бурильних труб (ОБТ) відхиляється в пілотному стовбурі від його осі. Це явище можна використовувати для керування траєкторією пілотного стовбура в площині ексцентричного розширення.

Основним фактором, що має вплив на виникнення ексцентричного зміщення розширю-

вача (РШ) є наявність на долоті і розширювачі відхиляючих сил, різних за величиною і напрямком. В роботі [3] представлені формули, використання яких дозволяє визначити величину відхиляючої сили на кожному з породоруйнівних інструментів, що виникає внаслідок дії анізотропності гірських порід і їх твердості:

$$F_{в.д.} = 0,5 \cdot \sigma_{з.п.} \cdot S_{к.д.} \cdot h \cdot \sin 2(\theta_0 - \alpha); \quad (1)$$

$$F_{в.р.} = 0,5 \cdot \sigma_{з.п.} \cdot S_{к.р.} \cdot h \cdot \sin 2(\theta_0 - \alpha); \quad (1)$$

де $\sigma_{г.п.}$ – твердість породи по штампу;
 $S_{к.д.}, S_{к.р.}$ – площа контактної поверхні відповідно долота і розширювача з вибоєм;
 h – індекс анізотропії гірської породи;
 θ_0 – кут падіння породи;
 α – зенітний кут нахилу свердловини.

Також варто враховувати, що різниця в механічних властивостях може проявлятися не тільки в шаруватих породах, але й в породах із строго орієнтованою системою тріщин. В таких породах опір руйнуванню вздовж площин тріщинуватості також вищий, ніж в перпендикулярному напрямку [4]. У такому випадку ізотропні тріщинуваті породи можуть поводити себе як анізотропні.

Згідно з твердженням вищезгаданих авторів, використання формул (1) і (2) дає можливість підібрати КНБК відповідно до завдань спрямованого буріння шляхом встановлення опорно-центрувального елемента (ОЦЕ) на певній відстані від долота. Зміна положення ОЦЕ між породоруйнівними елементами матиме вплив на баланс перекидаючих моментів і, відповідно, дозволить проводити умовно вертикальну ділянку стовбура свердловини або здійснювати буріння зі збільшенням або зменшенням інтенсивності викривлення.

Проте, використання такої методики розрахунку не дозволяє повною мірою оцінити роботу двовибійної КНБК, оскільки невраховано вплив напружено-деформаційного стану компоновки і зміну ексцентричного зміщення розширювача з поглибленням.

Отже, для максимально точного результату розрахунку КНБК з двома породоруйнівними інструментами ватро враховувати дію геологічних і технічних факторів на долото і розширювач, а також виконувати періодичне уточнення зміни ексцентричного зміщення основного стовбура свердловини відносно пілотного в процесі поглиблення і його вплив на зміну напружено-деформаційного стану КНБК.

Ціль та задачі дослідження

Метою цієї статті є висвітлення методики проектування КНБК з двома породоруйнівними інструментами, виконання розрахунку компонок згідно цієї методики, а також вибір оптимальних типів компонок низу бурильної колони.

Виклад основного матеріалу

В процесі буріння свердловини з використанням одночасно двох породоруйнівних елементів значення зенітного кута і ексцентриситету постійно змінюються. Тому роботу такого

типу КНБК неможливо повністю охарактеризувати за допомогою одноциклового методу розрахунку. Оптимальним є проведення циклічного розрахунку основних параметрів з уточненням в кінці інтервалу їхніх значень, і подальшим використанням уточнених величин при початковому розрахунку наступної ділянки.

Отже, пропонується використовувати наступний підхід до прогнозування роботи двовибійних КНБК:

1. Розраховується розподіл осевого навантаження між долотом і розширювачем, враховуючи розміри породоруйнівних інструментів і тип їхнього озброєння.

2. Використовуючи метод розв'язування диференціальних рівнянь вигнутої осі компоновки, проводиться розрахунок напружено-деформаційного стану КНБК з двома породоруйнівними елементами і, як результат, визначаються технічні відхиляючі сили на її контактних елементах.

3. Розраховуються геологічні відхиляючі сили на породоруйнівних елементах, враховуючи твердість породи, буровий індекс анізотропії, кут падіння пластів згідно формул (1) і (2).

4. Визначаються результуючі відхиляючі сили на долоті і розширювачі за різницею технічної і геологічної складових, що діють на відповідний елемент. Вказані складові були визначені в процесі розрахунку на другому і третьому етапах відповідно:

$$F_{р.в.} = F_{з.в.} - F_{т.в.},$$

де $F_{р.в.}$ – результуюча відхиляюча сила;

$F_{з.в.}$ – відхиляюча сила, що діє зі сторони геології;

$F_{т.в.}$ – відхиляюча сила, що виникає внаслідок зміни напружено-деформаційного стану.

5. Розраховується ексцентриситет на розширювачі як результат різниці бокових зміщень на породоруйнівних елементах. Бокові зміщення долота і розширювача розраховуються з врахуванням результуючих відхиляючих сил, визначених на попередньому етапі.

6. Визначаємо інтенсивність викривлення свердловини, використовуючи наступне рівняння [5]:

$$\frac{d\alpha}{dS} = \frac{2}{L} \Phi_{\alpha} = 2 \left(\beta_0 + k \frac{F_{сид}}{F_{ос}} \cos p + \frac{h}{2} \sin 2\omega \cos \sigma \right), \quad (3)$$

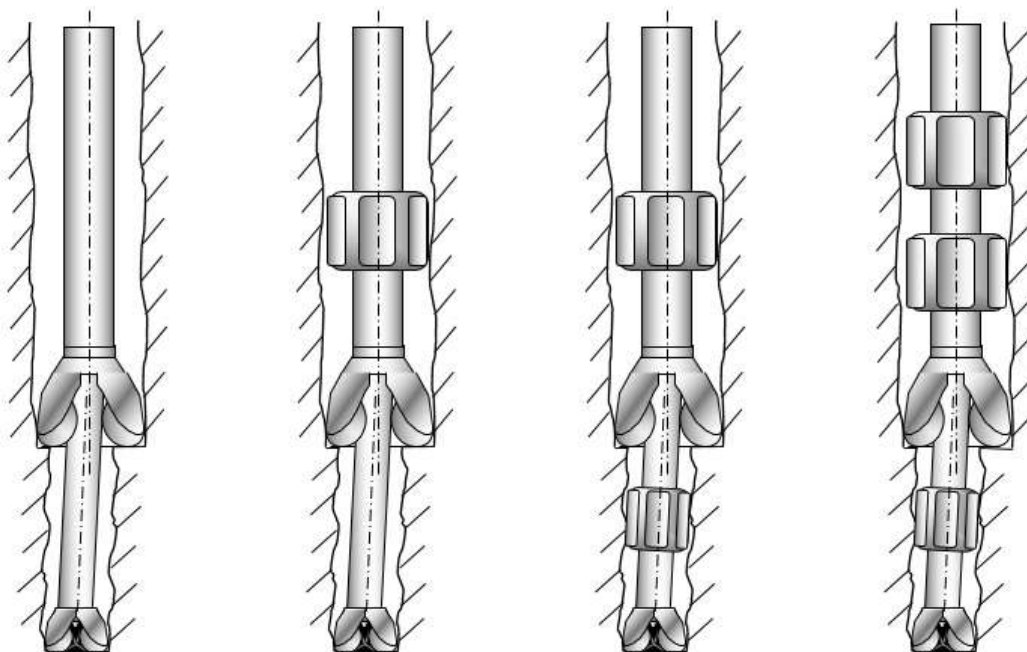
де L – довжина спрямовуючої ділянки від долота до першої точки контакту КНБК з стінкою свердловини;

$$\beta_0 = \frac{D_d - D_0}{2 \cdot L} \text{ – кут неспівосності;}$$

D_d, D_0 – діаметр долота і опорно-центрувального елемента відповідно;

k – коефіцієнт фрезеруючої здатності долота;
 $F_{від}, F_{ос}$ – відповідно відхиляюча сила і осове навантаження на долото;

h – буровий індекс анізотропії;



а – без ОЦЕ; б – з ОЦЕ над РШ; в – з ОЦЕ над долотом і РШ;
 з – з ОЦЕ над долотом і двома ОЦЕ над РШ

Рисунок 1 – Схеми компоновок низу бурильної колони з двома породоруйнучими елементами

$$\omega = \arcsin \left(\frac{\cos[\alpha - \arctg(tg\gamma \cdot \cos\varphi_n)] \cos\gamma}{\cos[\arctg(tg\gamma \cdot \cos\varphi_n)]} \right) -$$

кут зустрічі долота з площиною пласта геологічної структури;

γ – кут падіння пластів;

φ_n – напрям свердловини по відношенню до підняття пластів;

$$\sigma = \arcsin \left(\frac{\sin\gamma \sin\varphi_n}{\cos\omega} \right) - \text{кут між апсидальною площиною і площиною дії відхиляючого фактора анізотропії.}$$

Виконання розрахунків згідно цієї методики у випадку просторового викривлення є досить складним, тому варто ввести обмеження, що дозволить зменшити кількість проведених обчислювальних операцій:

- поглиблення стовбура великого діаметра, а, відповідно, його викривлення і зміна ексцентриситету відбувається в апсидальній площині;
- розподіл навантаження між долотом і розширювачем незмінний на всьому інтервалі буріння для якого проводиться розрахунок;
- аналіз напружено-деформаційного стану КНБК здійснюється для плоскої моделі.

- механічна швидкість буріння приймається стабільною на всьому інтервалі буріння ділянки стовбура великого діаметра і вибирається на основі проаналізованих промислових даних при бурінні свердловин на родовищах Прикарпаття.

Використовуючи описану вище методику, було проведено практичний розрахунок масиву КНБК, до складу якого входять такі елементи:

- долото Ø295,3мм, ОБТØ203мм, РШ Ø393,7мм, ОБТ Ø203мм;

- долото Ø295,3мм, ОБТØ203мм, розширювач Ø393,7мм, ОБТ Ø203мм, ОЦЕØ393,7мм, ОБТ Ø203мм;

- долото Ø295,3мм, ОБТØ203мм, ОЦЕØ295,3мм, РШ Ø393,7мм, ОБТ Ø203мм, ОЦЕØ393,7мм, ОБТ Ø203мм;

- долото Ø295,3мм, ОБТØ203мм, ОЦЕØ295,3мм, РШ Ø393,7мм, ОБТ Ø203мм, ОЦЕØ393,7мм, ОБТ Ø203мм, ОЦЕØ393,7мм, ОБТ Ø203мм.

На рисунку 1 зображені схеми 4-х типів ступінчастих компоновок низу бурильної колони, до складу яких входять долото, розширювач і різна кількість ОЦЕ.

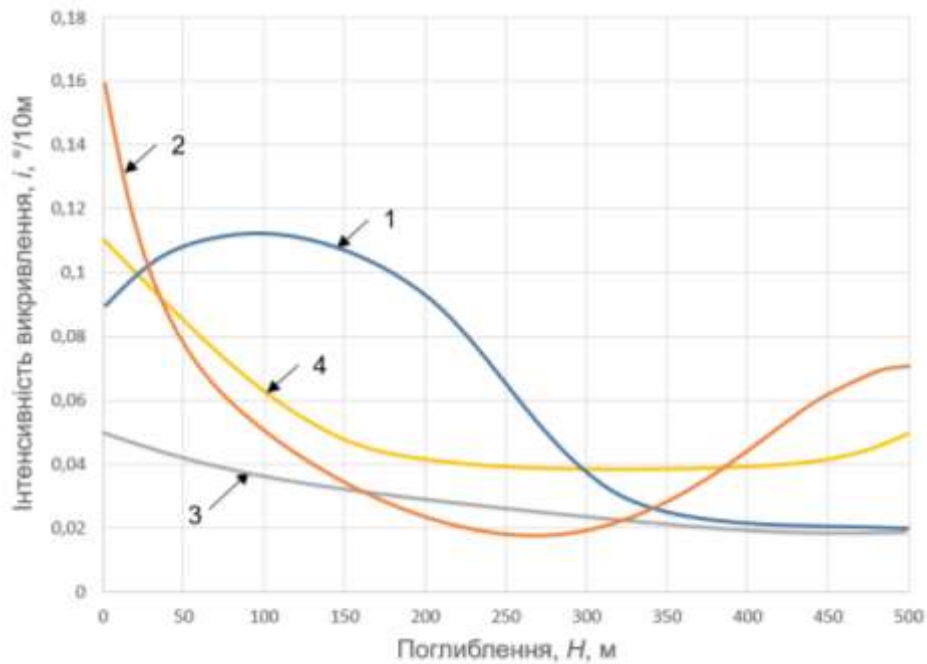
Під час виконання розрахунку згідно методики, було проаналізовано роботу зазначених вище типів КНБК, за різних геологічних умов, а саме за різних індексів анізотропії пласта:

ізотропні гірські породи ($h = 0$);

гірські породи з середнім індексом анізотропії ($h = 0,0075$);

гірські породи з максимальним індексом анізотропії ($h = 0,015$).

При бурінні свердловин великого діаметру з використанням «гладких» КНБК, тобто таких, що містять тільки два породоруйнучі інструменти, згідно з рівнянням (3) можна спостерігати тенденцію до зменшення інтенсивності викривлення зі збільшенням довжини спрямовуючої ділянки. Кінцевий зенітний кути при цьому знаходиться в межах 5°. Для буріння умовно вертикального стовбура можна використовувати таку двовибійну КНБК: долото Ø295,3мм + ОБТ 203мм 9м + розширювач Ø393,7мм + ОБТ 203мм – для порід з індексом анізотропії 0,015.



1 – без ОЦЕ, $h=0,015$; 2 – з ОЦЕ над РШ, $h=0,0075$; 3 – з ОЦЕ над долотом і РШ, $h=0,0075$;
4 – з ОЦЕ над долотом і двома ОЦЕ над РШ, $h=0,0075$

Рисунок 2 – Зміна інтенсивності викривлення $i, \%/10\text{м}$ з поглибленням свердловини $H, \text{м}$ (початковий зенітний кут 2°)

На основі аналізу попередньо розрахованої КНБК було прийнято рішення про розрахунок компоновок з встановленням ОЦЕ над розширювачем. Оскільки розрахунок попередніх КНБК проводився для ряду довжин пілотної ділянки, то для подальших розрахунків було обрано відстань між долотом і розширювачем рівну 5м, яка повинна забезпечувати середні значення інтенсивності викривлення, а встановлення ОЦЕ над розширювачем, в свою чергу, дозволяє сповільнити його боковий дрейф і відповідно, зменшити інтенсивність викривлення стовбура свердловини. Оптимальною для використання в цілях проведення умовно вертикального стовбура великого діаметра є наступна КНБК - долото $\varnothing 295,3\text{мм}$ + ОБТ 203мм 5м + РШ $\varnothing 393,7\text{мм}$ + ОБТ 203мм 2м + ОЦЕ $\varnothing 393,7\text{мм}$ + ОБТ 203мм, при бурінні в породах з індексом анізотропії 0,0075. На ділянці буріння 0-300м спостерігається зменшення темпу викривлення стовбура свердловини від 0,16 до 0,1 $^\circ$ /100м, що супроводжується ростом ексцентриситету в напрямку підняття пластів. Подальше поглиблення відбувається зі збільшенням інтенсивності викривлення, при чому бокове зміщення долота більш вагомо починає впливати на формування ексцентриситету, який, відповідно, змінює свій напрям по падінню пластів.

На основі попереднього розрахунку КНБК без ОЦЕ і з одним ОЦЕ над розширювачем було прийнято рішення про розрахунок СКНБК з двома ОЦЕ. Відстань від долота до РШ, як і для попередньої компоновки, становить 5м, при цьому змінюється положення ОЦЕ $\varnothing 295,3\text{мм}$ між ними. Відстань від РШ до ОЦЕ $\varnothing 393,7\text{мм}$

на основі аналізу КНБК з одним опорно-центрувальним елементом, прийнято рівною 3м, оскільки така довжина цієї ділянки відповідає середнім значенням інтенсивності викривлення, і мінімальним результирующим відхиляючим силам на РШ. При зміщенні ОЦЕ в напрямку від долота до РШ спостерігається зменшення інтенсивності викривлення згідно з рівнянням (3), оскільки збільшується довжина спрямовуючої ділянки.

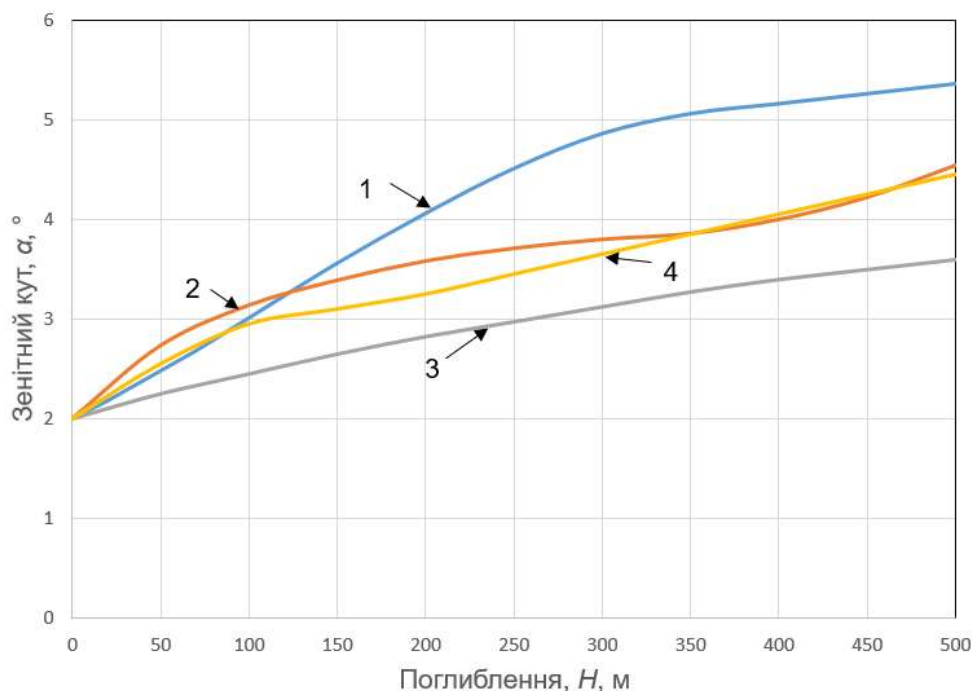
Для буріння умовно вертикальних свердловин можна виділити наступні дворозмірні КНБК:

долото $\varnothing 295,3\text{мм}$ + ОБТ 203мм 4м + ОЦЕ $\varnothing 295,3\text{мм}$ + ОБТ 203мм 1м + РШ $\varnothing 393,7\text{мм}$ + ОБТ 203мм 3м + ОЦЕ $\varnothing 393,7\text{мм}$ + ОБТ 203мм – для порід з індексом анізотропії 0,0075.

Встановлення додаткового ОЦЕ над розширювачем дає змогу більшою мірою порівняно з попередньою КНБК, зменшити технічну складову відхиляючої сили на РШ, і, відповідно, на цей породоруйнуючий інструмент будуть діяти в основному відхиляючі сили, що виникають внаслідок анізотропії гірських порід. Для порід з індексом анізотропії 0,0075, при проведенні умовно вертикального стовбура свердловини, оптимальним варіантом є КНБК:

- долото $\varnothing 295,3\text{мм}$ + ОБТ 203мм 4м + ОЦЕ $\varnothing 295,3\text{мм}$ + ОБТ 203мм 1м + РШ $\varnothing 393,7\text{мм}$ + ОБТ 203мм 3м + ОЦЕ $\varnothing 393,7\text{мм}$ + ОБТ 203мм 5м + ОЦЕ $\varnothing 393,7\text{мм}$ + ОБТ 203мм.

На рисунку 2 зображено графіки зміни інтенсивності викривлення з поглибленням для описаних вище КНБК з двома породоруйнівними інструментами для буріння інтервалу довжиною 500 м.



1 – без ОЦЕ, $h=0,015$; 2 – з ОЦЕ над РШ, $h=0,0075$; 3 – з ОЦЕ над долотом і РШ, $h=0,0075$;
4 – з ОЦЕ над долотом і двома ОЦЕ над РШ, $h=0,0075$

Рисунок 3 – Зміна зенітного кута $\alpha, ^\circ$ з поглибленням свердловини $H, м$ (початковий зенітний кут 2°)

Аналізуючи графіки, зображені на рисунку 1, можна зробити висновок, що для проведення умовно вертикального стовбура свердловини оптимальним варіантом є використання КНБК, до складу якої входять два ОЦЕ: перший з них встановлений на відстані 5 м над розширювачем, другий – між долотом і РШ, на відстані 4 м від долота. Ця компоновка дозволяє здійснювати буріння з інтенсивністю викривлення $0,2-0,5^\circ/100м$. Поведінка «гладкої» КНБК значною мірою залежить від зміни величини і напрямку ексцентриситету в процесі поглиблення, що чітко відображено на графічній залежності – в інтервалі буріння 0-100 м відбувається набір ексцентриситету в напрямку падіння пластів, і, відповідно, величина інтенсивності викривлення збільшується від $0,9$ до $1,16^\circ/100м$. На ділянці 100-350 м відбувається зміна напрямку ексцентриситету з зміщення РШ, що супроводжується спадом темпу набору зенітного кута від $1,16$ до $0,25^\circ/100м$ і при подальшому поглибленні величина ексцентриситету стабілізується.

Встановлення додаткового ОЦЕ над розширювачем дозволяє зменшити інтенсивність набору ексцентриситету з зміщення в процесі поглиблення, проте це явище більш вагомо відбивається на діапазоні величини інтенсивності викривлення – в інтервалі 0 – 275 м темп зміни зенітного кута зменшується від $1,6$ – $0,19^\circ/100м$.

Проаналізувавши КНБК з трьома ОЦЕ, можна помітити, що загалом величина інтенсивності викривлення дещо вища в порівнянні з компоновкою з двома ОЦЕ за рахунок меншої технічної складової відхиляючої сили на РШ, тобто формування ексцентриситету відбуваєть-

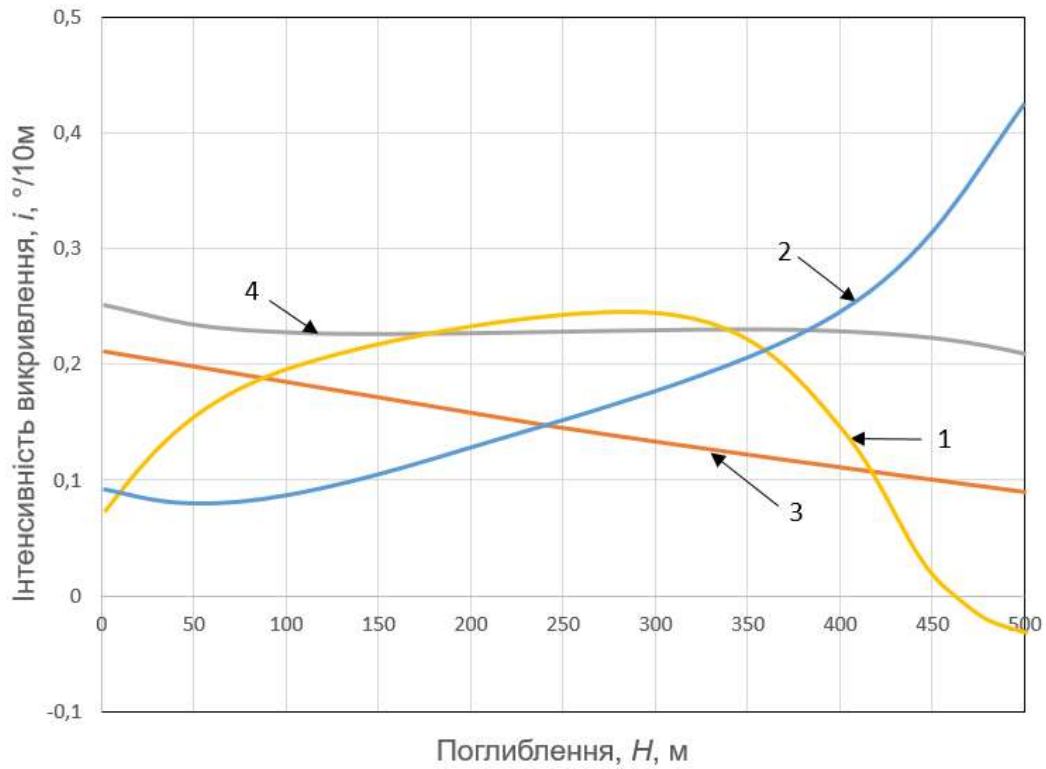
ся більш активно внаслідок дії геологічних факторів. Оскільки форма вигнутої осі КНБК змінюється при боковому переміщенні більшого породоруйнівного інструмента, то відповідно збільшується відхиляюча сила на долоті.

На рисунку 3 зображені графіки зміни зенітного кута з поглибленням, які є похідними від значень інтенсивності викривлення.

Проаналізувавши наведені графічні залежності, можна дійти висновку, що мінімальний діапазон зміни зенітного кута спостерігається при використанні КНБК з двома ОЦЕ – зенітний кут змінюється від 2 до $3,5^\circ$ на інтервалі буріння 500 м. Компоновки з одним і трьома ОЦЕ забезпечують зміну зенітного кута від 2 до $4,5^\circ$ на ділянці буріння такої самої довжини. Використання КНБК без ОЦЕ призводить до приросту зенітного кута від 2 до $5,2^\circ$ при бурінні інтервалу довжиною 500 м.

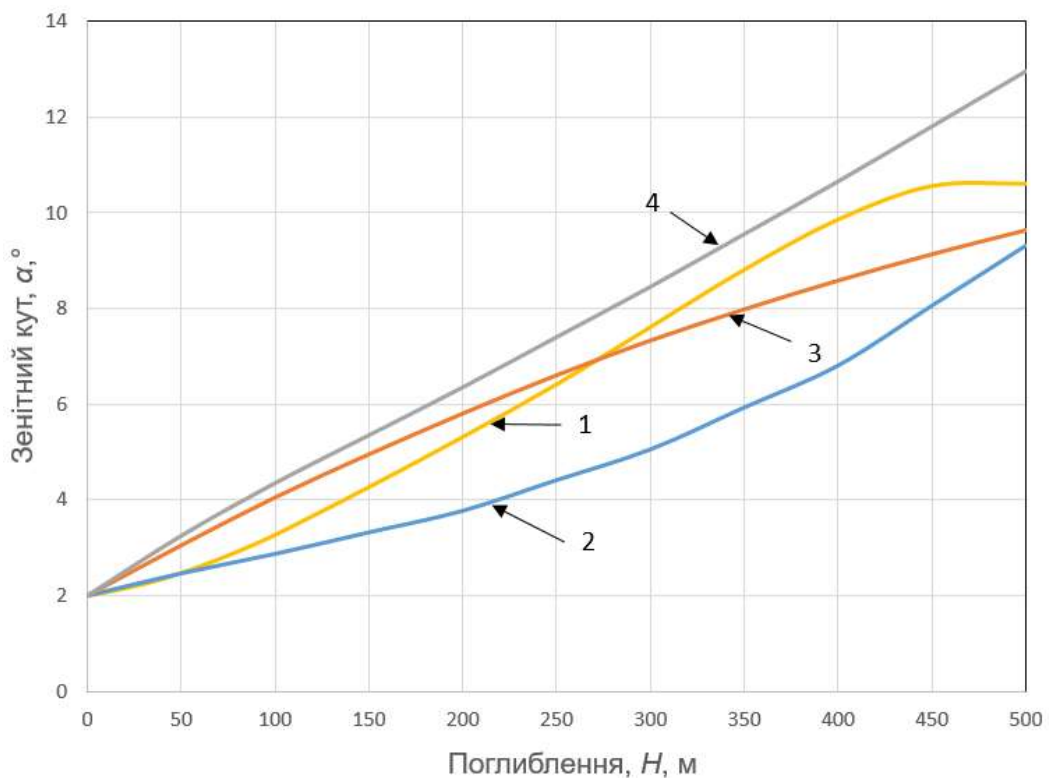
При необхідності проведення похило спрямованого стовбура великого діаметра, явище формування ексцентриситету можна використовувати як для збільшення, так і для зменшення зенітного кута в процесі буріння. Аналізуючи результати розрахунків різних двовибірних КНБК, можна виділити необхідну величину інтенсивності викривлення, визначити проміжне значення ексцентриситету, що їй відповідає, і шляхом встановлення обмежувача ексцентриситету під розширювачем застabilізувати певний темп зміни зенітного кута.

На рисунку 4 зображено графічні залежності зміни інтенсивності викривлення з поглибленням при використанні двовибірних КНБК для набору зенітного кута.



1 – без ОЦЕ, $h=0,015$; 2 – з ОЦЕ над РШ, $h=0,0075$; 3 – з ОЦЕ над долотом і РШ, $h=0,0075$;
4 – з ОЦЕ над долотом і двома ОЦЕ над РШ, $h=0,0075$

Рисунок 4 – Зміна інтенсивності викривлення $i, °/10м$ з поглибленням свердловини $H, м$ (початковий зенітний кут $2°$)



1 – без ОЦЕ, $h=0,015$; 2 – з ОЦЕ над РШ, $h=0,0075$; 3 – з ОЦЕ над долотом і РШ, $h=0,0075$;
4 – з ОЦЕ над долотом і двома ОЦЕ над РШ, $h=0,0075$

Рисунок 5 – Зміна зенітного кута $α, °$ з поглибленням свердловини $H, м$ (початковий зенітний кут $2°$)

На основі проведених розрахунків КНБК до складу яких входить долото і РШ, можна виділити наступну компоновку без ОЦЕ, яка підходить для буріння з набором zenітного кута: долото Ø295,3мм + ОБТ 203мм 7м + розширювач Ø393,7мм + ОБТ 203мм при бурінні у породах з індексом анізотропії 0,0075. Значення інтенсивності викривлення в цьому випадку досягають 2,4°/100м.

Використовуючи двовибійну КНБК з одним ОЦЕ над розширювачем такої конфігурації: долото Ø295,3мм + ОБТ 203мм 5м + РШ Ø393,7мм + ОБТ 203мм 3м + ОЦЕ Ø393,7мм + ОБТ 203мм можна здійснювати буріння стовбура великого діаметра з приростом zenітного кута від 0,9 до 3,4°/100м.

При бурінні компоновками з двома ОЦЕ можна досягнути стабільної зміни zenітного кута при високих значеннях анізотропії гірських порід. КНБК такого типу - долото Ø295,3мм + ОБТ 203мм 3м + ОЦЕ Ø295,3мм + ОБТ 203мм 2м + РШ Ø393,7мм + ОБТ 203мм 3м + ОЦЕ Ø393,7мм + ОБТ 203мм дає можливість проводити стовбур свердловини з інтенсивністю від 2,1°/100м на початку інтервалу до 0,9°/100м на глибині 500м. При зменшенні відстані від долота до ОЦЕ, можна отримати більші значення інтенсивності викривлення.

Встановлення додаткового опорно-центрувального елемента над розширювачем дозволяє зменшити діапазон коливання значення темпу зміни zenітного кута. Наприклад, при використанні КНБК: долото Ø295,3мм + ОБТ 203мм 1м + ОЦЕ Ø295,3мм + ОБТ 203мм 4м + РШ Ø393,7мм + ОБТ 203мм 3м + ОЦЕ Ø393,7мм + ОБТ 203мм 5м + ОЦЕ Ø393,7мм + ОБТ 203мм при проходженні порід з індексом анізотропії 0,015, інтенсивність викривлення знаходиться в межах 2,1-2,5°/100м.

На рисунку 5 зображено графічні залежності зміни zenітного кута з поглибленням, які є похідними від графіків на рисунку 4.

Аналізуючи ці графіки, можна зробити висновки, що використання описаних КНБК дозволяє проводити стовбур великого діаметра з приростом zenітного кута від 2° до 9-13° на кінцевому етапі буріння ділянки довжиною 500м. При цьому можна помітити такі тенденції - для «гладких» компоновок при бурінні інтервалу довжина якого перевищує 500м, відбувається зменшення zenітного кута, а використання КНБК з ОЦЕ дозволяє отримати стабільну зміну траєкторії свердловини.

Висновки

На основі проведеного критичного аналізу інформаційних джерел, що стосуються буріння стовбурів великого діаметра з використанням компоновок низу бурильної колони до складу яких входять два породоруйнівні інструменти (долото і розширювач), розроблено методику, яка дозволяє здійснювати розрахунок КНБК, виходячи з геологічних умов буріння, для виконання завдань спрямованого буріння. На основі запропонованої методики проведено розрахунок і аналіз масиву двовибійних КНБК, які дозволяють споруджувати кінцевий стовбур діаметром 393,7мм. Вибрано оптимальні компоновки для проведення умовно вертикальних і похило-спрямованих стовбурів великого діаметра.

Література

- 1 Яремийчук Р.С. Бурение стволов большого диаметра / Яремийчук Р.С., Райхерт Л.А. – М.: Недра, 1977. – 174 с.
- 2 Фрыз И.М. Разработка ступенчатых компоновок для бурения вертикальных скважин в анизотропных породах: на примере месторождений Прикарпатья: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Москва, 1986. – 211 с.
- 3 Райхерт Л.А. Направленное бурение скважин в анизотропных породах роторным способом ступенчатыми КНБК / Райхерт Л.А., Фрыз И.М. // Труды ВНИИБТ. – М., 1985. – Вып. 61.
- 4 Сулакшин С. С. Направленное бурение: учебник для вузов / С. С. Сулакшин. – Москва: Недра, 1987.
- 5 Воевідко І.В. Розробка науково-методичних основ та технічних засобів для підвищення точності проведення нафтогазових свердловин в заданому напрямі: дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук. – Івано-Франківськ, 2007. – 353с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
17.05.18

Рекомендована до друку
професором **Векериком В.І.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук **Куцьяком Я.В.**
(ПАТ «НДІКБ бурового інструменту», м. Київ)

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.24.05-004.4

DOI: 10.31471/1993-9973-2018-2(67)-21-26

РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДУ ТА ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ МЕТАЛЕВОГО ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБ'ЄКТУ НА ПРИКЛАДІ МАГІСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДУ

І.З. Лютак, З.П. Лютак

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. +38 068 5412069, e-mail: igor@lyutak.com

Здійснено аналіз методів акустичного контролю наявності неоднорідностей в стінці металевого трубопроводу. Дано основні математичні рівняння, що описують поширення та взаємодію акустичної хвилі із неоднорідністю в пружному середовищі. Представлено метод розрахунку та наведено результати для взаємодії акустичної хвилі із неоднорідністю у вигляді еліпсоїда.

Ключові слова: акустична хвиля, контроль, неоднорідність, дефект, технічний стан.

Осуществлен анализ методов акустического контроля наличия неоднородностей в стенке металлического трубопровода. Даны основные математические уравнения, описывающие распространение и взаимодействие акустической волны с неоднородностью в упругой среде. Представлен метод расчета и приведены результаты для взаимодействия акустической волны с неоднородностью в виде эллипсоида.

Ключевые слова: акустическая волна, контроль, неоднородность, дефект, техническое состояние.

The analysis of the methods of acoustic control of the availability of nonuniformities in the wall of the metal pipeline is carried out. The basic mathematical equations describing the propagation and interaction of an acoustic wave with nonuniformity in an elastic medium are given. The method of calculation is presented and the results for the interaction of an acoustic wave with nonuniformity in the form of an ellipsoid are presented.

Keywords: acoustic wave, control, nonuniformity, defect, technical condition.

Постановка проблеми. Металеві технологічні об'єкти, зокрема магістральні трубопроводи становлять значну частку в економічному, соціальному, політичному вимірах життя України. Забезпечення високої надійності їх експлуатації є однією з важливих науково-практичних проблем. В Україні та світі немає чітко визначених правил, нормативних документів, що можуть однозначно дати відповідь про безпечне подовження терміну експлуатації технологічних об'єктів без попереднього контролю технічного стану металу.

Аналіз досліджень і публікацій. Ультразвукові спрямовані кільцеві хвилі (УСКХ) в неруйнівному контролі застосовують для труб малого діаметру та товщини стінки [1, 2]. Група

науковців на чолі із Л. Сатярнараяном з Індії досліджували хвильові властивості взаємодії УСКХ із дефектом прямокутної форми в стінці труби діаметром 169 мм [3]. Недоліком цієї роботи поряд із тим, що досліджується трубопровід із малим діаметром є те, що моди УСКХ збуджуються спеціальним ультразвуковим первинним перетворювачем (УПП) побудованим на основі фазованих антенних ґраток, що не дозволяє широко застосовувати запропонований вказаними науковцями підхід в Україні для контролю магістральних нафтогазопроводів. Дисперсні параметри розраховуються спеціальним програмним забезпеченням, що не розраховане для геометричних розмірів магістральних трубопроводів. Науковці на чолі із Ю. Джіангонгом з КНР досліджували луно-

імпульси УСКХ в трубопроводі діаметром 19 мм [4]. В результаті досліджень було встановлено явище трансформації мод при взаємодії із дефектом. Недоліком цієї роботи є те, що параметри луно-імпульсу визначаються на основі ортогонального розкладу в ряд поліному, що описує УСКХ. Дефект в роботі було змодельовано із розмірами, що дорівнюють товщині стінки труби. Такий підхід не може бути використаний для визначення луно-імпульсу УСКХ від дефекту в стінці труби із розмірами меншими ніж товщина стінки.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Для неруйнівного контролю труб великого діаметру необхідно подальше дослідження властивостей ультразвукового поля УСКХ. Особливо важливим є виявлення донних дефектів в стінках труб із товщинами, які дорівнюють кільком довжинам хвилі, оскільки є невизначеність щодо взаємодії поля УСКХ та берегів дефектів при утворенні луно-імпульсу.

Постановка завдання. Дослідження спрямоване на розроблення підходу для оцінки поля луно-імпульсу від неоднорідності (дефекту) УСКХ в стінках труб великого діаметру, з яких складаються магістральні трубопроводи, для побудови ефективного методу контролю наявності неоднорідностей в металевих технологічних об'єктах.

Виклад основного матеріалу. Для математичного опису генерування УСКХ застосовано підхід, представлений І. Вікторовим, у якому описується співвідношення між довжиною об'ємної ультразвукової хвилі та товщиною середовища поширення. Хоча І. Вікторовим описано утворення хвиль Лемба в пластині, базове визначення моди ультразвукової хвилі стосується також і всіх ультразвукових спрямованих хвиль, в тому числі і кільцевих спрямованих хвиль. Застосування підходу І. Вікторова будемо здійснювати для мод УСКХ. Умова утворення моди УСКХ визначається із хвильових параметрів моди обчислюються в залежності від кількості збуджених мод та геометричних розмірів досліджуваного трубопроводу.

Аналіз поширення УСКХ будемо здійснювати в моделі, (рис. 1).

Для математичного опису поширення УСКХ в стінці труби скористаємось методом скінченних елементів, реалізованих в пакеті програм Comsol [8]. Даний пакет програм реалізує рішення таких диференціальних рівнянь поширення пружних коливань:

$$[M] \times \{u''\} + [C] \times \{u'\} + [K] \times \{u\} = F(t), \quad (1)$$

де $\{u''\}$, $\{u'\}$, $\{u\}$ – відповідно вектори прискорення, швидкості та переміщення вузлів скінченних елементів пластини;

$[M]$ – матриця маси;

$[C]$ – матриця демпфування;

$[K]$ – матриця жорсткості;

$F(t)$ – вектор навантаження.

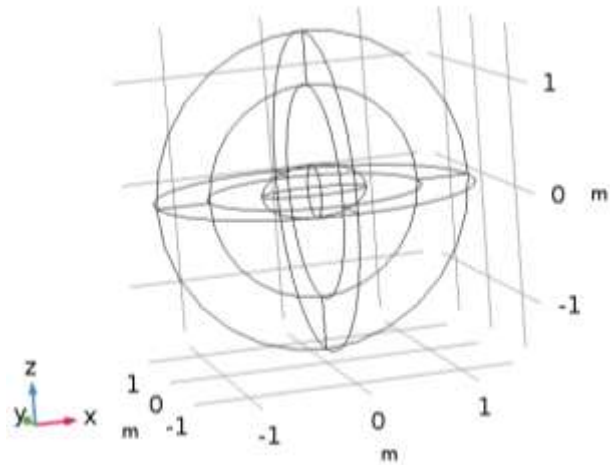


Рисунок 1 – Модель металевого середовища із неоднорідністю в центрі для проведення моделювання поширення ультразвукової хвилі

Рівняння (1) описує поширення будь-якого пружного коливання, в тому числі і УСКХ при відповідних умовах. Першою умовою для опису УСКХ є побудова форми середовища поширення, що на площині має форму перерізу стінки труби січною площиною, перпендикулярною до осі трубопроводу. Граничні умови задаються вільними, компонент напруження нормальний до границі розділу середовищ дорівнює нулю.

У рівнянні (1) матриця маси фактично описує розподіл матеріалу у відповідності до заданої форми досліджуваного об'єкту і додатково залежить від його густини. Матриці демпфування та жорсткості описують фізико-механічні властивості матеріалу. Розв'язок (1) отримуємо з розділення окремих компонент векторів прискорення, переміщення та напруження, що дозволяє уникнути додаткових математичних перетворень для розділення полів поперечної та поперечної хвиль. Це робить можливим дослідження параметрів УСКХ як суперпозиції об'ємних хвиль [7, 6].

Для застосування (1) до опису поширення УСКХ необхідно побудувати відповідний до профілю труби об'єкт і задати необхідні параметри матеріалу. Обчислення проведемо на сегменті труби діаметром 1020 мм та товщиною стінки 16 мм. Для зменшення обчислювальних ресурсів, масштабуємо довжину акустичної хвилі та величину неоднорідності, (рис. 1). Форма дефекту вибрана еліпсоїдною для забезпечення відносної простоти моделювання та твердження, що взаємодія такого типу дефекту із ультразвуковою хвилею дає достатню інформацію про луно-сигнал, яку можна використати для реальних дефектів.

Збуджуючий сигнал $F(t)$ змодельовано як коливання чутливого елемента п'єзоперетворювача за гармонійним законом так:

$$F(t) = A \sin(\omega_0 t), \quad (2)$$

де A – амплітуда сигналу,

ω_0 – кутова частота сигналу.

В силу інерційних процесів ультразвуковий первинний перетворювач максимальну амплітуду коливань дає через певний час, який відповідає кільком періодам. Для врахування інерційних процесів в рівнянні (2) амплітуду сигналу A визначимо як функцію $A = A(t)$, при цьому гармонійна складова коливання $\sin(\omega_0 t)$ змінюватись не буде. Збуджуючий сигнал складається із 5-ти періодів з максимальною амплітудою в третьому періоді, що властиво для типового збудження УСКХ представленого, наприклад, в праці [4].

Для збудження УСКХ широкосмуговим первинним перетворювачем із центральною частотою 2 КГц із врахуванням, що амплітуда A в (2) збуджуючого сигналу плавно наростає до максимального значення та плавно загасає до нуля, запишемо таке рівняння:

$$F(t) = \begin{cases} A_0 \sin(\omega_0 t/10) \sin(\omega_0 t), & 0 < t \leq 1.8E - 6, \\ 0, & 1.8E - 6 < t \leq 2.0E - 6, \end{cases} \quad (3)$$

де A_0 – максимальна амплітуда.

Частота дискретизації $F(t)$ залежить від результатів сходження алгоритму обчислення поширення ультразвукових коливань. Тривалість кроку обчислення була вибрана змінною для зменшення часу розрахунків. З метою забезпечення рівномірної дискретизації результатів на виході алгоритму було застосовано згладжуючий фільтр.

Амплітуда сигналу на відрізку між заданими точками дискретизованого збуджуючого сигналу розраховувалась так:

$$a = A_i + (A_{i+1} - A_i) \xi^3 (10 - 15\xi + 6\xi^2), \\ \xi = (t - t_i) / (t_{i+1} - t_i), \quad (4)$$

де t_i, t_{i+1} – відповідно час точок дискретизації; t – час у проміжку $[t_i, t_{i+1}]$;

A_i, A_{i+1}, a – відповідно амплітуди збуджуючого сигналу у точках часу t_i, t_{i+1}, t .

Рівняння (4) апроксимує результати тільки між двома точками в часі. Тому для точного представлення збуджуючого сигналу необхідно забезпечити більш щільну дискретизацію сигналу, ніж визначено з теорії обробки сигналів. Час t вибирається на апроксимованому інтервалі часу виходячи із умови сходження результатів розрахунку. При збільшенні похибки розрахунку за задану величину час t зменшується. Для врахування демпфувальних характеристик ультразвукової хвилі, що поширюється в сталі, вибрано модель Релея із коефіцієнтом демпфування за масою $\alpha_R = 0.001 \text{ с}^{-1}$ та демпфуванням за жорсткістю $\beta_R = 1 \cdot 10^{-9} \text{ с} [0]$. Коефіцієнт демпфування за масою впливає на значення абсолютних швидкостей і пропорційний масі елемента. Коефіцієнт β_R впливає на швидкість зміни деформації в системі і характеризує тип матеріалу. Фактично демпфування за жорсткістю обчислюється шляхом додавання додаткових напружень [8]:

$$\sigma_\partial = \beta_R [K] \varepsilon, \quad (5)$$

де σ_∂ – додаткове напруження від демпфування; ε – деформації.

Напруження σ_∂ враховуються тільки на етапі обчислення пружного відгуку системи в точках інтегрування при формуванні рівнянь динамічного балансу і не вносяться до результатів обчислення сумарного напруження в скінченних елементах.

Проведення розрахунку поширення УСКХ в стінці труби. Параметри сталі сегменту труби є такими: густина 7850 кг/м^3 , модуль Юнга $2.1 \cdot 10^{11} \text{ Па}$, коефіцієнт Пуассона 0.3. На верхніх гранях досліджуваного сегменту записувались зміни компонентів прискорень при проходженні УСКХ. Експеримент проводився для двох випадків. У першому випадку моделювалось поширення ультразвукової спрямованої кільцевої хвилі в досліджуваному сегменті без дефекту.

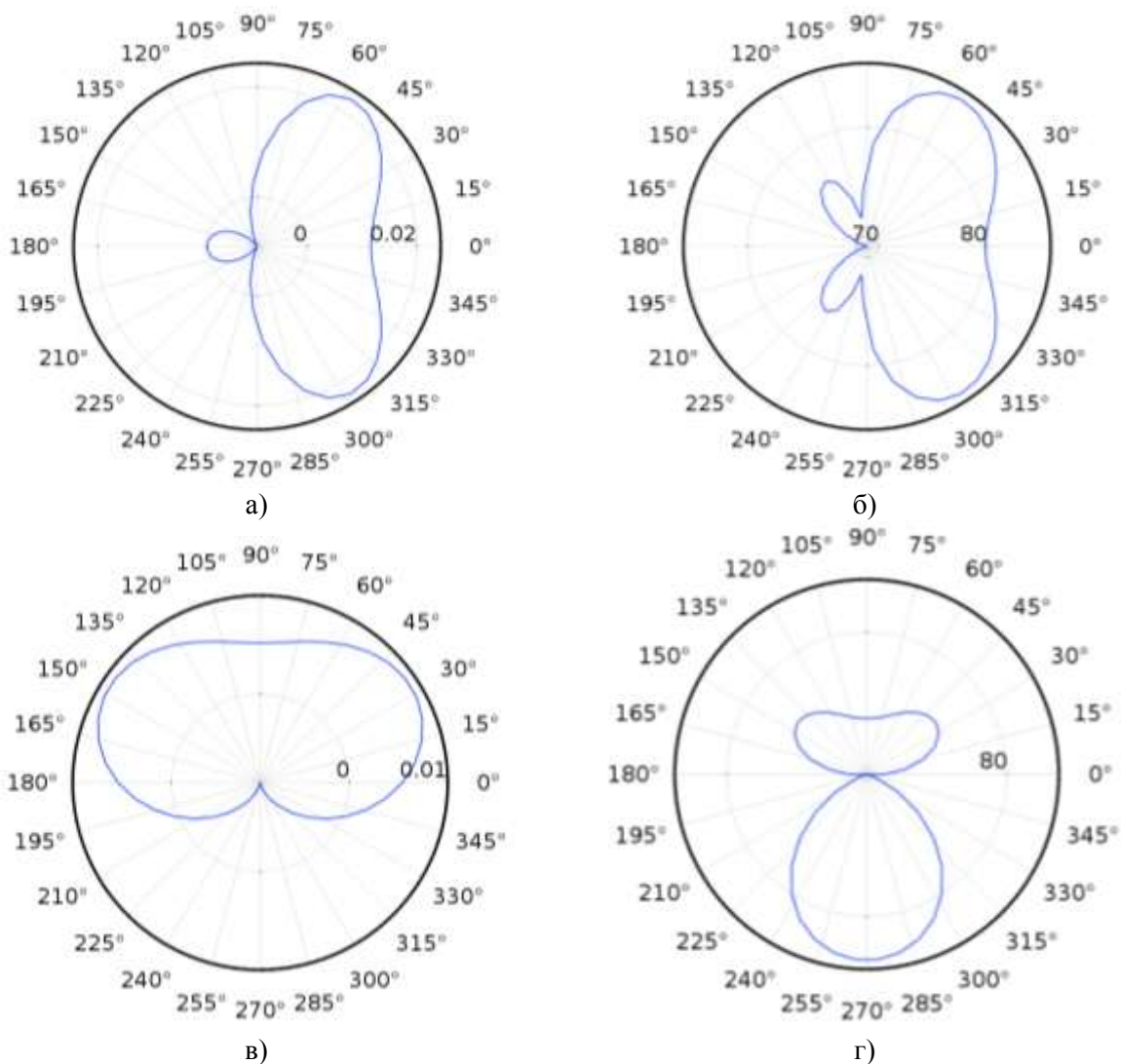
Результати обчислення поширення нульової моди в стінці труби з дефектом (рис. 2) показують, що після закінчення зондуючого імпульсу поверхня контакту п'єзоперетворювач – метал в силу інерційних процесів може відтворювати загасаючі коливання.

Амплітуда сигналу нормалізувалась шляхом ділення сигналу на своє максимальне значення. Місце реєстрації коливань розташоване на куті 45° по околу труби на її поверхні. В цьому випадку відстань від місця генерування УСКХ та від дефекту є однаковою.

З рис. 2 видно, що найбільше енергії коливань зосереджено у тій частині хвилі, що йде за фронтом. Після максимуму коливань енергія хвилі поступово зменшується з часом. Проте, в кінці генеруючого імпульсу спостерігається збільшення амплітуди, що може відповідати додатковому джерелу коливань. В кінці розглянутого часового проміжку спостерігається збільшення амплітуди, що утворюється відбитою УСКХ.

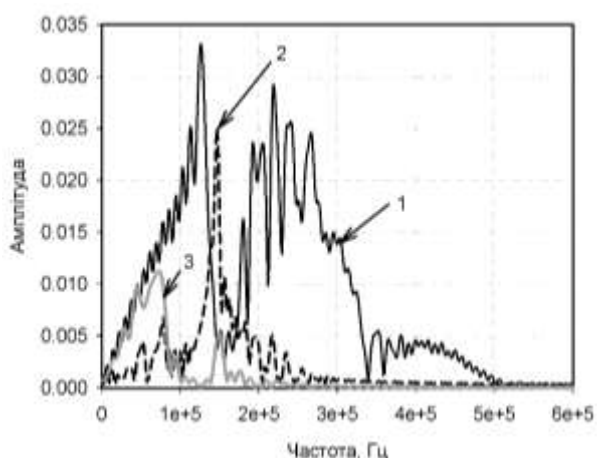
При порівнянні розрахованих форм хвиль, що поширюються в досліджуваному зразку з дефектом та без нього у діапазоні часу, спостерігається значна різниця в амплітудах. Деякі частини сигналу є в протифазі, що може бути пояснено генерування таких хвиль коливаннями берегами дефекту.

Для подальшого аналізу сигналу УСКХ, що поширюється в зразку з дефектом, його було розділено на три частини. Перша частина розділеного сигналу формувалась із тієї частини загального, що відповідає часу поширення УСКХ від місця генерування до дефекту та зворотного шляху до місця реєстрації. Решта розділеного сигналу заповнювалась нулями таким чином, щоб довжина розділеного сигналу містила таку ж кількість точок вибірки, що і загальний сигнал. Другий розділений сигнал формувалась із загального на час проходження луно-імпульсу від дефекту через місце запису до початку відбитого сигналу від кінця зразка. Початок та кінець другого розділеного сигналу заповнювались нулями. Третій розділений сигнал містить частину УСКХ, що відбита від другого кінця зразка. Початок цього сигналу заповнений нулями. Це дозволяє порівнювати результати аналізу в частотній області трьох розділених сигналів (рис. 3).



а – акустичний тиск хвилі в площині $xу$ (Па), б – акустичний тиск хвилі в площині $xу$ (Дб),
в – акустичний тиск хвилі в площині yz (Па), г – акустичний тиск хвилі в площині yz (Дб)

Рисунок 2 – Розподіл тиску акустичного поля від взаємодії падаючої хвилі із неоднорідністю



1 – частина сигналу до взаємодії з дефектом,
2 – частина сигналу від взаємодії з дефектом,
3 – частина сигналу відбитого від другого кінця зразка

Рисунок 3 – Спектр ультразвукової спрямованої кільцевої хвилі у зразку з дефектом

У результаті порівняння величин спектрів трьох частин сигналу УСКХ можна зробити висновок про значну амплітуду тієї частини сигналу, яка формувалась хвилею, що утворена дефектом. Це вказує на перспективність застосування цих хвиль для контролю дефектів в стінках магістральних трубопроводів.

Із частотного аналізу (рис. 3) можна побачити, що луно-імпульс від дефекту відрізняється від іншої частини сигналу УСКХ своїм частотним діапазоном, він має пікову форму. Це дозволяє стверджувати, УСКХ розподілена по товщині стінки неоднорідно в частотному діапазоні, а тому донний дефект впливає не однаково на всі частини сигналу УСКХ. Для підтвердження припущення порівняємо спектральні параметри такої ж частини сигналу УСКХ, що поширюється без дефекту. Амплітуди приведених спектрів нормалізувались по відношенню до максимального значення спектру частини сигналу УСКХ, що поширювалась в зразку до взаємодії з дефектом, оскільки цей спектр має

найбільший максимум амплітуди. Із рис. 4 можна побачити, що луно-сигнал УСКХ має значно більшу амплітуду ніж у хвилі, що поширюється без дефекту в стінці труби. Ще однією відмінністю цих двох спектрів є те, що та частина спектру, що є більшою, має вузьку пікову форму. Це підтверджує припущення, зроблені раніше, про те, що із донним дефектом взаємодіє лише частина сигналу УСКХ.

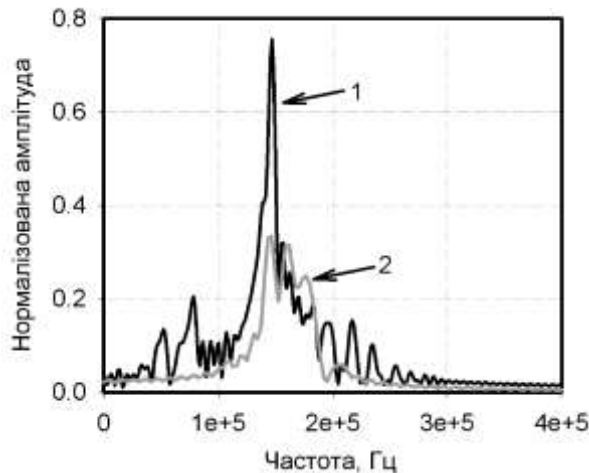


Рисунок 4 – Порівняльний аналіз поширення ультразвукових спрямованих кільцевих хвиль в стінці труби з дефектом (1) та без нього (2)

Для наочної ілюстрації зроблених припущень приведемо розподіл амплітуд прискорень ультразвукових спрямованих кільцевих хвиль по товщині стінки труби у досліджуваному сегменті. На цьому рисунку чітко спостерігається нерівномірність розподілу амплітуд прискорень двох ультразвукових хвиль по товщині стінки. У взаємодії з дефектом бере участь лише частина хвилі із певними амплітудно-частотними параметрами, фронт якої падає на його береги. При достатній амплітуді падаючої на береги дефекту ультразвукової спрямованої кільцевої хвилі утворюється відбита хвиля внаслідок вимушених коливань цих берегів [4].

При детальнішому аналізі розподілу амплітуди по товщині стінки труби можна простежити, що частина хвиль має більшу концентрацію енергії по середині стінки, інша – по краях (рис. 5). Тому на дефекти, розташовані в різних місцях товщини стінки труби, будуть реагувати різні частини кільцевої хвилі. Повністю всі моди ультразвукових спрямованих кільцевих хвиль будуть взаємодіяти тільки із наскрізними дефектами.

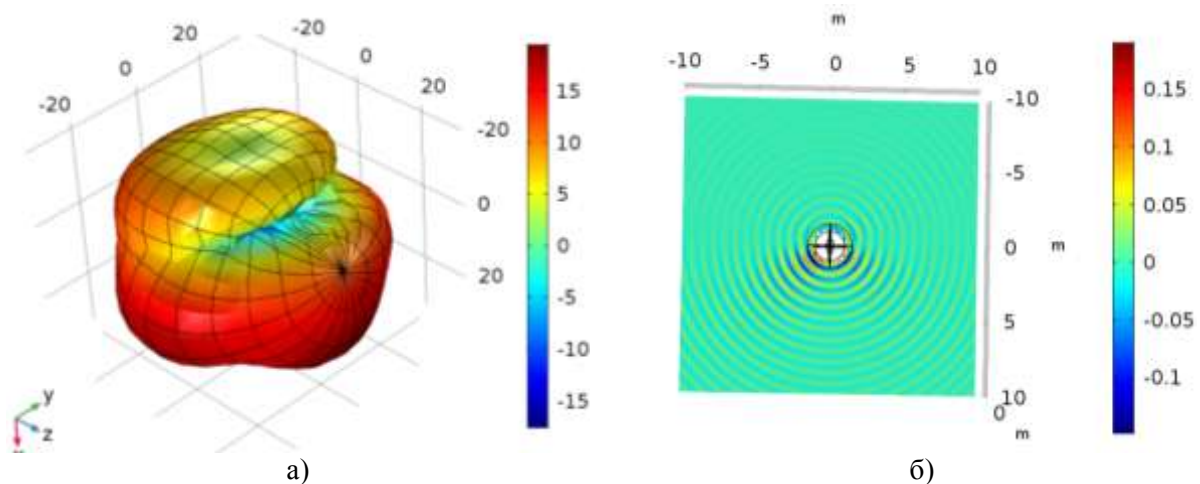
Висновки

Проведені дослідження взаємодії ультразвукових спрямованих кільцевих хвиль із донними дефектами в стінках магістральних трубопроводів показали їх дієвість при застосуванні у неруйнівному контролі.

Застосування існуючого підходу, що полягає в моделюванні акустичного поля із неоднорідністю та детальною візуалізацією числових результатів дозволяє в подальшому розробляти засоби контролю, що будуть більш інформативними та простішими в експлуатації.

Література

- 1 Fong J. Fast techniques for calculating dispersion relations of circumferential waves in annular structures / J. Fong, M.J.S. Lowe, D. Gridin, R.V. Craster // Review of Progress in Quantitative NDE (American Institute of Physics). – 2003. – No 22. – P. 213-220. – ISBN 0-7354-0312-0.
- 2 Nishino H. Simple method of generating for circumferential shear horizontal waves in a pipe and their mode identifications / H. Nishino, K. Yoshida // Acoustical Science and Technology. – 2006. – Vol. 27. – No 6. – P. 389-392. – ISSN 1346-3969.
- 3 Satyarnarayana L. Circumferential higher order guided wave modes for the detection and sizing of cracks and pinholes in pipe support regions / L. Satyarnarayana, J. Chandrasekarana,



а – тривимірний розподіл акустичного тиску в полярних координатах, б – розподіл зовнішнього акустичного поля у площині ху

Рисунок 5 – Розподіл акустичного тиску

B. Maxfielda, K. Balasubramaniam // NDT & E International. – 2008. – Vol. 41, Issue 1. – P. 32-43. – ISSN 0963-8695.

4 Yu Jiangong. Guided circumferential waves in orthotropic cylindrical curved plate and the mode conversion by the end-reflection / Yu Jiangong, Wu Bina, He Cunfua // Applied Acoustics. – 2007. – Vol. 68, Issue 5. – P. 594-602. – ISSN 0003-682X.

5 Лютак І. З. Розробка математичної моделі акустичного поля тріщиною в пружному металічному середовищі / І. З. Лютак // Методи та прилади контролю якості. – 2006. – № 17. – С. 31-36.

6 Ch. Zhang. On Wave Propagation in Elastic Solids with Cracks (Advances in Fracture Mechanics) / Ch. Zhang, D. Gross // Southampton: Computational Mechanics. – 1997. – 272 p. – ISBN 978-1853125355.

7 Лютак І. З. Контроль технічного стану магістральних трубопроводів кільцевими модами пластинчатих ультразвукових хвиль / І. З. Лютак // Збірник наукових праць. Серія: Фізичні методи та засоби контролю середовищ, матеріалів та виробів. Теорія і практика неруйнівного контролю матеріалів і конструкцій (Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України). – 2008. – Вип. 13. – С. 193-198.

8 Документація на пакет програм скінченно-елементного аналізу Comsol версія 3.5a. - COMSOL Inc., 2017. - 1 електрон. опт. диск (DVD-ROM) 12 см. - Системні вимоги: Pentium-266; 32 Mb RAM; DVD-ROM Windows 98/2000/NT/XP. – Назва з титул. екрану.

Стаття надійшла до редакційної колегії

14.05.18

*Рекомендована до друку
професором **Юрчишиним В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Мельничуком С.І.**
(Івано-Франківський університет права
імені Короля Данила Галицького,
м. Івано-Франківськ)*

АНАЛІЗ ПУЛЬСАЦІЙ ВИПРЯМЛЕНОГО СТРУМУ ТРИФАЗНОГО МОСТОВОГО ВИПРЯМЛЯЧА У НЕПОВНОВЕНТИЛЬНИХ РЕЖИМАХ

М.Й. Олійник, Н.Г. Мальцева, М.Б. Сабат, В.Г. Федюшин

*Національний університет «Львівська політехніка»; 79013, м. Львів, вул. Степана Бандери, 28а,
e-mail: myroslav.b.sabat@lpnu.ua*

Запропонована методика визначення пульсацій випрямленого струму трифазного мостового випрямляча у неповновентильних режимах за умов безперервного струму навантаження та симетричної системи живлення. Наведена методика дозволяє врахувати вплив на пульсації випрямленого струму також і фільтрів, які створюють активно-індуктивний характер кола навантаження. В однаковій мірі запропонована методика може бути застосована і для повновентильних режимів трифазного мостового випрямляча за означених вище умов.

Ключові слова: вентиль, випрямляч, трифазна мостова схема, випрямлений струм, пульсація, ряд Фур'є.

Предложена методика определения пульсаций непрерывистого постоянного тока трехфазного мостового выпрямителя в неполновентильных режимах при условии симметричной системы питания. Предлагаемая методика также разрешает учитывать влияние фильтров на пульсации постоянного тока, если они придают цепи нагрузки активно-индуктивный характер. В равной степени предлагаемая методика может быть применена к расчету полновентильных режимов трехфазного мостового выпрямителя при соблюдении выше указанных условий.

Ключевые слова: вентиль, выпрямитель, трехфазная мостовая схема, выпрямленный ток, пульсация, ряд Фурье.

The methodology of pulsations determination of the permanent current for the three-phase rectifier bridge at not fully valve modes under the condition of continuous current of loading and symmetrical supply system is proposed. The proposed methodology takes into account the influence of filters on the pulsations of the permanent current, in case they create actively-inductive character of loading. To the same extent the proposed methodology can be used for normal modes of operation of three-phase rectifier bridge under the above mentioned conditions.

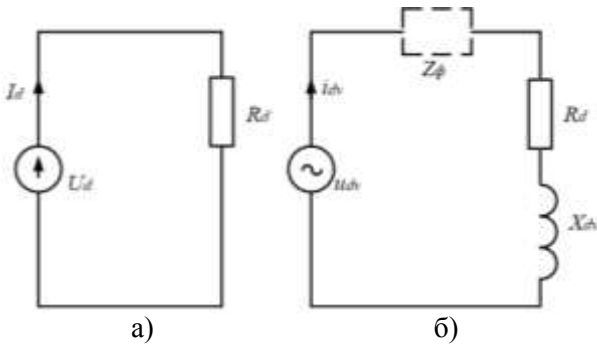
Key words: valve, rectifier, three-phase bridge circuit, rectified current, Fourier series.

Постанова проблеми. В ряді пристроїв для створення магнітного потоку використовуються випрямлений струм, який отримують за допомогою випрямлячів, зібраних за трифазною мостовою схемою. Трифазний мостовий випрямляч може функціонувати за умови вилучення одного, двох, трьох чи навіть чотирьох вентилів схеми [1]. Це призводить до зменшення середнього значення випрямленої струму та істотної зміни форми випрямленої напруги й появи у її складі неканонічних вищих гармонік [2]. Вони викликають зміну форми випрямленого струму та його додаткові пульсації. Звідси впливає необхідність аналізу пульсацій випрямленого струму у неповновентильних режимах трифазного мостового випрямляча з метою визначення допустимості такого режиму.

Аналіз останніх досліджень. Відомо [3], що у нормальних режимах трифазного мостового випрямляча випрямлену напругу можна представити рядом Фур'є. Випрямлена напруга у своєму складі має лише канонічні вищі гармоніки кратні шести. Перша з ряду розкладу незначна та становить 5,7% по відношенню до середнього значення випрямленої напруги. За умови $X_d/R_d \geq 5$ випрямлений струм вважається ідеально згладженим, відповідно його коефіцієнт пульсацій наближається до нуля.

У неповновентильних режимах трифазного мостового випрямляча [2] у складі випрямленої напруги виникає низка неканонічних вищих гармонік, а також перша частотою $f=50$ Гц, які в разі перевершують найбільшу гармоніку нормального режиму. Тепер, очевидно, буде некоректним твердження про те, що випрямлений струм ідеально спрямлений за умови $X_d/R_d \geq 5$. Вплив означеного співвідношення на форму випрямленого струму i_d у нормальних режимах трифазного мостового випрямляча досліджено в [4], де отримано аналітичний вираз для його розрахунку шляхом інтегрування диференційного рівняння на інтервалі повторюваності процесів $T=\pi/3$. Для неповновентильних режимів треба розв'язувати диференційні рівняння для активно-індуктивного кола навантаження на окремих ділянках в інтервалі $T=2\pi$, де кожен раз у досліджуваному колі буде діяти інша лінійна напруга, яка бере участь у формуванні випрямленої напруги та за допомогою граничних умов визначати постійні інтегрування. Вказане призведе до формування і розв'язку системи алгебраїчних рівнянь для їх визначення, що робить такий шлях громіздким. Автори статті пропонують простіший метод аналізу пульсацій випрямленого струму як у неповновентильних режимах так і повновентильних.

Виклад основного матеріалу. Відомий склад гармонік кривої випрямленої напруги у повновентильному чи неповновентильному режимі дозволяє вести розрахунок струму навантаження випрямляча за допомогою наведених на рис. 1 заступних схем, де U_d – постійна складова (середнє значення напруги неповновентильного режиму) та u_{dv} – змінні складові відповідного розкладу в ряд Фур'є напруги випрямляча у неповновентильних режимах. Результуючий струм у колі навантаження отримуємо шляхом накладання постійної складової I_d та всіх змінних складових $\sum i_{dv}$, які визначаються за формулою $i_d = I_d + \sum i_{dv}$. Середнє значення випрямленої напруги U_d у неповновентильних режимах визначається з виразу $U_d = \frac{6-n}{6} U_{d0}$, де n – кількість вилучених вентилів, U_{d0} – середнє значення випрямленої напруги повновентильного режиму.



а – для постійної складової, б – для всіх змінних складових відповідного ряду розкладу

Рисунок 1 – Заступні схеми для визначення струму навантаження випрямляча

За наведеною заступною схемою можна визначити вплив фільтрів, які задають активно-індуктивний характер кола навантаження випрямляча, на форму струму навантаження i_d . З врахуванням рядів розкладу кривих випрямленої напруги [2] повні вирази струму навантаження для випадку активно-індуктивного кола в режимах вилучення відповідного числа вентилів зі схеми трифазного мостового випрямляча набудуть вигляду:

а) вилучений один ventиль

$$i_d(\vartheta) = \frac{6-n}{6} \frac{U_{d0}}{R_d} + \frac{U_m}{2\pi} \frac{\sqrt{3} \cos(\vartheta - \varphi_d)}{Z_d} + \frac{U_m}{\pi} \left\{ \frac{2 \cos(2\vartheta - \varphi_2)}{1 \times 3 Z_2} + \frac{3 \cos(3\vartheta - \varphi_3)}{2 \times 4 Z_3} - \frac{2 \cos(4\vartheta - \varphi_4)}{3 \times 5 Z_4} - \frac{5 \cos(6\vartheta - \varphi_6)}{5 \times 7 Z_6} - \frac{2 \cos(8\vartheta - \varphi_8)}{7 \times 9 Z_8} + \frac{3 \cos(9\vartheta - \varphi_9)}{8 \times 10 Z_9} - \dots \right\} \quad (1)$$

б) вилучено два вентилі різних плеч та груп

$$i_d(\vartheta) = \frac{6-n}{6} \frac{U_{d0}}{R_d} + \frac{U_m}{2\pi} \frac{1 \cos(\vartheta - \varphi_d)}{Z_d} + \frac{U_m}{\pi} \left\{ -\frac{2 \cos(2\vartheta - \varphi_2)}{1 \times 3 Z_2} + \frac{2 \cos(4\vartheta - \varphi_4)}{3 \times 5 Z_4} + \frac{4 \cos(6\vartheta - \varphi_6)}{5 \times 7 Z_6} + \frac{2 \cos(8\vartheta - \varphi_8)}{7 \times 9 Z_8} - \frac{2 \cos(10\vartheta - \varphi_{10})}{9 \times 11 Z_{10}} - \frac{4 \cos(12\vartheta - \varphi_{12})}{11 \times 13 Z_{12}} - \dots \right\} \quad (2)$$

в) вилучено три вентилі

$$i_d(\vartheta) = \frac{6-n}{6} \frac{U_{d0}}{R_d} + \frac{U_m}{2\pi} \frac{\sqrt{3} \cos(\vartheta - \varphi_d)}{Z_d} + \frac{U_m}{\pi} \left\{ -\frac{3 \cos(3\vartheta - \varphi_3)}{2 \times 4 Z_3} - \frac{3 \cos(6\vartheta - \varphi_6)}{5 \times 7 Z_6} - \frac{3 \cos(9\vartheta - \varphi_9)}{8 \times 10 Z_9} - \dots \right\} \quad (3)$$

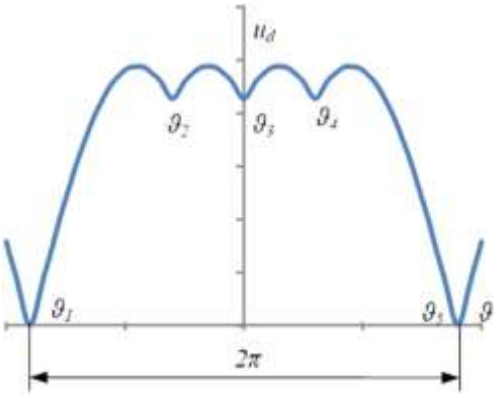
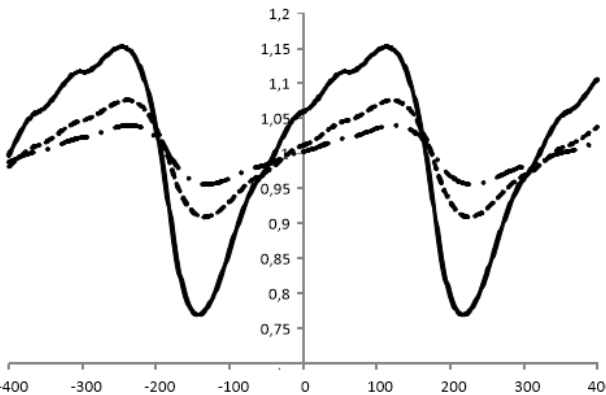
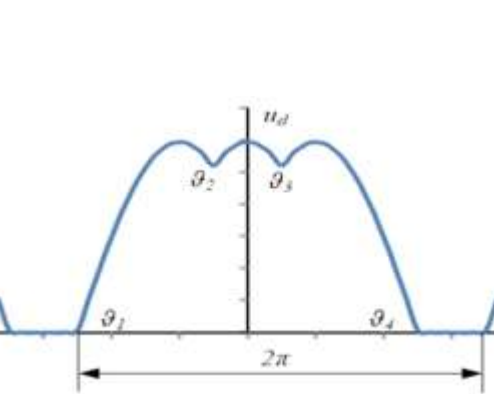
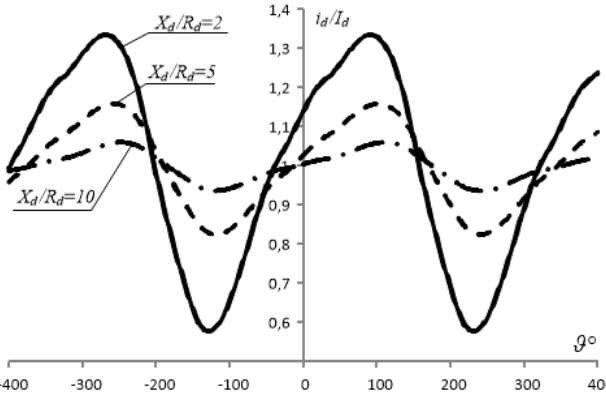
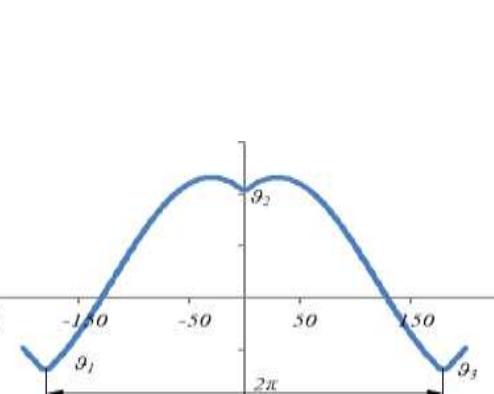
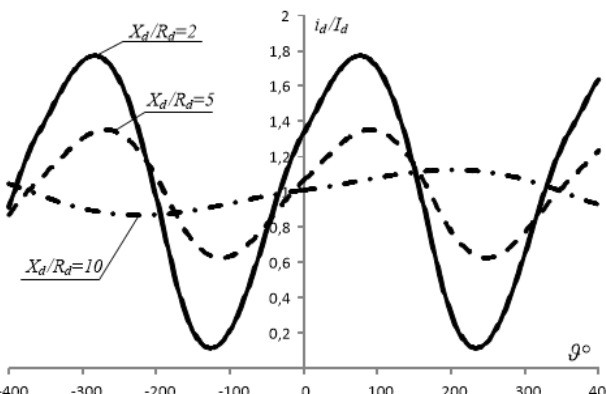
У наведених виразах $U_{d0} = \frac{3\sqrt{2}\sqrt{3}U_2}{\pi}$ – середнє значення випрямленої напруги повновентильного режиму трифазного мостового випрямляча; U_2 – дієве значення фазної напруги живлення; $U_m = \sqrt{2}\sqrt{3}U_2$ – амплітуда лінійної напруги живлення; R_d , X_d , Z_d – активний, індуктивний та повний опори кола навантаження на частоті 50 Гц; $Z_2 = \sqrt{R_d^2 + (2X_d)^2}$, $Z_3 \dots$ – повні опори кола навантаження на гармоніках $v=2, v=3 \dots$ відповідного ряду розкладу; $\varphi_d = \arccos(R_d / Z_d)$, $\varphi_v = \arccos(R_d / Z_v)$... – початкові фази струму для частоти 50 Гц та відповідних гармонік ряду розкладу.

Отримані вирази дозволяють побудувати часові діаграми струму кола навантаження $i_d=f(\vartheta)$ для різних значень співвідношень X_d/R_d досліджуваних неповновентильних режимів трифазного мостового випрямляча (див. табл. 1). Зауважимо, що вирази (1) – (3) справедливі тільки для режиму неперервного струму.

Побудовані за виразами (1) – (3) криві дозволяють визначити максимальні I_{dmax} та мінімальні I_{dmin} значення випрямленого струму, що дає змогу здійснити оцінку впливу співвідношення X_d/R_d на його коливання. Крім того вирази (1) – (3) шляхом простих ітерацій дозволяють визначити мінімальне значення $[X_d/R_d]_{min}$, за якого підтримується режим неперервного струму навантаження у неповновентильних режимах (див. третій рядок табл. 2).

Зауважимо, що для повновентильного режиму трифазного випрямляча струм навантаження є неперервним за будь-якого характеру навантаження. Дослідження процесів, які виникають в режимі перервного струму, викладені в [5] і в даній статті не розглядаються.

Таблиця 1 – Вплив співвідношення R_d/X_d на форму випрямленого струму

Форма випрямленої напруги	Форма випрямленого струму за умови активно-індуктивного навантаження
Вилучення одного вентиля	
	
	
Вилучення трьох вентилів	
	

З наведених кривих видно, що пульсації струму навантаження (табл. 1) значно зменшуються із зростанням співвідношення X_d/R_d і, навпаки, збільшуються із його зменшенням. За малих значень X_d/R_d крива струму кола навантаження близька до форми кривої випрямленої напруги відповідного неповновентильного режиму. Однак кількісну оцінку пульсацій можна здійснити за допомогою коефіцієнта пульсацій. Зазвичай, коефіцієнт пульсацій струму кола навантаження визначають за амплітудою першої (найбільшої) гармоніки $I_{v \max}$ ряду розкладу $q = [I_{v \max} / I_d]$. В цьому виразі $I_d = U_d / R_d$ –

середнє значення струму навантаження відповідного неповновентильного режиму. Для досліджуваних режимів з використанням виразів (1) – (3) отримаємо наступні формули коефіцієнтів пульсацій випрямленого струму у функції співвідношення X_d/R_d :

а) вилучення одного вентиля зі схеми ($n=1$). Найбільшою гармонікою ряду Фур'є (1) є перша частотою 50 Гц. Відповідно коефіцієнт пульсації за першою гармонікою дорівнює:

Таблиця 2 – Параметри досліджуваних неповновентильних режимів трифазного мостового випрямляча

Досліджуваний режим	Вилучення одного вентиля			Вилучення двох вентилів			Вилучення трьох вентилів		
	Числове значення відношення X_d/R_d								
Параметри досліджуваного режиму	2	5	10	2	5	10	2	5	10
Максимальне значення струму кола навантаження $I_{d\max}/I_d$	1,15	1,08	1,04	1,33	1,16	1,08	1,77	1,35	1,18
Мінімальне значення струму кола навантаження $I_{d\min}/I_d$	0,77	0,91	0,96	0,58	0,82	0,91	0,12	0,63	0,81
Мінімальне значення $[X_d/R_d]_{\min}$, яке підтримує режим неперервного струму i_d	режиму перервного струму не існує			0,3			1,73		
Коефіцієнт пульсацій струму навантаження (%)	2,58	1,132	0,574	8,08	3,317	1,665	8,61	3,774	1,915

$$q_1 = \frac{U_m \sqrt{3}}{2\pi 6Z_d} = \frac{U_m \sqrt{3}}{2\pi 6Z_d} \times \frac{6R_d \pi}{3U_m(6-n)} = \frac{U_{d0} \times \frac{6-n}{6}}{R_d} \quad (4)$$

$$= \frac{\sqrt{3}R_d}{30\sqrt{R_d^2 + X_d^2}} = \frac{\sqrt{3}}{30\sqrt{1 + \frac{X_d^2}{R_d^2}}}$$

б) вилучення двох вентилів зі схеми. В даному випадку в ряді розкладу струму навантаження переважає друга гармоніка (2) частотою 100 Гц. Виконуючи аналогічні перетворення та зважаючи, що індуктивний опір кола навантаження для другої гармоніки $X_{d2}=2X_d$, отримуємо коефіцієнт пульсації випрямленого струму за другою гармонікою

$$q_2 = \frac{1}{3\sqrt{1 + \frac{(2X_d)^2}{R_d^2}}}; \quad (5)$$

в) вилучення трьох вентилів зі схеми. Тут домінує перша гармоніка (3) частотою 50 Гц, відповідно коефіцієнт пульсації випрямленого струму за першою гармонікою дорівнює:

$$q_1 = \frac{\sqrt{3}}{9\sqrt{1 + \frac{X_d^2}{R_d^2}}}. \quad (6)$$

Результати розрахунків коефіцієнтів пульсації струму навантаження за отриманими формулами зведені в табл. 2. Зауважимо, що необхідне значення співвідношення X_d/R_d можна визначити з виразів (4) – (6) залежно від допустимого коефіцієнта пульсації.

Висновки

Пропонована методика дозволяє розрахувати струми кола навантаження трифазного мостового випрямляча для різних співвідно-

шень індуктивного та активного опорів у неповновентильних режимах. Отримано аналітичні вирази для розрахунку коефіцієнтів пульсації та визначені межі існування неперервного струму кола навантаження досліджуваних неповновентильних режимів.

Література

1 Климук П.П. Глибоке дискретне регулювання напруги випрямляча з некерваними вентилями / Климук П.П., Олійник М.Й., Федішин В.Г. // Вісн. Нац. ун-ту «Львівська політехніка». – 2007. – № 587. – С. 27–31.
 2 Олійник М.Й. Вищі гармоніки випрямленої напруги трифазного мостового випрямляча в неповновентильних режимах / М.Й. Олійник, В.Г.Федішин, М.Б. Сабат // Нафтогазова енергетика. – 2017. – № 1(27). – С. 99–102.
 3 Перхач В.С. Теоретична електротехніка. Лінійні кола. – К.: Вища шк., 1992. – 439 с.
 4 Полупроводниковые выпрямители / Беркович Е.И., Ковалев В.Н., Ковалев Ф.И. и др.; под. ред. Ф.И. Ковалева и Т.П. Мостковой. 2-е изд., переработ. – М.: Энергия, 1978 – 448 с., ил.
 5 Мальцева Н.Г. Аналіз роботи трифазного індуктивного мостового випрямляча за умови коретного вилучення з його схеми 2-х та 3-х вентилів / Н. Г. Мальцева, М.Й. Олійник, В.Г.Федішин // Вісник НУ ЛПІ «Електроенергетичні та електромеханічні системи». – 2017. – № 170. – С. 55–64.

Стаття надійшла до редакційної колегії 26.04.18

Рекомендована до друку професором **Кондратом О.Р.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором **Сегедою М.С.** (НУ «Львівська політехніка», м. Львів)

ВИБІР КРИТЕРІЇВ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ЕКОЛОГІЧНИМИ РИЗИКАМИ ПІД ЧАС СПОРУДЖЕННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Т.М. Яцишин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727165,
e-mail: yatsyshyn.t@gmail.com

Проведено дослідження умов виникнення екологічно небезпечних аварійних ситуацій у нафтогазовидобувній галузі. Одними з найбільш складних аварій є нафтогазоводопрояви та відкриті некеровані фонтани. Високий ступінь екологічного ризику, який присутній при виникненні таких аварійних ситуацій вимагає проведення заходів щодо запобігання їх появі.

Для вдосконалення системи управління екологічними ризиками в нафтогазовій галузі проведено різностороннє вивчення як внутрішньо технологічних процесів та стану обладнання, так і зовнішніх впливів. Здійснено аналіз причин виникнення аварійних нафтогазових фонтанів на різних етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин. Наведено фактори, що передували виникненню газонефтеводопроявів та відкритих фонтанів на понад 100 свердловинах в різних умовах їх експлуатації. Фактори згруповано в окремі напрямки та виділено найбільш впливові. Встановлено основні види небезпек для довкілля, які виникають при аварійних нафтогазових фонтанах. Проведено вибір критеріїв системи управління екологічними ризиками для запобігання виникненню небажаних наслідків на досліджуваних об'єктах. Наведено основні складові критеріїв та можливості визначення їх числових значень. Запропоновані критерії дають змогу адекватно оцінити реальну загрозу та розробити коректні дії для запобігання аварійних ситуацій.

Ключові слова: екологічні ризики, нафтогазові свердловини, екологічна безпека, відкриті фонтани, газонефтеводопрояви.

Проведены исследования условий возникновения экологически опасных аварийных ситуаций в нефтегазодобывающей отрасли. Одними из наиболее сложных аварий являются газонефтеводопроявления и открытые неуправляемые фонтаны. Высокая степень экологического риска, который присутствует при возникновении следующих аварийных ситуаций требует проведения мероприятий по предотвращению их появления.

Для совершенствования системы управления экологическими рисками в нефтегазовой отрасли проведено разностороннее изучение как внутренне технологических процессов и состояния оборудования, так и внешних воздействий. Осуществлен анализ причин возникновения аварийных нефтегазовых фонтанов на различных этапах жизненного цикла нефтегазовых скважин. Приведены факторы, предшествующие возникновению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов на более 100 скважинах в различных условиях их эксплуатации. Факторы сгруппированы в отдельные направления и выделены наиболее влиятельные. Установлены основные виды опасностей для окружающей среды, возникающие при аварийных нефтегазовых фонтанах. Проведен выбор критериев системы управления экологическими рисками для предотвращения возникновения нежелательных последствий на исследуемых объектах. Приведены основные составляющие критериев и возможности определения их числовых значений. Предложенные критерии дают возможность адекватно оценить реальную угрозу и разработать корректные действия по предотвращению возникновения аварийных ситуаций.

Ключевые слова: экологические риски, нефтегазовые скважины, экологическая безопасность, открытые фонтаны, газонефтеводопроявления.

The article studies the conditions that may cause environmentally hazardous emergency situations in oil and gas extraction industry. One of the most complicated emergencies is oil and gas leaks and open uncontrolled gushes. High degree of environmental risk typical of emergency situations like this needs measures to be taken in order to prevent them.

In order to improve environmental risks management in oil industry, the manifold study of inner technological processes and the condition of equipment as well as outer manifestations has been conducted. The causes of oil and gas gushes at different stages of oil and gas well lifecycle phases have been analyzed. The factors that preceded oil and gas leaks and open gushes at 100 wells in different operating conditions have been given. The factors have been grouped in separate directions and the most powerful have been separated. The main types of environmental hazard that accompany emergency oil and gas gushes have been defined. The criteria for controlling the environmental risks in order to prevent undesired consequences have been selected. The main constituents of those criteria are discussed and the possibilities of defining their numerical values. The proposed criteria make it possible to evaluate the threat adequately and to take certain proper measures in order to prevent emergency situations.

Key words: environmental risks, oil and gas wells, environmental safety, open gushes, oil and gas leaks.

Вступ

Спорудження та експлуатація нафтогазових свердловин супроводжується впливом на всі елементи природного середовища: атмосферне повітря, ґрунтовий і рослинний покрив, по-

верхневі водні об'єкти, геологічне середовище (ґрунтові води, гірські породи, ґрунти тощо), біоту. Комплексний техногенний вплив на всі компоненти навколишнього середовища часто може мати незворотні негативні наслідки. На

більшості етапів «життєвого циклу» нафтогазовидобувних об'єктів присутні високотоксичні небезпечні для довкілля речовини.

Незважаючи на постійне вдосконалення обладнання, засобів і систем аварійної діагностики і захисту в процесі життєвого циклу нафтогазових свердловин, існує можливість виникнення некерованих або погано керованих явищ і процесів, що класифікуються як аварія і становлять особливу небезпеку для біосфери і, перш за все, для населення [1].

В умовах сучасного розвитку виробництва виникає необхідність подолання або, хоча б часткової, мінімізації виявлених суперечностей між рівнем технологічного процесу та засобами, які підтримують екологічну безпеку життєдіяльності людини та захищають її здоров'я від негативних наслідків функціонування промисловості [2]. Тому є потреба вдосконалювати систему управління екологічними ризиками в нафтогазовидобувній галузі, надаючи перевагу превентивним заходам.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Сучасні технології експлуатації технічних систем в своїй основі містять досить прості принципи, що базуються на забезпеченні передбачуваної керованої надійності та прозорості всього виробничого комплексу за допомогою ідентифікації можливих ризиків [3]. Вивченню питання управління екологічними ризиками присвячено праці зарубіжних авторів Pittinge С.А., Bachman R., Rutgers M., Faber J.H. [4, 5], де наведено базові підходи до визначення ризиків для окремих випадків. Відомими компонентами системи управління ризиками є [6]:

принципи управління ризиками: командність, інформативність, прогнозованість, інтеграція, документування;

функції управління ризиками: планування, ідентифікація, контроль, оцінка, документування, обробка;

методи управління ризиками: прогнозування, отримання інформації, творчі методи, оцінки, аналіз.

Впровадження системи управління ризиками в нафтогазовій промисловості (як і у інших видах промисловості) в Україні, враховуючи загальний стан можна вважати, що є на початкових стадіях. На даний час більшість підприємств або практично не застосовують ризик-менеджменту або застосовується лише по відношенню до фінансового та виробничого ризиків [6]. Так, при розслідуванні аварійних ситуацій на об'єктах нафтогазового комплексу, основними причинами їх виникнення найчастіше визначають людський фактор, що супроводжується порушенням норм і правил експлуатації обладнання, при цьому не достатня увага надається ступеню зносу обладнання. Такі дані свідчать про відсутність компетентності в питаннях встановлення причин аварійності, а тим більше в питаннях екологічної та соціальної безпеки. [3].

В праці [7] серед причин аварій з відкритими нафтовими і газовими фонтанами близько 53% аварій на свердловинах відбувається через відсутність і невідповідності до роботи превенторного противикидного обладнання на гирлі, 15% пов'язано з відсутністю і непрацездатністю зворотних клапанів для обсадних колон, більше 8% - зі зносом або недостатньою міцністю обсадних колон.

Окремі родовища можуть містити агресивні компоненти (сірководень, вуглекислий газ), суміш яких є небезпечною по відношенню до населення та навколишнього природного середовища. При наявності таких компонентів необхідність обчислення ризиків присутня на всіх етапах життєвого циклу свердловин, оскільки в такому середовищі пришвидшуються процеси корозії. Також для всіх свердловин є характерним їх старіння, порушення суцільності цементного каменю за колонами [7].

Найчастіше на підприємствах працює схема: аварійна ситуація → облік економічних збитків → визначення соціального збитку (якщо пред'явлено позов) → визначення екологічного збитку (якщо пред'явлено позов). Необгрунтовані дані щодо ймовірностей аварійних ситуацій та наслідків (економічних, соціальних та екологічних) або одностороння оцінка виникнення небажаної події без системного встановлення всіх можливих наслідків є основною проблемою при визначенні ризиків.

Досвід останніх 10 років свідчить, що економічні, екологічні та соціальні проблеми не можна вирішувати ізольовано одну від одної. Передбачення та попередження проблем шляхом планування та прогнозування є більш економічно вигідним, порівняно з витратами на ліквідацію їх наслідків. [2]. В праці [8] спостерігається, що екологічний менеджмент набуває превентивного характеру, тобто орієнтації на запобігання появи небезпечних для довкілля субстанцій виробничих процесів, а не ліквідацію вже вироблених забруднень шляхом використання високовартісних очисних систем. Такі трансформації управління екологічною безпекою відображаються в екологічній модернізації сучасного виробництва, а також удосконаленні взаємозв'язків інституціональної системи суспільства з навколишнім природним середовищем.

Висвітлення невіршених раніше частин загальної проблеми

Проведений аналіз інформації свідчить про неузгодженість системи управління ризиками, зокрема екологічними в різних сферах промисловості. Високий ступінь ризику виникнення аварійних ситуацій, який присутній в нафтогазовій галузі вимагає проведення заходів щодо запобігання небезпечних наслідків. Тому є необхідність визначення можливих ризиків та вдосконалення системи управління ризиками на об'єктах нафтогазової галузі, що дасть змогу адекватно оцінити реальну загрозу та визначити правильні дії щодо запобігання виникнення аварійних ситуацій.

Постановка завдання

Вдосконалення системи управління екологічними ризиками в нафтогазовій галузі вимагає різностороннього дослідження як внутрішньотехнологічних процесів та стану обладнання, так і зовнішніх впливів. Для дослідження обрано найбільш небезпечні аварійні ситуації – газонафтоводопрояви (ГНВП) та нафтогазові некеровані відкриті фонтани (ВФ), які можуть мати місце в життєвому циклі нафтогазовидобувних свердловин. Тому основним завданням роботи є:

- визначення причин виникнення ГНВП та аварійних нафтогазових фонтанів на різних етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин;

- встановлення основних видів небезпеки для довкілля при виникненні ГНВП та аварійних нафтогазових фонтанів;

- вибір критеріїв системи управління екологічними ризиками для запобігання виникнення небажаних наслідків на досліджуваних об'єктах.

Вирішення завдання

Система управління екологічними ризиками складається з об'єкта та суб'єкта управління. Об'єктом управління екологічними ризиками є екологічний ризик, спричинений діяльністю нафтогазової промисловості, і зокрема ризик виникнення несприятливих для довкілля ситуацій при спорудженні свердловини, для прикладу ГНВП та ВФ. Суб'єкт управління – це відповідальна в обраній галузі організація (група людей). Аналіз екологічних ризиків нафтогазовидобувної галузі повинен бути безперервним процесом для забезпечення результативного прийняття управлінських рішень. Аналізування полягає в зібранні, узагальненні, прогнозуванні, виявленні, припиненні та запобіганні негативних ефектів у навколишньому середовищі.

Визначення причин виникнення аварій.

На різних етапах життєвого циклу свердловин присутні високі рівні екологічного ризику, що зумовлено як технологічними процесами так і агресивністю наявних речовин. Екологічний ризик, згідно [9] – це ймовірність несприятливих для навколишнього середовища наслідків будь-яких змін природних об'єктів і факторів, виникнення надзвичайних подій у певний проміжок часу, виражена кількісними параметрами. Техногенна складова екологічного ризику є найбільш поширеною і розуміється як ймовірність виникнення техногенних аварій, що здатні завдати істотної шкоди навколишньому середовищу або здоров'ю людей. Основні фактори екологічних ризиків для нафтогазовидобувної галузі можна згрупувати за рівнем організації виробництва, особливостями технологічних процесів та територіальним розміщенням.

Процес спорудження свердловин, зокрема розвідувальне буріння та розкриття продуктивних пластів несе підвищену екологічну небезпеку, тому що може супроводжуватися виник-

ненням ГНВП та ВФ [10]. В дослідженнях [1] зазначено, що ймовірність виникнення аварії з викидом пластового флюїду при бурінні експлуатаційної свердловини оцінюється величиною $9 \cdot 10^{-4}$ св./рік. Прогнозування ситуацій розвитку аварій та їх попередження неможливо без оцінки чинників виникнення аварій. Тому проведено аналіз причин виникнення ГНВП та ВФ на свердловинах, які перебували в різних умовах та на різних етапах життєвого циклу за матеріалами Кузьменко В. А. [11]. Для дослідження обрано 100 свердловин. Згруповано основні фактори (табл. 1), що передували виникненню аварій та згідно різних джерел могли стати причинами виникнення ГНВП та ВФ. Часто спостерігалася сукупність кількох факторів на одній свердловині, серед яких ключовим, в більшості випадків, виявлявся організаційний (людський) фактор. Тому наведені відсоткові значення відображають цю картину: сума часток факторів від загальної кількості перевищує 100%.

Основне число відкритих фонтанів спостерігається на газових родовищах. Це пояснюється особливостями спорудження газових свердловин та імовірною недооцінкою небезпек, що можуть супроводжувати цей процес. Присутня, також, і адаптація технології і техніки розбурювання нафтових родовищ на газові. Фонтани можуть бути викликані розкриттям нижчих продуктивних горизонтів без перекриття верхніх, особливо з аномально високим пластовим тиском. Також найвища частота виникнення аварійного фонтанування відбувається при розвідувальному бурінні.

В таблиці можна зауважити відсутність таких факторів, як: застаріле обладнання; несвоєчасна заміна обладнання, що відпрацювало свої терміни; не проведення профілактичних ремонтних робіт. При обстеженні місць аварій в джерелах інформації не було вказано цих факторів, однак для специфіки нафтогазовидобувної галузі України спрацювання обладнання є надзвичайно гострою проблемою. Важливо зазначити той факт, що обладнання, яке використало свій робочий ресурс присутнє не тільки на етапах спорудження свердловин, а й на свердловинах, що виведені з експлуатації (закинутих свердловинах), які часто залишаються без контролю відповідальних організацій. Такий стан справ формує високий ризик виникнення аварійних ситуацій, в тому числі ГНВП та ВФ. В дослідженнях [12] наведено результати аналізу математичних залежностей, де визначено основні чинники, що сприяють інтенсивному спрацюванню обладнання: температура, тиск, матеріальне виконання обладнання, агрегатний стан середовища.

На основі аналізу факторів, що сприяють виникненню аварійних ГНВП та ВФ можна простежити недбалість і некомпетентність персоналу, що починається ще на етапах проектування та виготовлення обладнання для буріння, тобто ще до початку робіт на буровій площадці, не говорячи вже про сам процес спорудження свердловини.

Таблиця 1 – Фактори виникнення газонафтоводопроявів та аварійних нафтогазових фонтанів

№	Фактори	Характеристика фактору	Частка від загальної кількості, %	Примітка
1	Організаційні (людські) / Суб'єктивні	Помилки в розрахунках параметрів обладнання	5	Кваліфікація, дисципліна та відповідальність
		Невчасні рішення та дії відповідального персоналу	20	Кваліфікація, дисципліна та відповідальність
		Безвідповідальність, відсутність контролю	40	Кваліфікація, дисципліна та відповідальність
2	Технічні / Суб'єктивні	Відсутність необхідного обладнання на свердловині	25	Відповідальність нафтогазовидобувної компанії
		Неякісне або не готове до використання обладнання	15	Кваліфікація, практичний досвід, відповідальність
3	Технологічні / Суб'єктивні	Невідповідні характеристики бурового розчину	10	Відповідальність нафтогазовидобувної компанії
		Спуско-підймальні операції	20	Кваліфікація, практичний досвід, відповідальність
		Недостатнє промивання або відсутність промивання	8	Кваліфікація, практичний досвід, відповідальність
		Простій	18	Відповідальність нафтогазовидобувної компанії
5	Техногенні / Суб'єктивні / Об'єктивні	Техногенні залежі, міжпластові перетоки, розрив пласта	14	Відповідальність нафтогазовидобувної компанії
6	Геологічні / Об'єктивні	Підвищені пластові тиски, поглинання	23	Складно прогнозовано
7	Аварійні / Суб'єктивні	Аварії, що призвели до виникнення ГНВП або ВФ	13	Кваліфікація, практичний досвід, відповідальність

Таблиця 2 – Впливи ГНВП та ВФ для навколишнього природного середовища

№ з/п	Середовище впливу	Фактори впливу	Наслідки впливу
1	Атмосфера	Забруднення атмосфери CO ₂ , CO, сажа, NO _x , C _n H _m , H ₂ S, SO ₂ , бенз(а)пирена тощо	Підвищена захворюваність органів дихання, присутні випадки гибелі населення прилеглих територій, утворення кислотних дощів, поширення на значні території токсичних сполук з подальшим їх осіданням
2	Гідросфера	Потрапляння у водойми та водоносні горизонти нафти та високомінералізованих пластових вод	Непридатність води для господарського та побутового використання, гибель річкових тварин, риби та рослинності
3	Педосфера	Потрапляння на ґрунтовий покрив нафти та високомінералізованих пластових вод	Непридатність територій для сільськогосподарського використання, опустелювання значних площ
4	Біота	Надходження високотоксичних сполук в середовище існування рослин і тварин	Токсичні ефекти на різних трофічних рівнях.
5	Геологічне	Виникнення карстових та гідродинамічних процесів, що супроводжуються зменшення тиску на пласт, утворенням пустот, воронок просідання, які активізують виникнення землетрусів різної інтенсивності та осіданням земної поверхні	Втрата герметичності експлуатаційної колони, руйнування свердловинного обладнання, будівель та техногенно-небезпечних споруд (наприклад АЕС)

Основні види небезпеки. Згідно [13] аварія - це небезпечна техногенна подія, що створює на об'єкті, визначеній території або акваторії загрозу життю і здоров'ю людей і призводить до руйнування будівель, споруд, обладнання та транспортних засобів, порушення виробничого або транспортного процесу, а також до нанесення шкоди навколишньому природному середовищу. Будь-яка аварія на нафтогазовидобувних об'єктах супроводжується руйнуванням технологічного нафтогазовидобувного та бурового обладнання, самої бурової вежі та прилеглих будівель.

Виникнення ГНВП та ВФ відбувається з неконтрольованим викидом великих мас флюїду в довкілля і виникає забруднення ґрунтів, підземних і поверхневих водойм, атмосфери, знищення рослинності (табл. 2). У період будівництва газових і газоконденсатних свердловин небезпека виділення сірководню в повітря робочої зони і навколишнє середовище істотно зростає при розкритті продуктивних пластів і подальших операціях на гирлі свердловини [1]. Відкритий фонтан на газовій свердловині може бути палаючий і не палаючий. Присутні дані, які відзначають тривалість осадження хімічних сполук, що утворюються при відкритому горінні газів: NO₂, SO₂ – відповідно 6-7 днів; CO₂ та CO – більше року. При спалюванні газу з вмістом сірководню в атмосфері утворюються аерозолі сірчаної кислоти і сірчаноокислого амонію, які знаходяться в ній кілька разів довше, ніж газу і є причиною виникнення кислотних дощів. Для прикладу масштабності катастрофічного екологічного впливу варто навести цитати з матеріалів досліджень [11]: «Висота фонтана

над свердловиною досягала 180м. В процесі згорання нафти і газу утворились і розсіювалися в навколишнє середовище до 3000 тон сірчаних сполук в добу...».

Сам процес ліквідації ВФ несе в собі небезпеку для прилеглих населених пунктів, а зокрема для працюючих ліквідаторів фонтану: теплове випромінювання, звуковий тиск, можливі високі концентрації вибухонебезпечних та токсичних газів, нервово-психічне перенапруження тощо.

Можна дослідити всесторонній негативний екологічний вплив при виникненні ГНВП та ВФ, що супроводжується значними збитками та далеко не завжди є можливість реально оцінити наслідки таких аварійних ситуацій.

Вибір критеріїв. На основі проведеного аналізу причин та наслідків під час діяльності нафтогазовидобувної галузі, а, зокрема, під час спорудження нафтогазових свердловин, та на базі існуючих національних стандартів [14] пропонується ряд критеріїв (табл. 3) для ефективного керування екологічними ризиками і запобіганню виникнення нафтогазових відкритих фонтанів. Критерій – це ознака, на підставі якого формується оцінка якості об'єкта, процесу, мірило такої оцінки [15].

Критерій А1. Для визначення екологічної стабільності території використовують шкалу градації величини коефіцієнту екологічної стабільності земельної території (табл. 4)

Загальний коефіцієнт екологічної стабільності території $K_{E.C}$ розраховується за формулою:

$$K_{E.C.} = (\sum K_{li} \cdot F_i / \sum F_i) \cdot K_P, \quad (1)$$

Таблиця 3 – Критерії системи управління екологічними ризиками в нафтогазовидобувній галузі

№ з/п	Критерії	Складові критерію	Примітка
1	Критерій А Територіальний	А1 Рівень екологічної стабільності території	$K_{E.C}$ - коефіцієнт екологічної стабільності території
		А2 Індивідуальні особливості території впливу спорудження свердловини	Коефіцієнт, що враховує особливості рельєфу, кліматичні характеристики, сезон робіт (потребує доопрацювання)
2	Критерій В Технічний	В1 Наявність та справність необхідного обладнання	Перевірка відповідності, комплектності та справності обладнання
		В2 Ступінь надійності обладнання	$P(t)$ - ймовірність безвідмовної роботи впродовж заданого часу; $\lambda(t)$ - інтенсивність відмов; T_{cp} - середній час безвідмовної роботи; δ - ступінь зносу; $\lambda_{\delta}(\tau)$ - інтенсивність зносових відмов
		В3 Екологічна досконалість обладнання	Рівень використання сучасних технологій запобігання негативним екологічним наслідкам під час аварійних ситуацій
3	Критерій С Технологічний	С1 Якість виконання технологічних процесів	Особлива увага до якості виконання технологічних процесів, при яких присутній високий ризик виникнення ГНВП та ВФ
4	Критерій D Індивідуальний	D1 Практичний досвід працівників	Основним показником практичного досвіду роботи є стаж роботи
		D2 Рівень екологічної компетентності персоналу та керівництва	Показники та рівні сформованості екологічної компетентності у фахівців нафтогазової галузі
		D3 Морально психологічна готовність працівника діяти в екстремальних ситуаціях	Показники, які відображають можливість і здатність вирішувати в екстремальній обстановці складні завдання
5	Критерій E Економічний	E1 Інвестиції в екологізацію обладнання та технологічні процеси	Кількість виділених коштів на модернізацію обладнання та екологізацію технологічних процесів

де K_{Ii} - коефіцієнт екологічної стабільності угідь і-го виду;

F_i - площа угідь і-го виду;

K_p - коефіцієнт морфологічної стабільності рельєфу ($K_p=1$ для стабільних і $K_p=0,7$ для нестабільних територій).

Таблиця 4 – Шкала градації величини коефіцієнта екологічної стабільності земельної території [16]

№ з/п	Екологічна стабільність території	Величина коефіцієнта екологічної стабільності земельної території
1	Нестабільна	< 0,3
2	Нестійко стабільна	0,34-0,50
3	Середньо стабільна	0,51-0,66
4	Стабільна	> 0,67

В табл. 5 наведено нормативні величини коефіцієнтів екологічної стабільності для різних видів земельних угідь [16].

Таблиця 5 – Нормативна величина коефіцієнтів екологічної стабільності для різних видів земельних угідь

№ з/п	Види земельних угідь	Коефіцієнт екологічної стабільності території (K_1)
1	Забудована територія і дороги	0,00
2	Рілля	0,14
3	Виноградники	0,29
4	Лісосмуги	0,38
5	Фруктові сади, чагарники	0,43
6	Городи	0,50
7	Сіножаті	0,62
8	Пасовища	0,68
9	Ставки і болота природного походження	0,79
10	Ліси природного походження	1,00

Критерій А2. До індивідуальних особливостей території впливу спорудження свердловин належить: рельєф, гідрологічна мережа, густина населення, кліматичні характеристики тощо. Для даного критерію необхідно визначити шкалу градацій величин коефіцієнта, яка дасть можливість встановити рівень екологічної небезпеки при аварійних ситуаціях на різних етапах життєвого циклу свердловин.

Критерій В1. Параметр «Наявності та справності необхідного обладнання» повинен реалізовуватись методом перевірки і контролю наявного та необхідного обладнання його справності і комплектності.

Критерій В2. Ступінь надійності обладнання описує теорія надійності. Надійність – це властивість об'єкта зберігати у часі в установлених межах значення всіх параметрів, які характеризують здатність виконувати потрібні функції в заданих режимах та умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання та транспортування [17]. Надійність є комплексною властивістю, що залежно від призначення об'єкта і умов його застосування, може містити в собі безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність та збережуваність чи певні поєднання цих властивостей [18].

В теорії надійності є ряд критеріїв надійності системи:

- ймовірність безвідмовної роботи впродовж заданого часу $P(t)$
- інтенсивність відмов $\lambda(t)$
- середній час безвідмовної роботи T_{cp}

Ймовірність безвідмовної роботи протягом заданого часу визначається:

$$P(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (2)$$

Інтенсивність відмов – це відношення середньої кількості елементів системи, які відмовили $n_{\sigma}(t)$ до середньої кількості безвідмовно працюючих елементів системи за час $n_{\sigma\sigma}(t)$ в межах кількості елементів, які досліджуються.

$$\lambda(t) = \frac{n_{\sigma}(t)}{n_{\sigma\sigma}(t)} \quad (3)$$

Середній час безвідмовної роботи:

$$T_{cp} = \int_0^{\infty} e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} dt \quad (4)$$

Ступінь зносу може бути визначена як відношення фактичного стоншення стінки об'єкта Δt_{ϕ} до максимально можливого Δt_{\max} при досягненні стінкою розрахункової товщини [12]:

$$\delta = \frac{\Delta t_{\phi}}{\Delta t_{\max}} \quad (5)$$

В процесі експлуатації об'єкта параметр δ під дією випадкових і детермінованих чинників змінюється і досягає згодом граничного значення $[\delta] = 1$ при $\Delta t_{\phi} = \Delta t_{\max}$ після чого стан об'єкта вважається неприцездатним і кваліфікується як відмова.

Інтенсивність зносних відмов $\lambda_{\delta}(\tau)$ у відповідності з положеннями теорії надійності може бути представлена таким чином:

$$\lambda_{\delta}(\tau) = \frac{f(\tau)}{P(\tau)} = \frac{f(\tau)}{1-Q(\tau)}; \quad (6)$$

де $f(\tau)$ - густина розподілу ймовірності відмови;

$P(\tau)$ - ймовірність безвідмовної роботи;

$Q(\tau)$ - ймовірність відмови.

Точкова оцінка інтенсивності відмов виражається:

$$\lambda_{\delta}(\tau) = \frac{\exp\left(-\frac{u^2}{2}\right)}{0.5 \cdot \sqrt{2\pi} + \int_0^u \exp\left(-\frac{u^2}{2}\right) du}; \quad (7)$$

де u - квантиль нормального розподілу.

Критерій В3. Виконання критерію досконалості обладнання полягає в оцінці наявності та використання сучасного досконалого обладнання, яке забезпечує екологічну та промислову безпеку і запобігає виникненню значних збитків, як екологічного, так і соціального характеру. На даний час існують розробки систем автоблокування та автоматичного управління і регулювання промисловою та екологічною безпекою, яка дозволяє уникнути в аварійних ситуаціях розриву апарату [19].

Критерій С1. Якість виконання технологічних процесів залежить від якості обладнання, якості необхідних реагентів, а також компетентності відповідальної особи під час прийняття рішень. Ефективність реалізації різних варіантів технологічного процесу може бути кількісно визначена, тобто виражена за допомогою певної величини: критерію ефективності.

Критерій D1. Практичний досвід працівників оцінюється стажем роботи.

Критерій D2. На підприємствах нафтогазової галузі необхідні підвищені вимоги до екологічної компетентності фахівців та керівництва галузі. Одним із способів формування екологічної компетентності у фахівців є додаткова професійна підготовка, що забезпечує безперервність освіти і формування додаткових компетенцій у досвідчених фахівців.

В роботі [20] представлено технологію формування екологічної компетентності у фахівців нафтогазової галузі в системі додаткової професійної підготовки. Визначено показники сформованості екологічної компетентності за рівнями (табл. 6).

Критерій D3. Морально психологічна готовність працівника діяти в екстремальних ситуаціях повинна відпрацьовуватись під час додаткової професійної підготовки. Часто виникають проблеми при застосуванні теоретичних знань у конкретній практичній справі, вирішенні нетипових питань. Психологічна готовність до дій в аварійних ситуаціях – найважливіша складова всебічної професійної підготовленості, суттєва передумова попередження

Таблиця 6 – Показники та рівні сформованості екологічної компетентності у фахівців нафтогазової галузі

№ з/п	Рівні сформованості екологічної компетентності	Показники сформованості екологічної компетентності у фахівця нафтогазової галузі
1	Високий	Прогнозування екологічної ситуації на стадії проектно-пошукових робіт, і при проектуванні та розміщенні об'єктів нафтогазового комплексу.
		Використання інноваційних методів, спрямованих на збереження і поліпшення природного середовища.
		Попередження і своєчасне рішення екологічних проблем.
		Попередження і сучасні методи ліквідації надзвичайних ситуацій на підприємствах нафтогазової галузі.
2	Середній	Організація роботи з проведення екологічної експертизи та екологічного моніторингу.
		Розробка плану заходів щодо зменшення впливу на навколишнє середовище.
		Готовність до надзвичайних ситуацій на підприємстві.
		Визначення шкоди навколишньому середовищу від забруднень.
		Визначення ступеня зносу нафтопромислового обладнання, магістральних трубопроводів.
3	Низький	Застосування отриманих знань і накопиченого досвіду в професійній діяльності.
		Мінімальний вплив на навколишнє природне середовище в процесі здійснення професійної діяльності.
		Готовність до виникаючих змін на виробництві.

Таблиця 7 – Рівні основних показників психологічної готовності

№ з/п	Рівень психологічної готовності до дій в екстремальних ситуаціях	Показник сформованості психологічної готовності працівника до дій в екстремальних ситуаціях
1	Високий	Стабільна активність до набуття знань, навиків і умінь зі своєї спеціальності; бажання удосконалювати важливі психолого-професійні якості; відповідальне ставлення до психологічного загартування; свідомо орієнтація щодо виконання обов'язків; впевненість у досягненні професійної майстерності; прийняття і виконання настанов на активні цілеспрямовані дії.
2	Середній	Неповна стабільність наполегливості у набутті необхідних знань, якостей; непостійна активність на підготовчих заняттях; нестійке прагнення у досягненні майстерності; недостатня впевненість у самостійних діях у кризових ситуаціях; нечітка настанова на переборення труднощів; недостатнє прагнення до результату дій.
3	Недостатній	Епізодичні прояви самостійності в навчанні та практичній роботі; відсутність бажання удосконалювати психолого-спеціальні якості, уміння і навиків; невміння долати труднощі в надзвичайних ситуаціях.

масштабних екологічних збитків. Психологічна готовність будь-якого робітника бурової адекватно діяти при виникненні факторів, що можуть передувати ГНВП та ВФ – це важливий професійний стан його особистості, що характеризує його можливість і здатність вирішувати в екстремальній обстановці складні завдання.

Існують дослідження психологів [21], де встановлено рівні основних показників психологічної готовності (табл. 7): високий, середній, недостатній. Показниками психологічної готовності є: прагнення до активних, практичних

дій в надзвичайній ситуації; почуття відповідальності за свою всебічну підготовленість; поінформованість про особливості діяльності в екстремальних умовах; настрої на подолання труднощів в умовах безпеки.

Критерій Е1. Даний критерій оцінюється рівнем інвестицій в модернізацію наявного бурового обладнання, впровадження нових екологічно безпечних технологій та обладнання. Так, наприклад, пропонуються розробки нової насосно-циркуляційної системи та її окремих блоків, яка мінімізує надходження в довкілля

агресивних забруднюючих речовин, що присутні при спорудженні нафтогазових свердловин [22]. Необхідно реалізувати на виробництві сучасні технології, що дадуть можливість запобігти значним екологічно небезпечним аварійним ситуаціям.

Запропоновані критерії дозволяють керувати екологічними ризиками в напрямку їх мінімізації та запобігати широкомасштабним аварійним ситуаціям на різних етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин. Подальша робота повинна спрямовуватися на вдосконалення форми оцінки даних критеріїв.

Висновки та рекомендації

Враховуючи положення стандартів серії ISO 14000, де зазначено необхідність постійного покращення всіх етапів життєвого циклу в системі екологічного управління, нафтогазовидобувна галузь потребує значної модернізації в напрямку екологізації як свідомості персоналу, так всіх процесів та обладнання. Тому робота направлена на підвищення ефективності системи управління екологічними ризиками при спорудженні та експлуатації нафтогазових свердловин.

Проведено аналіз причин виникнення аварійних нафтогазових фонтанів на різних етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин. Наведено фактори, що передували виникненню газонафтоводопроявів та відкритих фонтанів на понад 100 свердловинах із доступних джерел інформації в різних умовах їх експлуатації. Фактори згруповано в окремі напрямки та виділено найбільш впливові. Підтверджено важливість організаційного (людського фактору) у формуванні передумов виникнення аварійних нафтогазових фонтанів.

Встановлено основні види небезпек для довкілля, які виникають при аварійних нафтогазових фонтанах, що дозволяє оцінювати та аналізувати наслідки при виникненні ГНВП та ВФ.

Проведено вибір критеріїв системи управління екологічними ризиками для запобігання виникнення небажаних наслідків на досліджуваних об'єктах. Наведено основні складові критеріїв та можливості визначення їх числових значень. Запропоновані критерії дають змогу адекватно оцінити реальну загрозу та розробити конкретні дії для запобігання виникнення аварійних ситуацій.

Література

1 Чувилов В.Н. Прогнозирование загрязнения атмосферы возможными аварийными выбросами сероводородосодержащего газа при строительстве скважин на Астраханском ГКМ: дис. на соиск. уч. степени канд. геогр. наук: спец. 25.00.23 «Физическая география и биогеография, география почв и геохимия ландшафтов» / В.Н. Чувилов – А., 2002. – 152 с.

2 Берзіна С.В. Системи екологічного управління. Довідниковий посібник з впрова-

дження міжнародних стандартів серії ISO 14000 / С.В. Берзіна. – К.: Aiva Plus Ltd, 2009. – 62 с.

3 Хаустов А.П. Чрезвычайные ситуации и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе / А.П. Хаустов, М.М. Редина // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/499075302>

4 Pittinger C.A. A Multi-Stakeholder Framework for Ecological Risk Management: Summary of a SETAC Technical Workshop / C.A. Pittinger, R. Bachman, A.L. Barton et al., Retrieved from: https://c.yimcdn.com/sites/www.setac.org/resource/resmgr/publications_and_resources/ermsummbklet.pdf

5 Rutgers M. Site-specific ecological risks: A basic approach to the function-specific assessment of soil pollution / M. Rutgers, J.H. Faber, J.F. Postma and H. Eijsackers – Wageningen: The Netherlands Integrated Soil Research Programme (Rapporten Programma Geïntegreerd Bodemonderzoek, volume 28) – 18 p., 1 app.

6 Семенова К.Д. Організація системи управління ризиками на підприємстві / К. Д. Семенова, К. І. Тарасова // Вісник соціально-економічних досліджень: зб. наук. праць. – Одеса: Одеський національний економічний університет, 2015. – Вип. 3. – № 58. – С. 221–227.

7 Хаустов А.П. Экологическое проектирование и риск анализ / А.П. Хаустов, М.М. Редина, П.Ю. Силаева. – М.: РУДН, 2008. – 320 с.

8 Хвесик М.А. Екологічна модернізація в системі природно-техногенної та екологічної безпеки / [М.А. Хвесик, А.В. Степаненко, Г.О. Обиход та ін.]; за наук. ред. д.е.н., проф., акад. НААН України М.А. Хвесика. – К.: Державна установа «Інститут економіки природокористування та сталого розвитку Національної академії наук України», 2016. – 455 с.

9 Добровольський В.В. Екологічні знання. / В.В. Добровольський. – Київ: Професіонал, 2014. – 299 с.

10 Яцишин Т.М. Аналіз впливу аварійних ситуацій на навколишнє середовище при бурінні нафтогазових свердловин / Т.М. Яцишин // Моделювання та інформаційні технології. – 2017. – Ви. 78. – С. 81-87.

11 Кузьменко В. А. Газонефтеводопроявления и открытые фонтаны в период с 1944 по 2000 годы. Обстоятельства и причины их возникновения / В. А. Кузьменко. – Киев, 2006. – 521 с.

12 Хлуденёв С.А. Оценка воздействия нефтехимических производств на объекты окружающей среды при различных условиях функционирования: дис. на соиск. уч. степени канд. тех. наук: спец. 03.00.16 «Экология» / С.А. Хлуденёв. – П., 2007. – 165 с.

13 ГОСТ 22.0.05-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения. <http://docs.cntd.ru/document/gost-22-0-05-97>.

14 ДСТУ ISO 14031:2004 Екологічне керування. Настанови щодо оцінювання екологічної характеристики.

15 Экономика и право: словарь-справочник / Л. П. Кураков, В. Л. Кураков, А. Л. Кураков. – М.: Вуз и школа. 2004. Режим доступу: https://dic.academic.ru/dic.nsf/dic_economic_law/7103/%D0%9A%D0%A0%D0%98%D0%A2%D0%95%D0%A0%D0%98%D0%98

16 Коренюк П.І. Методологічні засади визначення інтегрального показника екологічного стану земельної території / П.І. Коренюк // Екологія і природокористування. – 2003. – Вип. 6. – С. 85-91

17 ДСТУ 2860-94 Надійність техніки. Терміни та визначення

18 Васілевський О.М. Нормування показників надійності технічних засобів: навчальний посібник / О. М. Васілевський, О. Г. Ігнатенко. – Вінниця: ВНТУ, 2013. – 160 с.

19 Патент России на изобретение № 2345397 2009. Система автоматического управления и регулирования промышленной и экологической безопасностью оборудования с пожаровзрывоопасным продуктом для процесса с высокой энергией / Зиновьев А.П., Рыжов Г.И., Зиновьев С. А., Рыжов И. Г. – Дата рег.: 20.03.2007. Номер заявки: 2007110303/09

20 Насрутдинова Л.С. Технология формирования экологической компетентности у специалистов нефтегазовой отрасли в системе дополнительной профессиональной подготовки / Л.С. Насрутдинова // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 4. – С. 105.

21 Психологічна готовність до дій у надзвичайних ситуаціях / Б. І. Фурманець // Проблеми екстремальної та кризової психології / Нац. ун-т цивільного захисту України. – Харків, 2007. – Вип. 1. – С. 289–303. Режим доступу: <http://nuczu.edu.ua/sciencearchive/ProblemsOfExtremeAndCrisisPsychology/vol1/31.pdf>

22 Патент України на корисну модель №123713 Насосно-циркуляційна система бурової установки / Лях М.М., Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М., Сидоренко О.І. Заявка № u 2017 07840; від 12.03.2018. Опубл. 12.03.2018, Бюл. №5.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
31.05.18*

*Рекомендована до друку
професором Федоришиним Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Винничуком С.Д.
(Інститут проблем моделювання в енергетиці
ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ)*

ВИКОРИСТАННЯ ГАММА-СПЕКТРОМЕТРІЇ ТА ГАММА-ГАММА-ГУСТИННОГО КАРОТАЖУ ДЛЯ ВИВЧЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ СКЛАДНОПОБУДОВАНИХ РОЗРІЗІВ

В.В. Федорів

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: volodimir_fedoriv@email.ua*

Розглядаються результати дослідження фільтраційно-емнісних характеристик порід-колекторів складнопобудованого розрізу неогенових відкладів Летнянського газоконденсатного родовища. Наведено петрофізичну модель для визначення об'ємного вмісту основних компонентів порід-колекторів нафти і газу за даними гамма-гамма-густинного каротажу та спектрометричного гамма-каротажу. Показано петрофізичну модель спільного використання результатів гамма-спектрометрії та гамма-гамма-густинного каротажу.

У результаті аналізу даних встановлено, що між вмістом урану та об'ємною густиною існує тісний зв'язок. Також слід вказати на тісний зв'язок між твердою органічною речовиною та вмістом торію.

Показано, що в умовах складнопобудованих колекторів комплексна обробка даних СГК і ГГК-Г дозволяє кількісно визначати в складних колекторах такі параметри, як глинистість, пористість, вміст твердої органічної речовини та густину породи.

Ключові слова: порода-колектор, густина, тверда органічна речовина.

Рассматриваются результаты исследования фильтрационно-емкостных характеристик пород-коллекторов разреза сложного типа неогеновых отложений Летнянского газоконденсатного месторождения. Приведены петрофизические модели для определения объемного содержания основных компонентов пород-коллекторов нефти и газа по данным гамма-гамма-плотностного каротажа и спектрометрического гамма-каротажа. Рассмотрена петрофизическая модель совместного использования результатов гамма-спектрометрии и гамма-гамма-плотностного каротажа.

В результате анализа данных установлено, что между содержанием урана и объемной плотностью существует тесная связь. Также следует отметить тесную связь между твердым органическим веществом и содержанием тория.

Показано, что в условиях коллекторов сложного типа комплексная обработка данных СГК и ГГК-Г позволяет количественно определять в сложных коллекторах такие параметры, как глинистость, пористость, содержание твердого органического вещества и плотность породы.

Ключевые слова: порода-коллектор, плотность, твердое органическое вещество.

The results of the study of the poroperm properties of the complex structure reservoir rocks of the neogene deposits at the Letnianskyi gas condensate field are considered. The petrophysical model for determining the bulk content of the main components of oil and gas reservoirs is given by data of gamma-gamma-density logging and spectrometric gamma-logging. The petrophysical model of the joint use of the results of gamma-spectrometry and gamma-gamma-density logging is shown.

As a result of data analysis, it has been established that there is a close relationship between uranium content and bulk density. It should also be noted that there is a close relationship between the solid organic matter and the thorium content.

It has been shown that under the conditions of complex structure reservoirs, the complex processing of data of gamma spectrometry and gamma-gamma-density logging allows quantitatively to determine the following parameters in complex structures: clayness, porosity, content of solid organic matter and rock density.

Key words: reservoir rock, density, solid organic matter.

Актуальність. Вивчення фільтраційно-емнісних характеристик порід-колекторів є невід'ємною складовою процесу встановлення промислової цінності родовищ нафти і газу, розроблення і вдосконалення методів кількісної оцінки прогнозних ресурсів. Одним із кількісних показників є коефіцієнт пористості. Методичні засади щодо визначення коефіцієнта пористості за даними геофізичних досліджень свердловин висвітлено у багатьох працях та методичних рекомендаціях [1, 2, 3]. Складна будова порід-колекторів зумовлює розроблення нових методичних підходів для вирішення вищезгаданого питання.

Визначення коефіцієнта пористості проводиться за рядом методів промислової геофізики, а саме: за результатами електрометрії, акустичного каротажу, нейтронних методів та гамма-гамма-густинного каротажу. Використання результатів електрометрії не завжди є можливим, так як на даний час є багато обсаджених свердловин, які потребують переінтерпретації результатів промислової геофізики, а проводити дані методи в таких свердловинах – недоречно.

Одним із методів, який дасть нам інформацію як у обсаджених, так і у необсаджених свердловинах є гамма-гамма-густильний каротаж,

але при визначенні густини скелету породи в складних геологічних розрізах виникає ряд труднощів. Для підвищення інформативності даного методу слід використовувати результати спектрометрії, яку також можна проводити у обсаджених свердловинах.

Аналіз опублікованих праць. Встановлення достовірних фільтраційно-емісійних характеристик порід-колекторів складних геологічних розрізів свердловинах стає все більше актуальним. Достатньо ефективними та розвинутими методами при визначенні коефіцієнта пористості порід-колекторів є нейтронні методи та гамма-гамма-густинний [4, 5, 6, 7]. Особливості застосування методів радіометрії для визначення пористості колекторів розглянуто в [1, 2, 3, 7]. Питанням використання результатів гамма-спектрометрії при вирішенні задач промислової геофізики займалось ряд вчених, а саме Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е., Петров Г.А., Соколова Т.Ф., Фергл В.Х. та інші [5, 8, 4, 9, 6, 7].

Мета даної статті – удосконалити петрофізичну модель інтерпретації результатів гамма-спектрометрії та гамма-гамма-густинного каротажу для врахування вмісту компонентів породи при визначенні колекторських властивостей порід-колекторів складнобудованих розрізів.

Методи дослідження. Основними методами досліджень є математичне моделювання експериментальних лабораторних та свердловинних досліджень методами гамма-спектрометрії та ГГК-Г петрофізичних параметрів порід-колекторів продуктивних горизонтів неогенових відкладів Летнянського газоконденсатного родовища.

Летнянське газоконденсатне родовище розташоване у Дрогобицькому, Стрийському та Миколаївському районах Львівської області на відстані 15 км від м. Стрий. Воно приурочене до північно-західної частини Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони.

Летнянська структура складена гельветськими, баденськими і сарматськими утвореннями, які значною мірою облягають розмиту поверхню юрських і крейдових порід. По гіпсоангідритовому горизонту вона розбита поперечними тектонічними порушеннями амплітудою 20-70 м на чотири блоки: Опарський, Летнянський, Ланівський і Нежухівський. Ці блоки нижче горизонту НД-13 розчленовані поздовжніми тектонічними розривами на північні і південні частини. На північному сході Опарського і Летнянського блоків додатково виділяються грабени. На південний захід від Летнянського розташований Гайський блок, з яким пов'язане Гайське родовище.

Газові і газоконденсатні поклади Летнянського родовища розташовані у всіх блоках. Продуктивні горизонти неогенових відкладів представлені перешаруванням аргілітів, аргілітоподібних глин, алевролітів, світло-сірих піс-

ковиків з рідкими прошарками туфів та туфитів, а також наявністю піриту.

У складі порід-колекторів продуктивних горизонтів присутні компоненти, які відрізняються за фізичними властивостями: глинисті, кременісті і карбонатні породи, тверді органічні речовини, пірит, газ, газоконденсат та вода. Тип колекторів – тріщинувато-поровий. Густина твердої фази не стабільна (змінюється в межах $2,1 \div 2,9 \text{ г/см}^3$), що обумовлено, перш за все, високим вмістом твердої органічної речовини [10].

Оцінка пористості теригенних глинистих колекторів методами ГДС проводиться за даними нейтронного, акустичного та електричного каротажів [4]. Однак використання цих методів сильно ускладнене.

Наявність глинистого мінералу в породі значно ускладнює обробку даних АК. Врахування впливу глинистості є вкрай складним у випадку використання нейтронних методів для оцінки пористості теригенних колекторів. Застосування електричних методів також ускладнюється за наявності в породах глинистого матеріалу.

Загалом застосування електричного, акустичного та нейтронного каротажів для визначення пористості теригенних колекторів пов'язане із значними труднощами, перш за все через складність врахування впливу глинистості на дані методи.

Це послужило передумовою до ідеї використання комплексу ГГКГ і СГК та їх спільної інтерпретації.

Математичний опис моделі виглядає наступним чином:

$$\delta[U] = [U_{\text{тор}}] \cdot \delta_{\text{тор}} \cdot K_{\text{тор}}, \quad (1)$$

$$\delta[Th] = [Th_{\text{ск}}] \cdot \delta_{\text{ск}} \cdot (1 - K_{\text{п}} - K_{\text{гл}} - K_{\text{тор}}) + [Th_{\text{гл}}] \cdot \delta_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}}; \quad (2)$$

$$\delta[K] = [K_{\text{ск}}] \cdot \delta_{\text{ск}} \cdot (1 - K_{\text{п}} - K_{\text{гл}} - K_{\text{тор}}) + [K_{\text{гл}}] \cdot \delta_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}}; \quad (3)$$

$$\delta = \delta_{\text{ск}} \cdot (1 - K_{\text{п}} - K_{\text{гл}} - K_{\text{тор}}) + \delta_{\text{тор}} \cdot K_{\text{тор}} + \delta_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}} + \delta_{\text{ф}} \cdot K_{\text{п}}, \quad (4)$$

де K, U, Th – масовий вміст природних радіоактивних елементів в породі, а індекс вказує на масовий вміст відповідних радіонуклідів у різних компонентах;

$K_{\text{п}}, K_{\text{гл}}, K_{\text{тор}}$ – шукані параметри;

δ – об'ємна густина, кг/м^3 ;

$\delta_{\text{ск}}, \delta_{\text{гл}}, \delta_{\text{ф}}, \delta_{\text{тор}}$ – густина, відповідно, скелету породи, глини, флюїду, що заповнює пори, та твердої органічної речовини кг/м^3 .

При неінформативності калію, коли він одночасно присутній у різних компонентах породи у рівних, відносно, кількостях, рівняння (3) вилучається. Замість нього використовується рівняння (4), яке часто спростовується, оскільки $\delta_{\text{ск}} = \delta_{\text{гл}}$. У даному випадку набуває вигляду:

$$\delta = \delta_{\text{ск}} \cdot (1 - K_{\text{п}} - K_{\text{тор}}) + \delta_{\text{тор}} \cdot K_{\text{тор}} + \delta_{\text{ф}} \cdot K_{\text{п}}. \quad (5)$$

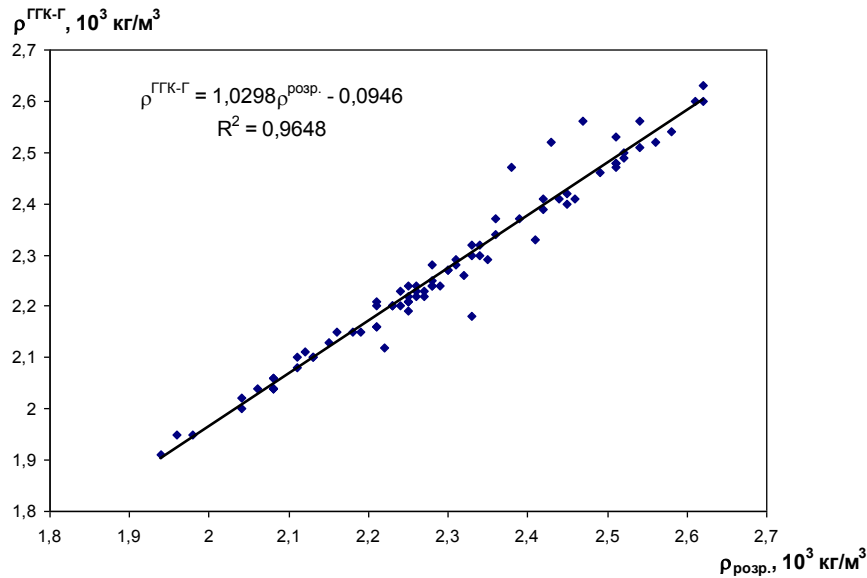


Рисунок 1 – Зіставлення пористості, отриманої за даними ГГК-Г, із пористістю, отриманою шляхом розрахунку

Для апробації даної методики були взяті результати досліджень гамма-гамма-густинного каротажу і гамма-спектрометрії неогенових відкладів Летнянського газоконденсатного родовища. Результати даної методики порівнювались з даними кернавого матеріалу, відібраного із даних відкладів. Встановлено, що пористість коливається в межах 2÷20 %. У середньому по розрізу $K_n=9,5\%$. Дещо понижена густина ($\delta=2,15\div 2,4\text{ г/см}^3$), що відмічається калієм наявність в породі великої кількості твердих органічних речовин (ТОР) (до 30 %). Великий вміст ТОР припадає на високобітумінозні глини. Нами встановлено зв'язок між вмістом урану і $S_{орг}$, причому вміст ТОР контролюється об'ємною густиною [11]. Середнє значення $K_{тор}$ по розрізу складає 12,8 %. Вміст глинистого матеріалу у породі достатньо стабільний по всьому розрізу ($K_{гл}=32,6\%$), хоча і зустрічається декілька пластів із більш високими значеннями. Дані пласти, ймовірно, є покришками.

Для контролю отриманих величин за рівнянням (4), яке враховує зв'язки окремих компонент, розраховувалось значення пористості породи і порівнювалось із значеннями, які отримані за даними ГГК-Г. Розбіжність складала від 0,03 до $7\cdot 10^{-4}\text{ г/см}^3$ (у середньому $0,02\text{ г/см}^3$), що говорить про достатньо хорошу точність. Порівняння отриманих результатів відображено на рисунку 1. У таблиці 1 приведені об'ємні вмісти компонент K_n , $K_{гл}$, $K_{тор}$ та об'ємної густини неогенових відкладів Летнянського газоконденсатного родовища.

У розрізі свердловини ХХ-Летня більшість порід мають пористість $7,5\div 11,5\%$, вміст органіки змінюється в діапазоні 4÷40 % і залежить від типу породи, середня густина складає $\delta=2,23\text{ г/см}^3$. Отримані результати добре узгоджуються з [10].

Таблиця 1 – Петрофізична характеристика неогенових відкладів газоконденсатного Летнянського родовища

Інтервали	δ , г/см ³	K_n , %	$K_{гл}$, %	$K_{тор}$, %
ХХ57,8- ХХ62,2	2,21	8,30	46,6	21,9
	2,20	3,10	51,9	27,5
	2,20	5,70	60,3	31,1
	2,24	7,60	50,7	23,2
	2,27	6,00	42,2	19,1
ХХ62,2- ХХ66,5	2,24	7,80	34,0	22,8
	2,18	9,9	45,7	21,9
	2,24	11,3	35,0	16,6
	2,34	11,8	32,9	14,0
	3,19	10,2	23,4	13,6
ХХ66,5- ХХ70,7	2,28	14,1	28,0	12,3
	2,33	13,6	20,9	9,5
	2,31	16,1	21,5	6,6
	2,25	17,3	18,9	8,9
	2,25	15,5	21,9	11,0
ХХ70,7- ХХ74,8	2,30	14,9	27,3	8,6
	2,26	13,8	24,6	12,4
	2,28	13,2	36,0	11,9
	2,26	8,9	38,6	18,1
ХХ74,8- ХХ78,6	2,44	14,5	37,5	17,2
	2,27	10,8	23,7	11,0
	2,23	17,9	29,0	9,4
ХХ74,8- ХХ78,6	2,27	15,0	31,3	10,4

З рисунку 2 видно відсутність кореляційного зв'язку між глинистістю та вмістом калію та торію, оскільки мінеральний (кварц-польовошпатовий) скелет збагачений калієвими польовими шпатами (рис. 2), але при цьому спостерігається тісний кореляційний зв'язок між глинистістю та вмістом урану (рис. 3).

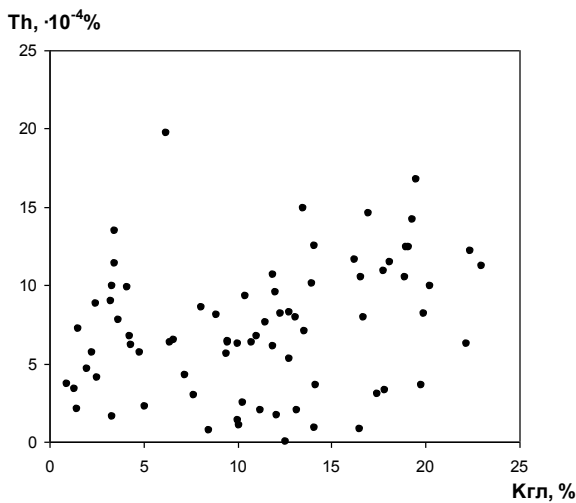
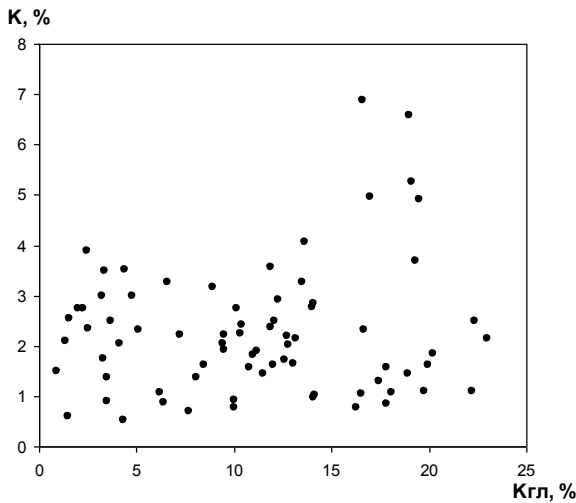


Рисунок 2 – Зіставлення вмісту калію та торію з об’ємною глинистістю

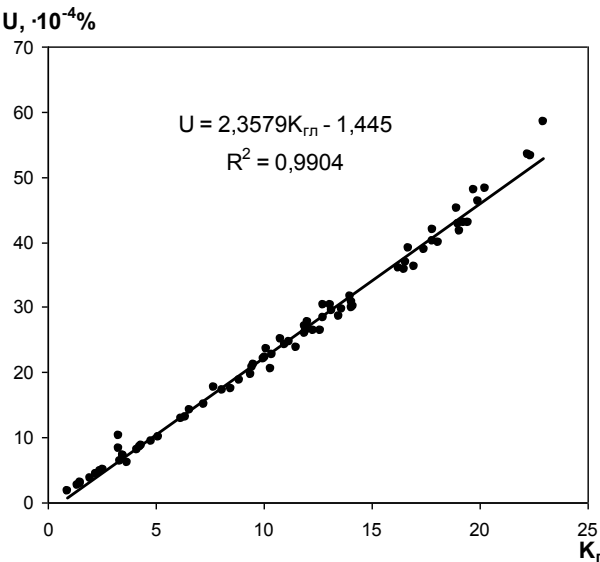


Рисунок 3 – Зіставлення вмісту урану з об’ємною глинистістю

У результаті аналізу отриманої геолого-геофізичної інформації нами відмічено певний зв’язок між об’ємним вмістом урану та об’ємною густиною (рис. 4).

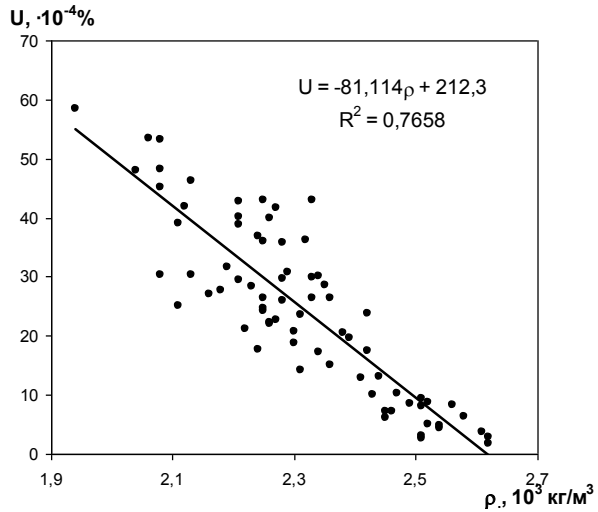


Рисунок 4 – Зіставлення вмісту урану з об’ємною густиною

Для оцінки впливу похибок вхідних даних при розв’язуванні системи петрофізичних рівнянь ГГК-Г і SGK відносно об’ємних вмістів TOP, глинистого матеріалу і коефіцієнта пористості проводилось імітаційне моделювання.

При цьому похибки визначення об’ємних вмістів компонент визначаються двома групами факторів. Перша група факторів включає похибки петрофізичного налаштування компонент, які наведені у матриці петрофізичного налаштування (табл. 2), оскільки глинистий матеріал і органічна речовина (кероген) характеризуються високими вмістами торію і урану відповідно, та дані елементи матриці петрофізичного налаштування визначаються з малими похибками (області високих концентрацій).

Друга група факторів, які визначають похибку петрофізичної інтерпретації, включає похибки визначення масових вмістів калію, урану та торію, а також похибку визначення густини за даними ГГК-Г. Відносні похибки масових вмістів природних радіоактивних елементів детально визначено рядом науковців [5, 8]. Стосовно об’ємної густини, наявні дані дозволяють стверджувати, що вона визначається з абсолютною похибкою не більше $\pm 0,05$ г/см³.

Похибки петрофізичної інтерпретації також вивчались шляхом імітаційного моделювання. На вхід імітаційного моделювання подавались масові вмісти калію, урану та торію з відповідними оцінками абсолютних похибок їх визначення, а також параметри петрофізичного налаштування з відповідними похибками. При обробці результатів петрофізичного налаштування було загальне. Результати представлені на рисунку 5 у виді залежностей визначення K_p , $K_{гл}$, $K_{тор}$ від середніх значень величин, що визначались. З найбільшою похибкою визначається коефіцієнт глинистості (мінімальна відносна похибка складає 43 %, при високій глинистості >50 %).

З найменшою похибкою визначається $K_{тор}$, завдяки значному контрасту керогену з іншими компонентами за густиною та вмістом урану.

Таблиця 2 – Матриця петрофізичних характеристик для інтерпретації даними гамма-гамма-густинного каротажу та спектрометрії гамма-випромінювань природної радіоактивності

n	m	1 – скелет	2 – ТОР	3 – глина	4 – флюїд
1	K, %	1	0	1.5	0
2	U, ·10 ⁻⁴ %	6	450	10	0
3	Th, ·10 ⁻⁴ %	0.5	0	25	0
4	δ, ·10 ³ кг/м ³	2.73	1.1	2.63-2.72	0.8

Коефіцієнт пористості визначався з відносною похибкою <40 % при K_n>5 % і <25 % при K_n>10 %, що в даних умовах можна вважати задовільним результатом. Тому, як відзначалось вище, ні за даними нейтронних методів, ні за акустичним каротажем пористість не вдається визначити.

Рисунок 5 показує, що похибка визначення глинистості перевищує похибку визначення пористості та ТОР. Це пов'язано з невеликим контрастом фізичних властивостей глинистого матеріалу та інших компонент (за мінералогічною густиною, вмістом калію і урану), а також незмінністю петрофізичного налаштування, яке не враховує зміну складу глин з глибиною.

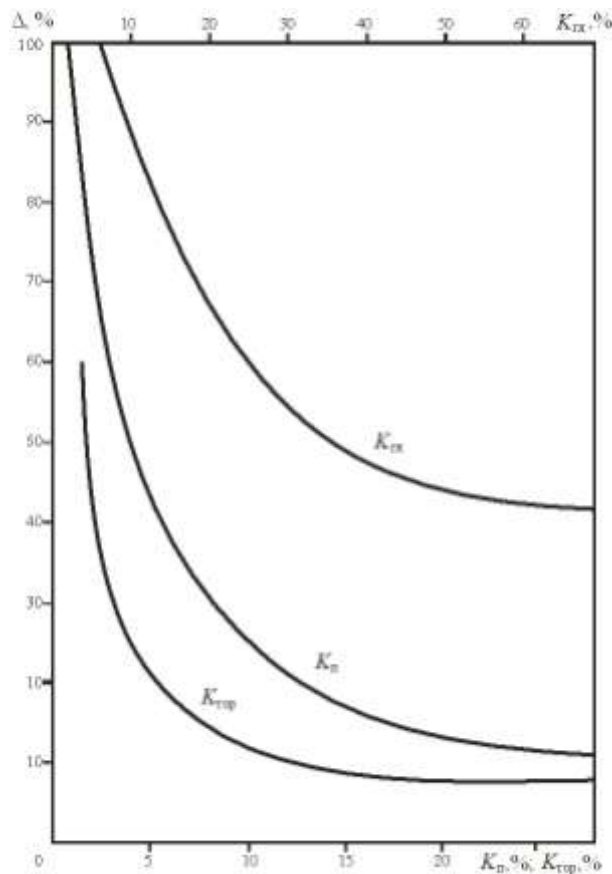


Рисунок 5 – Відносні похибки Δ визначення об'ємних вмістів компонентів (K_п, K_г, K_{тор}) за даними SGK та ГГК-Г

Даний результат є, звичайно, оцінкою зверху (максимальна величина похибки). Реальна можливість більш точного визначення глинистості пов'язана з ідентифікацією типу переважаючого глинистого мінералу за відношенням.

З метою спільного використання результатів гамма-спектрометрії та гамма-гамма-густинного каротажу було побудовано ряд петрофізичних моделей за результатами досліджень даних методів. Так, слід відзначити, що існує достатньо тісний зв'язок між твердою органічною речовиною та об'ємним вмістом торію (рис. 6).

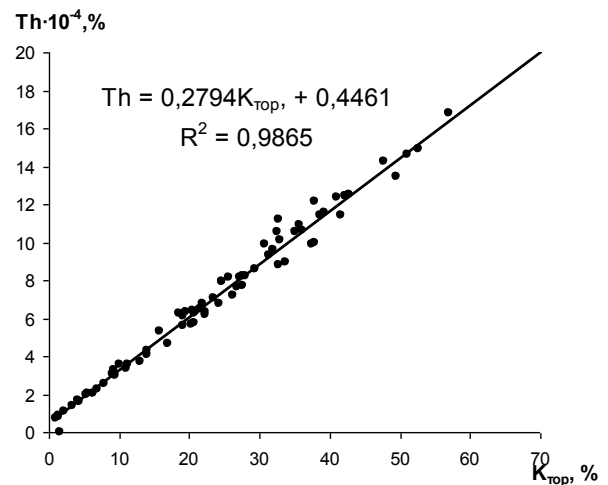


Рисунок 6 – Зіставлення об'ємного вмісту твердої речовини K_{тор} з об'ємним вмістом торію

Побудована петрофізична модель зв'язку пористості та об'ємної густини свідчить про достатній зв'язок даних параметрів і результати гамма-гамма-густинного каротажу. Її можна використовувати при визначенні пористості неогенових відкладів Летнянського родовища (рис. 7). Також слід відмітити про відсутність кореляційного зв'язку між глинистістю та вмістом об'ємним вмістом твердої органічної речовини (рис. 8).

Висновки та завдання подальших досліджень. Таким чином встановлено, що для петрофізичної інтерпретації даних ГГК-Г (визначення об'ємної густини) необхідно мати інформацію гамма-спектрометричних досліджень (об'ємний вміст компонентів породи). Запропонована петрофізична модель для визначення об'ємних вмістів основних компонентів складнопобудованих колекторів за результатами гамма-спектрометрії та ГГК-Г значно підвищує інформативність останнього.

Оцінено вплив похибки вхідних даних на результати визначення пористості, глинистості та вмісту твердої органічної речовини за результатами комплексної інтерпретації SGK та ГГК-Г.

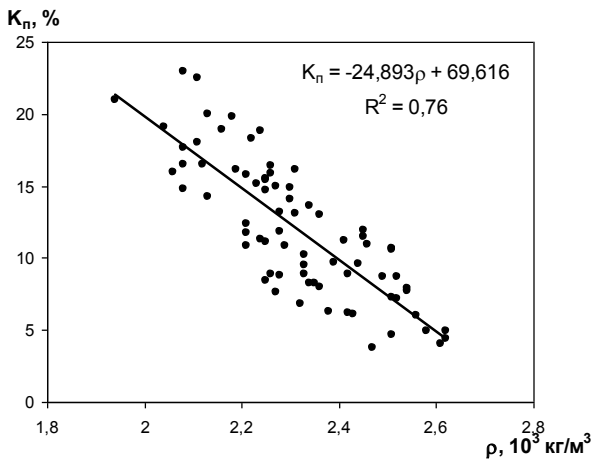


Рисунок 7 – Зіставлення об’ємного вмісту твердої речовини $K_{\text{тор}}$ з об’ємним вмістом торію

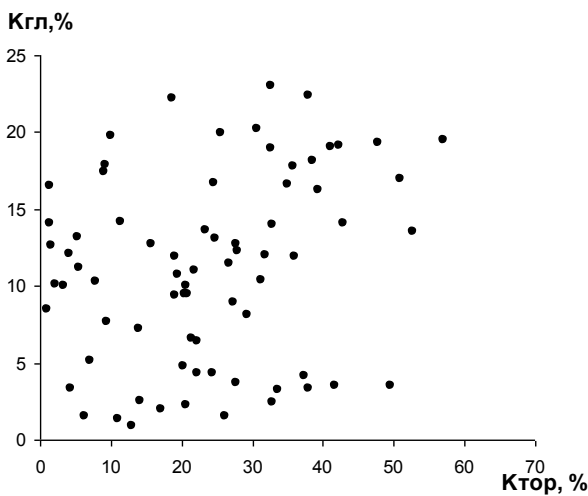


Рисунок 8 – Зіставлення об’ємного вмісту твердої речовини $K_{\text{тор}}$ з об’ємним вмістом глинистості $K_{\text{гл}}$

Показано, що в умовах складнопобудованих колекторів комплексна обробка даних СГК і ГГК-Г дозволяють кількісно визначати в складних колекторах такі параметри, як глинистість, пористість, вміст твердої органічної речовини та густину породи.

Завданням подальших досліджень є удосконалення методик визначення коефіцієнта пористості складнопобудованих порід колекторів за результатами досліджень гамма-гамма-густинного та акустичного каротажу.

1 Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтенасыщенности пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1985. – 310 с.

2 Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник / Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988. – 476 с.

3 Латышова М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М.Г. Латышова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов. – М.: Недра, 1990. – 312 с.

4 Стариков В.А. Разработка методик определения пористости терригенных глинистых коллекторов на основе применения гамма-гамма-плотностного каротажа: дисс. на соиск. уч. степени кандидата геол.-минер. наук. – М.: ВНИИгеофизика, 1987. – 234 с.

5 Кожевников Д.А. Интерпретационное обеспечение метода естественной радиоактивности // Геофизика. – 2005. – № 2. – С. 42-49.

6 Alger R.P., Dewal J.T., (1969). Combined sidewall neutron porosity gamma-gamma tool. Patent US, no. 3453433.

7 DasGupta U., (1997). Method for determining porosity in an invaded gas reservoir. Patent US, no. 5684299.

8 Кожевников Д.А. Гамма-спектрометрия в комплексе ГИС при изучении битумных месторождений Татарстана / Кожевников Д.А., Соколова Т.Ф., Лазуткина Н.Е., Петров Г.А. // Геофизика. – 2001. – № 4. – С. 82-86.

9 Фертл В.Х. Спектрометрия естественного гамма-излучения в скважинах // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1983. – № 3-11.

10 Готтих Р.П. К вопросу о формировании нефтематеринских толщ / Р.П. Готтих, Б.И. Писоцкий // Георесурсы. – 2006. – № 4 (21). – С. 6-10.

11 Трубенко О.М. Обґрунтування колекторських властивостей порід Карпатської нафтогазоносною провінції з використанням петрофізичної моделі гамма-спектрометричних досліджень / Трубенко О.М., Федорів В.В., Хомин В.Р., Аврамко Л.А. // Сборник научных трудов SWorld – Выпуск 2 (39). Том 20. – Иваново: Научный мир, 2015. – С. 18-23.

Стаття надійшла до редакційної колегії
28.03.18

Рекомендована до друку
професором **Чудиком І.І.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. геол. наук **Фтемовим Я.М.**
(НДП ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)

ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПРИВОДІВ НАСОСНИХ АГРЕГАТІВ

М.Й. Федорів, І.Д. Галушак, П.О. Курляк

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727172,
e-mail: p k u r l y a k @ g m a i l . c o m*

Підвищення якості і надійності електричних машин – одна з найбільш актуальних проблем сучасного електромашинобудування. Практичні дані свідчать, що збільшення терміну експлуатації та підвищення надійності машин дає кращий ефект, ніж покращення інших техніко-економічних показників: ККД, коефіцієнта потужності, коефіцієнта використання. Найбільш повно і достовірно кількісні показники надійності можуть бути визначені тільки за результатами статистичної обробки інформації, отриманої при експлуатації виробів.

Для підвищення надійності експлуатації і зниження нераціональних втрат електроенергії розроблено алгоритм розподілу навантаження з врахуванням фактичної продуктивності насосного обладнання і часового характеру зміни приєднаного навантаження через аварійне вимкнення насосів. Основна перевага запропонованого методу – в аналітичному вигляді розрахункової моделі розв'язання задачі оптимізації, яка не потребує числових методів та ітераційних процедур.

За основу організації обслуговування робочих місць повинні бути закладені такі принципи як активно-попереджувальний характер обслуговування і підвищення персональної відповідальності за його якість і своєчасність.

Прогресивними формами обслуговування є технічне переозброєння, модернізація обладнання і вдосконалення організації виробництва, а також комплексні методи ремонту і технічного обслуговування електроприводу та застосування системи нормованих завдань.

Ключові слова: надійність, електричні машини, насосні агрегати.

Повышение качества и надежности электрических машин – одна из наиболее актуальных проблем современного электромашиностроения. Практические данные показывают, что увеличение срока службы и повышение надежности машин дает эффективное улучшение других технико-экономических показателей: КПД, коэффициента мощности, коэффициента использования. Наиболее полно и достоверно количественные показатели надежности могут быть определены только по результатам статистической обработки информации, полученной при эксплуатации изделий.

Для повышения надежности эксплуатации и снижения нерациональных потерь электроэнергии разработан алгоритм распределения нагрузки с учетом фактической производительности насосного оборудования и временного характера изменения присоединенной нагрузки из-за аварийного отключения насосов. Основное преимущество предлагаемого метода в аналитическом виде расчетной модели решения задачи оптимизации, которая не требует численных методов и итерационных процедур.

В основу организации обслуживания рабочих мест должны быть заложены такие принципы как активно-предупредительный характер обслуживания и повышения персональной ответственности за его качество и своевременность.

Прогрессивными формами обслуживания является техническое перевооружение, модернизация оборудования и совершенствование организации производства, а также комплексные методы ремонта и технического обслуживания электропривода и применения системы нормированных заданий.

Ключевые слова: надежность, электрические машины, насосные агрегаты.

Improving the quality and reliability of electrical machines is one of the most urgent problems of modern electrical engineering. Practical data show that the increase of service life and reliability of machines gives better results than the improvement of other technical and economic indicators: efficiency, power factor, utilization factor. The quantitative indicators of reliability can be best determined by the results of statistical processing of the information obtained when using the products.

An algorithm of the load balancing based on the actual performance of pumping equipment and temporary changes in the connected load via the emergency shutdown of the pumps has been developed to improve the reliability operation and reduce inefficient energy losses. The main advantage of the proposed method is the analytical design models of optimization, which does not require numerical methods and iterative procedures.

Such principles as active-preventative service and increasing personal responsibility for its quality and timeliness should be the basis for the organization of workposts service.

Progressive forms of service are the technical re-equipment, modernization of equipment and improvement of production organization, as well as complex methods of the electric drive maintenance and application of the system of standardized tasks.

Key words: reliability, electric machines, pumping units.

Вступ

Нераціональне завантаження технологічного обладнання веде до скорочення ресурсу

його роботи і одночасно збільшує питомі енерговитрати на транспортування. Це також стосується електроприводів насосних агрегатів магі-

стральних нафтопроводів, встановлення яких було здійснено в більшості випадків на початкових стадіях введення їх в експлуатацію.

Актуальність і невирішені питання

Електроприводи насосних агрегатів магістральних нафтопроводів, які раніше працювали в номінальному режимі, внаслідок зміни графіку транспортування нафти, працюють в більшості випадків в недовантаженому або перевантаженому режимах. Тому розподіл навантаження між ними (за наявності більше одного електродвигуна на насосній станції) в реальному випадку може бути зовсім випадковим і не залишається постійним в часі.

Проведені статистичні дослідження експлуатаційної надійності привідних двигунів насосних агрегатів дозволили визначити найменш надійні елементи, закон розподілу часу напрацювання на відмову, основні показники надійності їх роботи. Для підвищення надійності електродвигунів і зниження нерациональних втрат електроенергії необхідно розробити алгоритм розподілу навантаження між ними з врахуванням фактичної продуктивності насосного обладнання і часового характеру зміни приєданого навантаження через аварійне вимкнення насосів.

Постановка завдання

Метою цієї роботи є застосування методу дослідження експлуатаційної надійності, основна перевага якого полягає в аналізі і дослідженні реальних даних експлуатації та застосуванні математичної моделі надійності, яка не потребує числових методів та ітераційних процедур. Крім цього, запропонований алгоритм дозволяє оптимізувати навантаження на електроприводів навіть у випадку, коли приєдане навантаження змінюється в часі (аварійне вимкнення насосів).

Результати

На даний час питанням надійності і довговічності електричних машин приділяється велика увага. У цьому напрямі ведуться обширні дослідження. Таким чином, підвищення якості і надійності електричних машин – одна з найбільш актуальних проблем сучасного електромашинобудування. Практичні дані свідчать, що збільшення терміну служби та підвищення надійності машин дає кращий ефект, ніж покращення інших техніко-економічних показників: ККД, коефіцієнта потужності, коефіцієнта використання і т.д.

Надійність є дуже важливим техніко-економічним показником якості будь-якого пристрою чи виробу, в тому числі і електричної машини. У зв'язку з цим при широкому застосуванні електричних машин для приводу різноманітних робочих машин та виконавчих механізмів технічний рівень виробництва у великій мірі визначається надійністю цих машин. Відмови електричних машин в експлуатації наносять велику матеріальну шкоду.

Давно встановлено, що надійність, як властивість виробу, є узагальненим поняттям і характеризується безвідмовністю, зберіганям, довговічністю і ремонтпридатністю. За ступенем свого впливу на надійність усі ці складові приймалися як рівноцінні і їм намагались надати однакову важливість як при проведенні теоретичних досліджень, так і при розробці нормативно технічної документації [1].

Безпосередньо до проблеми підвищення надійності є близька і проблема проведення ймовірнісних (в тому числі і статистичних) методів дослідження надійності. Не є секретом та обставина, що протягом значного часу ймовірнісні й особливо статистичні методи оцінок надійності обладнання неодноразово підлягали критиці через труднощі, що виникли при організації довготривалих випробувань чи випробувань великої кількості зразків.

Теорія надійності розрізняє три характерні типи відмов, котрі внутрішньо притаманні машині чи будь-якому виробу і проявляються незалежно від обслуговуючого персоналу:

- відмови, які виникають протягом раннього періоду експлуатації машини і в більшості випадків виникають внаслідок поганої технології виробництва та низької якості контролю деталей машини при їх виготовленні;

- відмови, викликані зношуванням окремих частин машини, вони виникають в електричних машинах, котрі довгий час працюють без ремонту, або ж неправильно обслуговуються; відмови за рахунок зношування деталей є ознакою старіння машини; у багатьох випадках відмови в роботі машини за рахунок зношування її деталей можуть бути обмежені шляхом своєчасної заміни їх новими під час ремонту машини;

- раптові відмови в період нормальної експлуатації машини, котрі виникають випадково і не можуть бути усунені ні налагодженням, ні кращим обслуговуванням; під раптовою відмовою розуміють відмову, що виникла в результаті стрибкоподібної зміни характеристик або параметрів машини під впливом раптових перевантажень чи інших факторів; ці випадкові відмови підпорядковуються певним загальним закономірностям і їх інтенсивність протягом досить тривалого періоду експлуатації машини приблизно постійна [2].

НПС "Кременчук" – вузлова нафтоперекачувальна станція. Технологічний процес на підприємстві полягає у перекачуванні сирої нафти. Відповідно, основним робочим обладнанням тут є насоси, а основним електрообладнанням – електродвигуни, що приводять їх у рух.

На станції насосні агрегати поділяються на магістральні та підпірні. Основними є магістральні насоси, однак для нормальної їх роботи рідина повинна подаватись на вхід уже під деяким тиском. Саме для створення цього початкового тиску і призначені підпірні насоси. Як підпірні, так і магістральні насоси є відцентрового типу [1].

Для приводу різних типів насосів задіяні різні типи електродвигунів:

- у магістральних агрегатах це синхронні електродвигуни СТД-2500-2394;

- у підпірних – асинхронні DHRL-630LB-04.

На НПС “Кременчук” є чотири магістральні агрегати (три основні і один резервний) та два підпірні.

Резервуарний парк є комплексом з шести взаємно розташованих резервуарів для виконання технологічних операцій прийому, зберігання і відкачування нафти при неузгоджених режимах роботи окремих ділянок нафтопроводів і споживачів. Резервуари використовуються для оперативного обліку нафти.

У резервуарах РВСП1, РВСП2 передбачена вільна частина загальної ємності для аварійного зливання нафти від запобіжних клапанів по зливному трубопроводу (з розрахунку двогодинної пропускної спроможності нафтопроводу «Кременчук-Херсон»).

Обв'язування резервуарів технологічними трубопроводами дозволяє виконувати операції:

- прийом нафти в резервуари з одночасним відкачуванням її з цих же резервуарів (в цьому випадку резервуари виконують роль буферної ємності);

- оперативний облік нафти за рівнем в резервуарах при роздільних технологічних операціях прийому і відкачування нафти;

- перекачування нафти з одного резервуару в інший при проведенні підготовчих робіт до проведення ремонту устаткування в резервуарному парку.

Надійність виробів закладається на стадії проектування і потім втілюється в закінченому виробі на стадії його виробництва. Однак реалізується вона тільки під час експлуатації виробу, оскільки саме від експлуатаційної надійності залежить економічний ефект виробів того чи іншого виду, тої чи іншої конструкції. Тому найбільш повно і достовірно кількісні показники надійності можуть бути визначені тільки за результатами статистичної обробки інформації, отриманої при експлуатації виробів серійного виробництва.

Збір і статистична обробка експлуатаційної інформації про надійність виробів дозволяють здійснити:

- розрахунок показників надійності електрообладнання;

- виявлення конструктивних, виробничих і експлуатаційних факторів, які мають вплив на надійність;

- складання класифікатора умов експлуатації і режимів роботи електрообладнання;

- розроблення пропозицій щодо підвищення надійності;

- розроблення ремонтних нормативів з урахуванням чисельності і кваліфікації ремонтних груп і витрат запасних частин;

- нормування показників надійності електрообладнання.

Нижче наведено статистичну інформацію щодо надійності для різних типів синхронних машин, а саме:

- зміна питомої пошкоджуваності у часі (табл.1);

- питома пошкоджуваність залежно від напруження(табл. 2).

Таблиця 1 – Зміна питомої пошкоджуваності у часі

Період експлуатації, роки	1-5	6-10	11-15	16-19
Загальне число пошкоджень	7	2	5	2
В тому числі в роботі	3	1	2	2
напрацювання, машино-років	113	110	96	21
Питоме число пошкоджень, %	6.2	1.8	5	9.5
В тому числі в роботі, %	2.65	0.9	2	9.5

Таблиця 2 – Питома пошкоджуваність залежно від напруження

Інтервал напруження, год	Питома пошкоджуваність ($U_H=10,5кВ$)
0 - 10 000	0,010
10 000 - 20 000	0,016
20 000 - 30 000	0,011
30 000 - 40 000	0,011
40 000 - 50 000	0,011
50 000 - 60 000	0,017
60 000 - 70 000	0,010
70 000 - 80 000	0,016

Результати розрахунку статистичних параметрів розподілу даної випадкової величини зведені в таблиці 3.

Таблиця 3 – Розрахунок статистичних параметрів

	Δt_i , год	m_i	$\sum_{j=1}^{i-1} m_j$	$\sum_{j=1}^i m_j$	f_i^*	λ_i^*	F_i^*	P_i^*
1	18500-45533,33	7	0	7	$7,19 \cdot 10^{-6}$	$7,19 \cdot 10^{-6}$	0,194444	0,805556
2	45533,33 -72566,67	4	7	11	$4,11 \cdot 10^{-6}$	$5,1 \cdot 10^{-6}$	0,305556	0,694444
3	72566,67 -99600	6	11	17	$6,17 \cdot 10^{-6}$	$8,88 \cdot 10^{-6}$	0,472222	0,527778
4	99600 -126633,3	7	17	24	$7,19 \cdot 10^{-6}$	$1,36 \cdot 10^{-6}$	0,666667	0,333333
5	126633,3 -153666,7	7	24	31	$7,19 \cdot 10^{-6}$	$2,16 \cdot 10^{-6}$	0,861111	0,138889
6	153666,7-180700	5	31	36	$5,14 \cdot 10^{-6}$	$3,7 \cdot 10^{-6}$	1	0

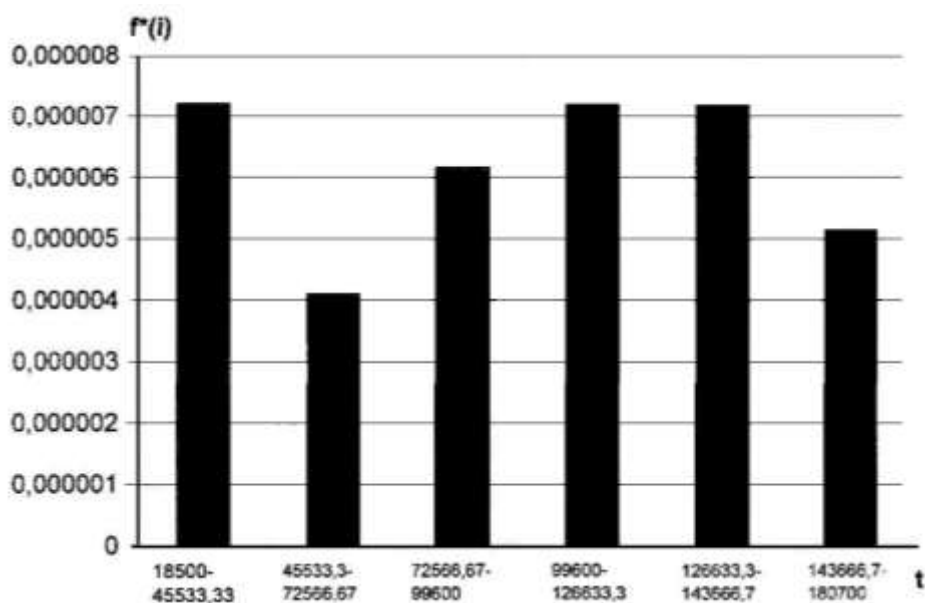


Рисунок 1 – Гістограма густини розподілу

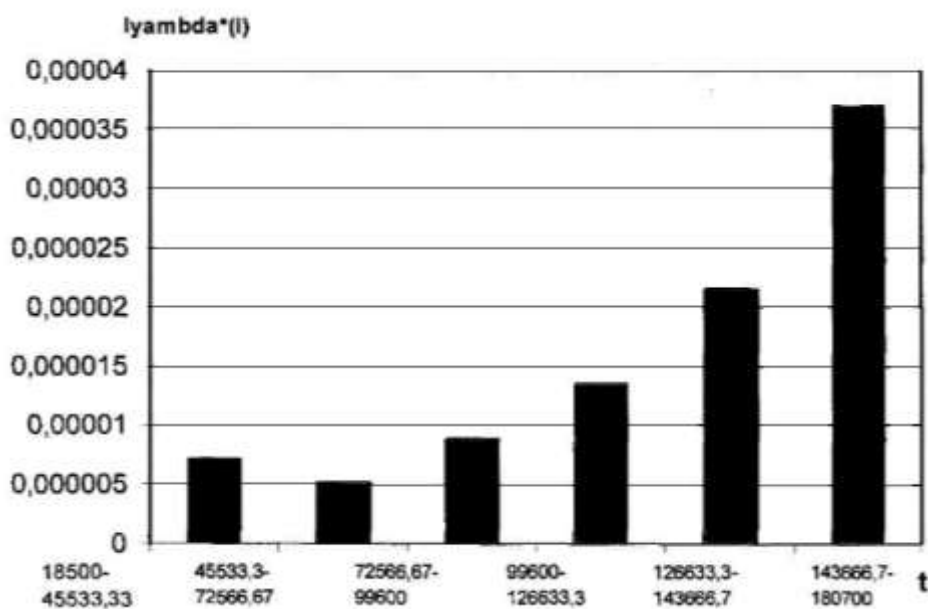


Рисунок 2 – Гістограма інтенсивності відмов

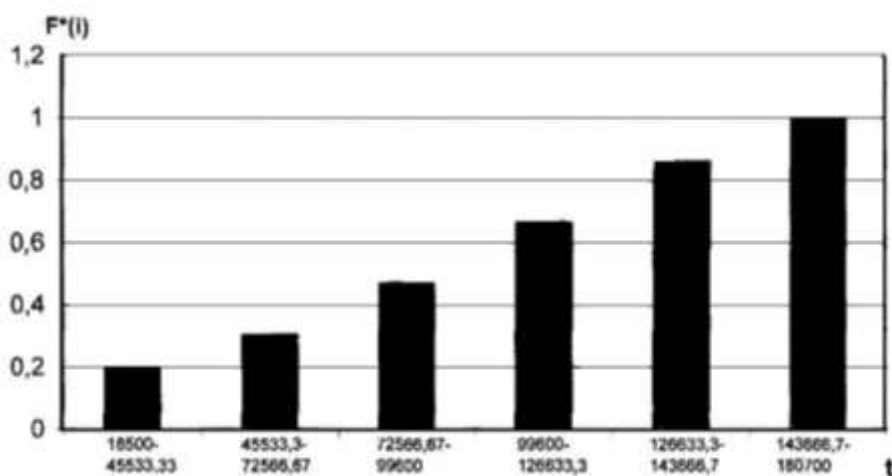


Рисунок 3 – Гістограма функції розподілу

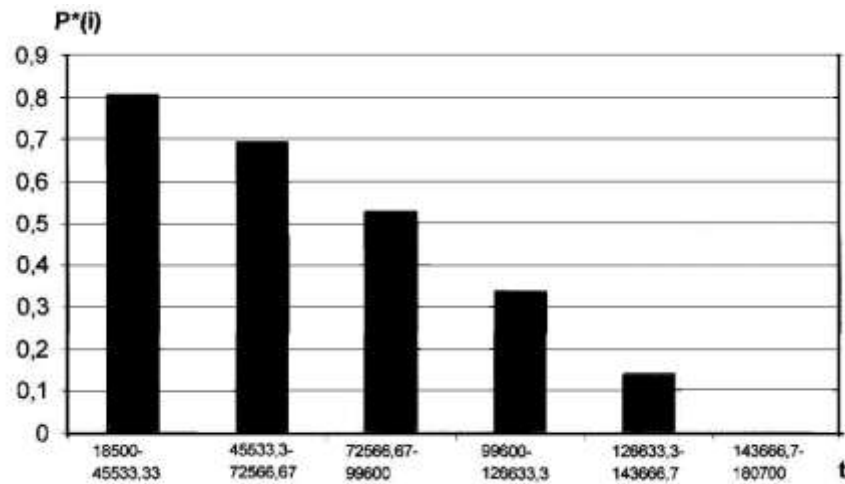


Рисунок 4 – Гістограма ймовірності безвідмовної роботи

Після заповнення розрахункової таблиці (табл. 3) будують гістограми густини розподілу f^* , інтенсивності відмов λ^* , функції розподілу F^* та ймовірності безвідмовної роботи P^* . Для чого на осі абсцис відкладають у певному масштабі усі часові інтервали Δt_i і на кожному з них, як на основі, будують прямокутник, площа якого пропорційна значенню даної функції ($f_i^*, \lambda_i^*, P_i^*$ або F_i^*) для даного інтервалу [2].

Отже перевірка за критерієм Пірсона також підтвердила гіпотезу про закон розподілу.

Виявлено, що у даному випадку має місце закон розподілу Вейбула. Тепер визначимо його параметри: $a=105000$; $b=2,87$.

Тоді ймовірність безвідмовної роботи становитиме:

$$P(t) = \exp \left\{ - \left(\frac{t}{a} \right)^b \right\},$$

або, з врахуванням відомих значень параметрів закону розподілу Вейбула:

$$P(t) = \exp \left\{ - \left(\frac{t}{105000} \right)^{2,87} \right\}.$$

Особливого значення набуває проблема підвищення ефективності використання насосного обладнання і скорочення витрат на його експлуатацію.

Необхідно врахувати, що парк високовольтних електродвигунів на НПС „Кременчук” фізично застарів і не поновлюється через недостатнє фінансування, а система планово-переджувальних ремонтів без науково обґрунтованих періодичності і об’ємів робіт є неефективною. Звідси впливає, що необхідно приділяти достатню увагу питанню надійності обладнання.

В даний час суттєвою проблемою дослідження надійності роботи електричних двигунів є відсутність фіксованих вихідних даних про відмови його елементів. Це пояснюється не тільки скороченням відділів надійності ремонтно-експлуатаційних підприємств та неефективним збором інформації про вдосконалення ЕБО

під час експлуатації, а також недостатнім напрацюванням наукового потенціалу.

Отримано такий розподіл пошкоджувальності вузлів двигунів СТД-2500:

- підшипник ковзання - 25%;
- система збудження - 33,3%;
- обмотка ротора - 22,2%;
- обмотка статора - 8,3%;
- щітки - 11,1%.

Встановлено, що найбільш пошкоджувальними є такі елементи СД як система збудження, підшипник ковзання, обмотка ротора двигуна. Це зумовлено надзвичайно складними умовами їх роботи у агресивному середовищі (нафті), тобто високими температурою і тиском, начною вібрацією. Дещо згладжує пошкоджувальність безперервний режим роботи СД.

На СТД-2500 діє комплекс об’єктивних і суб’єктивних факторів, які визначаються рівнем експлуатації. Тому основна задача у підвищенні і підтриманні експлуатаційної надійності СТД-2500 полягає в тому, щоб негативний вплив цих факторів на надійність звести до мінімуму. Для цього необхідно:

- своєчасне і доброякісне виконання усіх профілактичних заходів на основі науково обґрунтованих методів;
- збільшення рівня технічного обслуговування, підвищення кваліфікації ремонтного і обслуговуючого персоналу;
- впровадження нових форм і систем оперативного обслуговування СТД-2500;
- збір і статистичне узагальнення досвіду експлуатації;
- вивчення і застосування сучасних методів захисту електрообладнання від факторів навколишнього середовища;
- розроблення технічних умов і вимог для нових взірців електрообладнання, які відповідають високому рівню надійності.

Ефективність експлуатаційних заходів суттєво залежить від кваліфікації обслуговуючого персоналу і тих методів експлуатації, якими вони користуються в реальних умовах, тому потрібно:

- забезпечити обслуговуючий персонал сучасними методами і прийомами праці і достатньою кількістю спеціальних технічних засобів, пристосувань та інструменту;

- покращити знання персоналом основних несправностей СТД-2500 і порядку пошуку, а також методів їх швидкого усунення;

- створити оперативний і виробничий зв'язок персоналу з диспетчерською службою і наявність на робочих місцях оптимального аварійного запасу запасних частин;

- впровадити пристрої-аналізatori для оцінки технічного стану СТД-2500.

За основу організації обслуговування робочих місць повинні бути закладені такі принципи як активно-попереджувальний характер обслуговування і підвищення персональної відповідальності за його якість і своєчасність.

Прогресивними формами обслуговування є технічне переозброєння, модернізація обладнання і вдосконалення організації виробництва, а також комплексні методи ремонту і технічного обслуговування СТД-2500 та застосування системи нормованих завдань.

Література

1 Крижанівський Є.І. Підвищення ефективності роботи електроприводних агрегатів в нафтогазовій промисловості [Текст] / Є.І. Крижанівський, В. С. Костишин, О.М. Карпаш // Нафтогазова енергетика. – 2007. – № 3(4). – С. 31-37. – ISSN 1993-9868.

2 Галушак І.Д. Дослідження енергоефективності систем електрообладнання об'єктів нафтогазового комплексу / Галушак І.Д., Маленкович В.О. // Матеріали міжнародної проблемно-наукової міжгалузевої конференції «Інформаційні проблеми комп'ютерних систем, юриспруденції, енергетики, економіки, моделювання та управління (ПНМК-2012)», 7-10 червня 2012 р. – Бучач, 2012. – Випуск № 8.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.06.18*

*Рекомендована до друку
професором **Костишином В.С.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Бегіним С.В.**
(ПП «Інтеренергоінвест», м. Івано-Франківськ)*

Наука — виробництву

УДК 66.045.7

DOI: 10.31471/1993-9973-2018-2(67)-53-61

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ВИХРОВИХ ТРУБ ДЛЯ ПІДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

О.Р. Кондрат, А.Д. Гутак

ІФНТУНГ; м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. +380 50 2004921,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua, agutak@outlook.com

Досліджено процес температурного розділення потоку газу у вихровій трубі. Запропоновано удосконалену математичну модель вихрової труби. За допомогою чисельних методів досліджено умови виникнення явища ежектування у вихровій трубі. Встановлено характер впливу геометричних розмірів вихрової труби на її термодинамічну ефективність. На основі запропонованої математичної моделі розроблено методику розрахунку геометричних параметрів вихрової труби (діаметра сопла, діафрагми та розмірів конусного регулятора), а також часток потоків для отримання необхідних ефектів нагрівання і охолодження газу при відомому відношенні вхідного і вихідного тисків.

Ключові слова: природний газ, низькотемпературна сепарація, вихрова труба, ефект Ранка, турбулентність, енергетичне розділення, гідродинаміка, моделювання.

В работе исследован процесс температурного разделения потока газа в вихровой трубе. Предложена усовершенствованная математическая модель вихровой трубы. С помощью численных методов исследованы условия возникновения явления эжектирования в вихровой трубе. Определен характер влияния геометрических размеров вихровой трубы на ее термодинамическую эффективность. Основываясь на предложенной математической модели, разработана методика расчета геометрических параметров вихровой трубы (диаметра сопла, диафрагмы и размеров конусного регулятора), а также долей потоков для получения необходимых эффектов нагревания и охлаждения газа при известном соотношении входящего и исходящего давлений.

Ключевые слова: природный газ, низкотемпературная сепарация, вихровая труба, эффект Ранка, турбулентность, энергетическое разделение, гидродинамика, моделирование.

The process of temperature flow separation of gas in vortex tube is studied. The enhanced mathematical model of vortex tube has been proposed. With the help of various methods the conditions for the ejection event in vortex tube has been researched. The influence of several geometrical parameters on thermodynamic efficiency of vortex tube has been defined. Based on the proposed mathematical model, a new method of calculation the geometrical parameters (nozzle diameter, diaphragm diameter, sizes of conical valve) and the degree of flow, which are needed to obtain the requested cooling and heating effects depending on the available pressure ratio, has been developed.

Keywords: natural gas, low-temperature separation, vortex tube, Ranque effect, turbulence, energy separation, hydrodynamics, model analysis.

Вступ

Установки підготовки природного газу призначені для відокремлення із продукції газових та газоконденсатних свердловин вільної рідини (вуглеводневого конденсату, пластової води, розчину інгібіторів), механічних домішок та осушення газу шляхом вилучення з нього водяної пари і важких вуглеводнів (фракції C5+). Сухий природний газ, що подається в магістральні газопроводи, повинен відповідати вимогам технічних умов [1], згідно з якими точка роси газу за вологою, приведена до тиску 4,0 МПа, повинна складати не вище мінус 5 °С у зимовий період та мінус 3 у літній, або типо-

вій угоді [2], за якою точка роси газу за вологою, приведена до тиску 4,0 МПа, повинна складати не вище мінус 8 °С. Також при транспортуванні газу трубопроводами слід приділяти увагу точці роси за вуглеводнями. Конденсація вуглеводневої рідини у трубопроводах призводить до збільшення втрат тиску, зміни режиму течії на пульсуючий, гідравлічних ударів. Щоб уникнути випадання рідини у системі, точка роси за вуглеводнями повинна бути нижчою за робочі умови у трубопроводі.

Для доведення газу до необхідних кондицій використовують ряд методів, таких як низькотемпературна сепарація, абсорбційне та

адсорбційне осушування, мембранна технологія, технологія Twister та ін. Однак багато з цих процесів технологічно складні і тому переважно реалізуються на великих установках підготовки газу. Використання інших методів і пристроїв (турбодетандерів, хвильових детандерів, пульсаційних осушувачів, холодильних машин) потребує великих енергетичних та матеріальних витрат, додаткового обслуговуючого персоналу. Їх застосування на звичайних установках підготовки газу також економічно та технічно недоцільне. Тому виникає потреба у пошуку альтернативних технологій, які б забезпечували необхідну якість підготовки природного газу до транспортування з максимальною ефективністю та мінімальними витратами енергоресурсів.

До перспективних методів промислового підготовки природного газу з використанням його власної енергії відноситься використання в системі підготовки газу вихрових труб.

При вивченні технічної та наукової літератури було з'ясовано, що переважна більшість досліджуваних іншими авторами вихрових труб не призначалась для використання у нафтогазовій промисловості. Тому багато з опублікованих експериментів та досліджень проводилась в умовах, що принципово відрізняються від тих, які мають місце на установках підготовки природного газу. Майже відсутні дані про експлуатацію вихрових труб за високими вхідних та вихідних тисків (порядку 2 – 10 МПа), великих витрат газу (десятки тисяч кубічних метрів за добу), малих коефіцієнтів розширення газу. У зв'язку з цим досить складно простежити залежність основних характеристик вихрового ефекту від технологічних параметрів установки низькотемпературної сепарації газу на широкому діапазоні вхідних температур та відношень вхідного і вихідного тисків. Відсутність повної картини цього явища значно ускладнює отримання залежностей, необхідних для проектування конструкції вихрових труб, а також розрахунку робочих параметрів їх роботи в умовах установки низькотемпературної сепарації газу.

Тому актуальним є поглиблене дослідження та удосконалення технології використання вихрових труб при промисловому підготовленні природного газу та методів їх розрахунку.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Сучасні дослідження дво- та трипотоківих вихрових труб на установках низькотемпературної сепарації газу проводились Рябовим А.П. [3], Гусевим А.П. [4], Жидковим та ін. [5, 6, 7]. Інша система з використанням трипотоківих вихрової труби була впроваджена німецькими дослідниками М. Lorey, К. Thomas та ін. [8]. Основну увагу вони приділяли сепараційній здатності вихрових труб та компонентному розділенню у природному та нафтовому газі.

Вищезгадані дослідники проводили випробування на єдиних конструкціях вихрових труб,

тобто їх геометричні параметри під час всіх експериментів залишались незмінними. Варто також зазначити, що дослідно-промислово випробування та експлуатація даних вихрових труб проводилась на обмеженому діапазоні тисків та температур. Це пояснюється неможливістю забезпечення широкого діапазону параметрів в умовах установки низькотемпературної сепарації газу де, з одного боку тиск та температура задаються режимом роботи свердловини, а з іншого – умовами магістрального газопроводу.

Через складність процесу та відсутність методів газодинамічного розрахунку параметрів потоку у вихровій трубі попередні дослідники за основу для конструкторського розрахунку вихрових труб брали дослідні дані, оброблені відповідно до вибраної схеми. Нижче розглянемо найбільш відомі з них.

Метод геометричної подібності [9] дозволяє за допомогою вибраної еталонної вихрової труби та заданої витрати газу визначити основні геометричні розміри шляхом пропорційного перерахунку. Недоліком цієї методики є те, що за іншої витрати газу, тиску, ступеня розширення або виду газу її недоцільно застосовувати.

Інший метод, представлений у [10], полягає у застосуванні узагальнених характеристик, побудованих за результатами дослідження вихрової труби діаметром $D = 33$ мм при ступені розширення робочого повітря $\pi = 3 \div 6$. Вихідними даними для проведення розрахунку за цією методикою є необхідна температура холодного потоку та його холодостворююча здатність. Тиск холодного потоку приймається рівним атмосферному. Задається початкове значення масової частки холодного потоку. За результатами теплотехнічних розрахунків знаходять масову витрату холодного потоку, необхідний ефект охолодження та необхідну температурну ефективність. За узагальненою характеристикою визначають для заданих параметрів масову частку холодного потоку та повторюють ітерації. Потім визначають площу поперечного перерізу сопла (сопел) та діаметр вихрової труби. У випадку роботи на вологому повітрі або за тиску холодного потоку нижчому атмосферного вводиться поправка. Також вводиться поправка на масштаб вихрової труби по відношенню до діаметра $D = 33$ мм.

Недолік методики із [10] стосовно низькотемпературної сепарації природного газу полягає у тому, що ця методика не призначена для розрахунку вихрових труб з протитиском на холодному та гарячому потоках. Крім того, в цій методиці не враховується зниження температури вхідного потоку газу внаслідок дроселювання на соплах. Це пов'язано з використанням авторами цієї методики повітря як робочого агента за низького вхідного тиску. За таких умов його можна вважати ідеальним газом, в якому ефект Джоуля-Томсона відсутній.

Не можна залишити без уваги методику розрахунку вихрових труб, складену на основі гіпотези, опублікованої А.Ф. Гуцолом. Розра-

хункові дані, отримані за цією залежністю, близькі до експериментальних даних, наведених у [10]. Для цієї методики характерні ті ж недоліки, що і для методики в [10].

Ще одна методика розрахунку вихрових труб наведена у [11]. Ця методика була перевірена її авторами та показала досить непогану збіжність з експериментальними даними. Недоліком є те, що частка холодного потоку вважається константою та дорівнює $\mu = (d/D)^2$.

В усіх проаналізованих методиках приймається, що діаметр діафрагми вихрової труби є рівним меншому діаметру кільцевого отвору на виході гарячого потоку, тобто фіксується відношення площ F_h/F_c . Крім того, жодна з цих методик не враховує можливість виникнення режиму ежектування та не дозволяє проводити розрахунки для такого випадку.

Для промислового впровадження технології підготовки природного газу з використанням вихрових труб необхідно мати змогу розрахувати їх конструкцію та технологічні параметри експлуатації. Однак через відсутність загальноновизнаної фізичної моделі ефекту Ранка це важко зробити.

У цій роботі пропонується за допомогою математичної моделі проаналізувати параметри вихідних потоків вихрової труби та оцінити ефективність роботи вихрової труби за заданих вхідних умов. Наявність адекватної математичної моделі дозволяє провести безліч чисельних експериментів для визначення взаємозв'язку основних геометричних та термодинамічних параметрів, особливо в умовах обмеженості регулювання технологічних параметрів на установках підготовки газу.

Мета роботи полягає у розробленні методики розрахунку геометричних розмірів та термодинамічних параметрів вихрової труби в умовах роботи у складі установки підготовки природного газу, використовуючи запропоновану математичну модель вихрової труби.

Висвітлення основного матеріалу

Чисельне моделювання процесів, що проходять у вихровій трубі, є досить складним завданням, оскільки маємо справу з розрахунком сильно завихреного, нестабільного, стисливого турбулентного потоку. Крім того, задача ускладнюється наявністю значного градієнту температури у радіальному напрямку, а, значить, рівняння руху газу тісно пов'язується з рівнянням збереження енергії. Усе це потребує особливої уваги при виборі основних рівнянь, алгоритмів розв'язку, моделі турбулентності.

У цій роботі була досліджена тривимірна нестационарна турбулентна течія реального газу. Основні рівняння, які її описують наведені нижче [12].

Закон збереження маси:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u) = 0, \quad (1)$$

де ρ – густина газу,
 u – вектор швидкості,
 t – час.

Закон збереження моменту:

$$\frac{\partial (\rho u)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u u) = -\nabla p + \nabla \tau, \quad (2)$$

де p – статичний тиск,
 τ – тензор напружень.

Закон збереження енергії:

$$\frac{\partial (\rho h_0)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u h_0) = \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot (\lambda \nabla T) - \nabla \cdot (\tau \cdot u), \quad (3)$$

де T – температура газу,
 λ – коефіцієнт теплопровідності газу,
 h_0 – питома повна ентальпія газу.

Питома повна ентальпія газу визначається наступним чином:

$$h_0 = h + \frac{1}{2}(u^2 + v^2 + w^2), \quad (4)$$

де h – питома статична ентальпія,
 u, v, w – компоненти вектору швидкості у Декартовій системі координат.

У даній гідродинамічній моделі для опису властивостей газу ми вперше використали кубічне рівняння стану Пенга-Робінсона [13], яке має наступний вигляд:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a \alpha(T)}{V^2 + 2bV - V^2}, \quad (5)$$

де p – тиск газу,
 T – температура газу,
 V – питоми об'єм газу,
 R – універсальна газова стала,
 $\alpha(T)$ – температурна функція.

Коефіцієнти a і b цього рівняння визначаються наступним чином:

$$a = 0,45724 \frac{R^2 T_c^2}{p_c}, \quad (6)$$

$$b = 0,0778 \frac{RT_c}{p_c}, \quad (7)$$

де p_c – критичний тиск,
 T_c – критична температура.

Пенг та Робінсон запропонували наступну залежність для визначення температурної функції $\alpha(T)$:

$$\alpha(T) = \left[1 + m \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \right]^2, \quad (8)$$

де параметр m залежить від фактору ацентричності молекул наступним чином:

$$m = 0,379642 + 1,485036\omega - 0,1644\omega^2 + 0,016667\omega^3. \quad (9)$$

Окремою особливістю є процес моделювання турбулентних потоків, основною рисою яких є хаотичність. У будь-якій точці потоку швидкість та інші параметри потоку є випадковими величинами, що не дає можливості для формулювання початкових умов для системи диференціальних рівнянь Нав'є-Стокса. Тому для передбачення ефектів турбулентності були створені моделі турбулентності. Попередніми дослідниками були зроблені спроби використати різні моделі для опису процесів у вихрових трубах. Серед них використовувались k - ϵ модель, RSM та ASM моделі, RNG k - ϵ модель, k - ω

модель [14 – 17]. За кожною з цих моделей були отримані різні результати. Не зважаючи на отримані траєкторії потоку, схожі до реальних у вихровій трубі, інші характеристики (наприклад, $\Delta T_c = f(\mu)$, $\Delta T_h = f(\mu)$) не співпадали з експериментальними даними.

Модель LES (Large Eddy Simulation) є найбільш близькою за точністю розв'язку до DNS. Для цієї моделі необхідна більш дрібна розрахункова сітка, ніж зазвичай потрібна для RANS моделі. Швидкість розрахунку LES моделі знаходиться між RANS моделлю та прямим розв'язуванням. Особливістю LES моделі є те, що проводиться пряме розв'язування для великих вихрових структур, а малі вихори моделюються.

Тому у цій роботі для моделювання процесів, що проходять у вихровій трубі, була використана LES модель турбулентності.

Для розрахунку математичної моделі процесу був використаний програмний пакет ANSYS CFX. Він відноситься до обчислювальних гідродинамічних програм загального призначення та поєднує в собі найновіші алгоритми з потужними пре- та постпроцесорами. Пакет ANSYS CFX дозволяє розв'язувати стаціонарні та нестаціонарні задачі, задачі з ламінарними та турбулентними потоками, задачі з дозвуковою та звуковою швидкістю потоку, задачі з багатофазними потоками.

Для використання обраної моделі турбулентності була спроектована 3D модель досліджуваного об'єкту – порожнина вихрової труби [18], яка в подальшому була доповнена елементами вихідних патрубків холодного та гарячого потоків, а також гільзою термометра на патрубок для виходу холодного потоку. Для створення розрахункової геометричної моделі була використана система автоматизованого проектування Autodesk Inventor Professional 2018. Загальний вигляд створеної геометричної 3D моделі після імпорту у модуль DesignModeler пакету ANSYS 17.0 зображено на рис. 1.

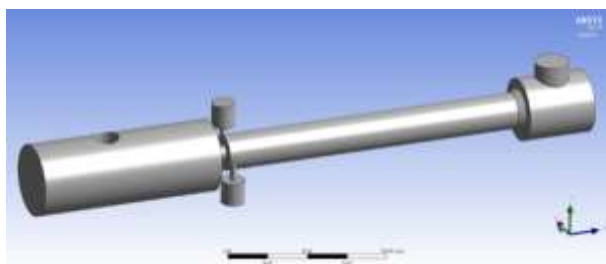


Рисунок 1 – Геометрична модель досліджуваної області

Основні геометричні розміри створеної моделі наступні:

- діаметр трубки $D = 23$ мм;
- діаметр діафрагми $d = 10$ мм;
- діаметр сопел $d_n = 4$ мм;
- довжина трубки $L = 200$ мм;
- діаметр холодного патрубка $D_c = 23$ мм;
- діаметр вихідного патрубка холодного потоку 46 мм;
- діаметр вихідного патрубка гарячого потоку 22 мм.

Сопла розміщені тангенціально до вихрової камери, а їх кількість складає 2 шт.

Для складеної математичної моделі граничні умови (рис. 2) відрізнялись від тих, які використовувались іншими авторами. У нашому випадку граничні умови були задані таким чином, щоб якнайближче відповідати реальним умовам експлуатації та регулювання вихрової труби в системах підготовки природного газу. Відмінність полягає у тому, що витрата гарячого потоку не задається як в існуючих моделях, а регулюється за допомогою переміщення конусного регулятора з певним кроком. Статичний тиск, у свою чергу, був заданий однаково як на холодному, так і на гарячому виходах, що відповідає реальним умовам підключення вихрової труби на установці низькотемпературної сепарації газу.

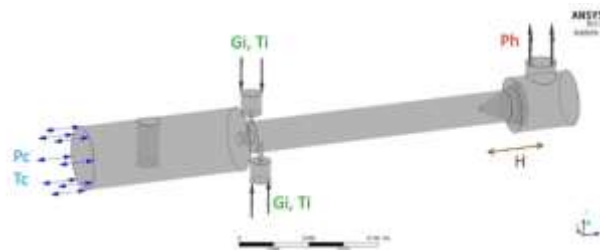


Рисунок 2 – Граничні умови CFD моделі

На поверхні гільзи термометра в умовах турбулентної течії утворюється пристінковий шар флюїду, температура якого близька до статичної. Тому температура газу, обчислена на виході холодного та гарячого потоків, може значно відрізнитись від температури газу, реально заміряної через гільзу термометра. Щоб врахувати це, температура холодного потоку обчислювалась не одразу на виході з діафрагми, як у існуючих моделях інших авторів, а як середнє арифметичне по площі поверхні гільзи термометра.

Додатково слід звернути увагу, що на холодному виході була задана умова «opening», тобто відкритий, яка дозволяє рух потоку як із вихрової труби, так і всередину. Така додаткова гранична умова дозволяє дослідити виникнення режиму ежектування, що може спостерігатися при експлуатації вихрової труби.

Отже, граничні умови для досліджуваної системи мали такий вигляд:

- масова витрата газу на кожному вході у вихрову трубу $G_i = 0,17$ кг/с;
- температура газу на кожному вході у вихрову трубу $T_i = \{20; 15; 10; 5; 0; \text{мінус } 5; \text{мінус } 10; \text{мінус } 15; \text{мінус } 20\}$ °С;
- статичний тиск на виході холодного та гарячого потоків $P_c = P_h = \{4,7; 4,2; 3,7; 3,2\}$ МПа;
- температура зворотного потоку на холодному виході $T_c = -20$ °С.

Осьове зміщення конусного регулятора задавалось наступними значеннями відносно закритого положення: $H = \{0,2; 0,5; 0,7; 1; 1,5; 2; 2,3; 2,5; 2,7; 3; 3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6\}$ мм.

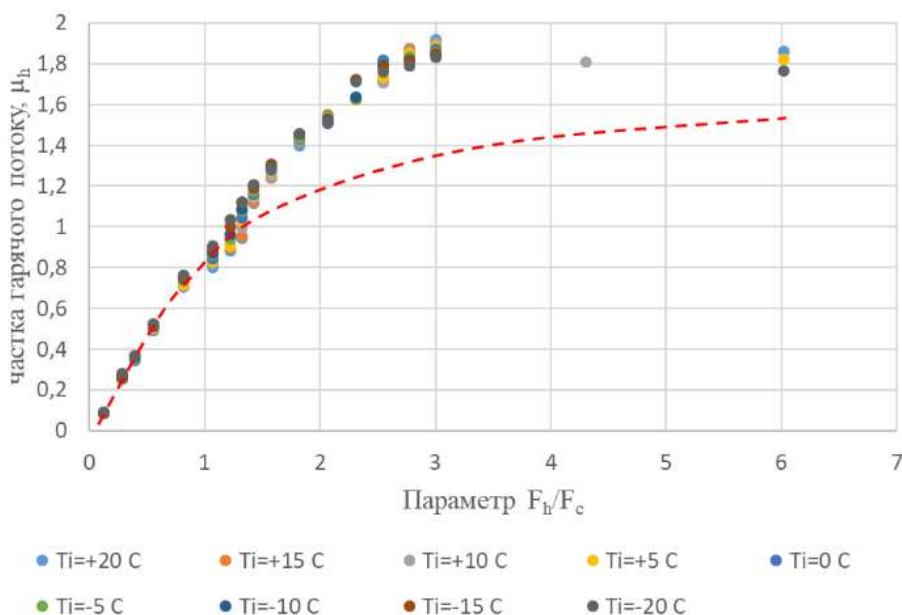


Рисунок 3 – Графік залежності частки гарячого потоку від безрозмірного параметра F_h/F_c при $P_c = 4,7$ МПа для різних значень вхідної температури T_i

У якості флюїду був заданий газ метан з відповідними характеристиками, що використовуються в рівнянні стану реального газу Пенга-Робінсона.

Задачі розв'язувались як нестационарні, оскільки була вибрана LES-WALE модель турбулентності.

Ітерації завершувались при досягненні середньоквадратичного відхилення змінних величин значення $1,0e-6$ або при стабілізації циклічності значення середньоквадратичного відхилення на тривалому проміжку ітерацій. Після зміни режиму, тобто з наступним положенням конусного регулятора, процес розрахунку повторювався заново.

У процесі розв'язання розглядуваної математичної моделі було проведено 44 чисельних дослідження. Розрахунки проводились по чергово, змінюючи ступінь відкриття конусного регулятора для кожного значення тиску на виходах вихрової труби. Окремо досліджувались термодинамічні параметри для різних діаметрів діафрагми та для різних довжин вихрової труби.

У процесі проведення чисельних досліджень були виявлені умови, за яких має місце явище ежектування, тобто рух газу всередину вихрової труби через діафрагму з подальшим зміщенням із загальним потоком та виходом через конусний регулятор. Беручи до уваги це явище, всі результати розв'язання математичної моделі оброблялись та аналізувались відносно частки гарячого потоку μ_h , а не частки холодного потоку μ , як було прийнято раніше іншими дослідниками. Частка гарячого потоку має завжди додатні значення μ_h , що більш прийнятно з фізичної точки зору.

Для врахування положення конусного регулятора у цій роботі був введений такий параметр, як відношення площ виходів гарячого та

холодного потоків F_h/F_c . Використання саме такого безрозмірного параметру дає можливість застосовувати отримані графічні залежності для тисків та геометричних розмірів, відмінних від тих, що наведені у цій роботі.

Для з'ясування умов розподілу потоків всередині вихрової труби були побудовані графіки залежності частки гарячого потоку μ_h від положення конусного регулятора для кожного значення відношення абсолютних тиску на вході у вихрову трубу до тиску холодного потоку на виході з вихрової труби π з досліджуваного діапазону.

Розрахункові дані обмежуються значенням $F_h/F_c = 6$, оскільки у створеній моделі було досягнуто повного відкриття виходу гарячого потоку з вихрової труби і подальше відкриття конусного регулятора не має ніякого впливу на процес. Також для скорочення часу проведення чисельних експериментів кількість дослідів у діапазоні $F_h/F_c = 3 - 6$ була зменшена. Це рішення є виправданим, оскільки характер кривих у цьому діапазоні залишається майже незмінним та є близьким до горизонтального.

На рис. 3 для прикладу зображено графік залежності частки гарячого потоку від безрозмірного параметра F_h/F_c при $P_c = 4,7$ МПа для різних значень вхідної температури T_i .

Після проведення інтерполяційних кривих (червона пунктирна лінія) візуально видно, що характер залежності змінюється в інтервалі $\mu_h = 0,9 - 1,1$. Без врахування зміни розподілу потоку подальший аналіз розрахункових даних дав би значну похибку, оскільки інтерполяційна крива проходить значно нижче, ніж розрахункові точки при $\mu_h > 1$.

З фізичної точки зору, перегин кривої $\mu_h = f(F_h/F_c)$ можна пояснити тим, що при $\mu_h = 1$ відбувається перебудова потоку та зміна напрямку холодної течії. Холодний потік починає

рухатись в бік виходу гарячого потоку та затягує всередину вихрової труби додаткові порції газу ззовні; виникає режим ежектування.

Для більш правильного проведення статистичної обробки та зіставлення даних діапазон відношення площ F_h/F_c був поділений на дві частини: вихровий режим роботи при $\mu_h < 1$ та режим ежектування при $\mu_h > 1$.

Після аналізу даних були отримані аналітичні залежності для кожного з двох режимів, за допомогою яких можна визначити частки холодного та гарячого потоків за різних значень співвідношення площ F_h/F_c та відношень тисків π .

Для режиму з $\mu_h < 1$ залежність має вигляд:

$$\mu_h = \arctg \left(A \frac{F_h}{F_c} \right), \quad (10)$$

$$A = 1,629 - 0,2941\pi, \quad (11)$$

де F_h/F_c – відношення площі кільцевого отвору на виході гарячого потоку до площі отвору діафрагми,

π – відношення абсолютних тиску на вході у вихрову трубу до тиску холодного потоку на виході з вихрової труби.

Для режиму з $\mu_h > 1$ залежність має більш складний вигляд:

$$\mu_h = \frac{A}{F_h/F_c} + B \ln \left(\frac{F_h}{F_c} \right) + C, \quad (12)$$

$$A = 1,4572 - 1,7145\pi, \quad (13)$$

$$B = 0,9272 - 0,5757\pi, \quad (14)$$

$$C = 0,4625 + 1,0565\pi, \quad (15)$$

де F_h/F_c – відношення площі кільцевого отвору на виході гарячого потоку,

π – відношення абсолютних тиску на вході у вихрову трубу до тиску холодного потоку на виході з вихрової труби.

Отримані залежності мають принципову відмінність від існуючих методик розрахунку вихрових труб [10, 11, 19]. У відомих методиках приймається, що діаметр діафрагми d_c завжди рівний меншому діаметру кільцевого отвору на виході гарячого потоку, тобто фіксується відношення F_h/F_c . Крім того, у методиці [11] частка холодного потоку також вважається константою та дорівнює $\mu = (d/D)^2$, а методика [10] не призначена для розрахунку вихрових труб з протитиском холодного та гарячого потоків. До того ж, жодна з цих методик не враховує можливість виникнення режиму ежектування та не дозволяє проводити розрахунки для такого випадку.

Для подальшого аналізу отриманих результатів було використано загальноприйняте рівняння теплового балансу [11] з урахуванням дроселювання газу на вхідних соплах та конусному регуляторі вихрової труби.

Воно має наступну форму:

$$T_i - \Delta T_{JT} = \mu_h T_h + (1 - \mu_h) T_c, \quad (16)$$

де ΔT_{JT} – зниження температури газу за рахунок дроселювання.

Згідно з основними задачами досліджень цієї роботи, модель вихрової труби досліджувалась в умовах установки низькотемператур-

ної сепарації газу. Відповідно, були використані високі вхідні та вихідні тиски робочого газу, порядку 8,8 – 3,2 МПа. В таких умовах природний газ має значні відхилення своїх властивостей від ідеального газу. Крім того, неможливо знехтувати зниженням його температури за рахунок дроселювання. Тому для аналізу саме ефекту Ранка в цій роботі були введені такі поняття:

1) ефект нагрівання внаслідок дії ефекту Ранка,

$$\Delta T_h^* = \Delta T_h + \Delta T_{JT}; \quad (17)$$

2) ефект охолодження внаслідок дії ефекту Ранка,

$$\Delta T_c^* = \Delta T_c - \Delta T_{JT}. \quad (18)$$

Використання обраних критеріїв дозволяє аналізувати ефект Ранка без врахування ефекту Джоуля-Томсона, величина якого, у свою чергу, залежить від природи використовуваного газу.

Для визначення характеру взаємозв'язку між ефектом нагрівання ΔT_h^* та іншими параметрами системи були побудовані графіки залежностей, як зображено на рис. 4.

На основі результатів проведеного статистичного аналізу можна зробити висновок, що співвідношення тисків π у дослідженому діапазоні має незначний вплив на ефект нагрівання. Також це видно на рис. 4, де точки одного кольору для кожного значення μ_h мають незначне відхилення від горизонтальної осі. Тому при виведенні аналітичних залежностей знехтуємо впливом відношення тисків π на ефект нагрівання ΔT_h^* . Це припущення збігається із отриманими залежностями в методиці [11].

У результаті статистичного оброблення даних запропонована аналітична залежність ефекту нагрівання ΔT_h^* від температури вхідного потоку T_i та частки гарячого потоку μ_h , яка має такий вигляд:

$$\Delta T_h^* = a\mu_h^2 + b\mu_h + c, \quad (19)$$

$$a = 0,1101T_i + 8,7056, \quad (20)$$

$$b = -0,6639T_i - 15,104, \quad (21)$$

$$c = 0,5647T_i + 6,418. \quad (22)$$

Дана залежність може бути використана для часток гарячого потоку $\mu_h < 1$.

Для визначення ефекту нагрівання при $\mu_h > 1$, тобто на режимі ежектування, слід використовувати наведене вище рівняння теплового балансу, яке набуде такого вигляду:

$$\Delta T_h^* = \frac{(1 - \mu_h)}{\mu_h} (T_i - T_c - \Delta T_{JT}), \quad (23)$$

де T_c – температура газу, що надходить ззовні у вихрову трубу через діафрагму.

Точність та адекватність представлених моделей можна попередньо оцінити, порівнявши розрахункові дані з результатами експериментів інших дослідників. Для цього порівняємо експериментально отримані в [17] температури холодного та гарячого потоків з розрахованими за представленими в цій роботі залежностями (рис. 5).

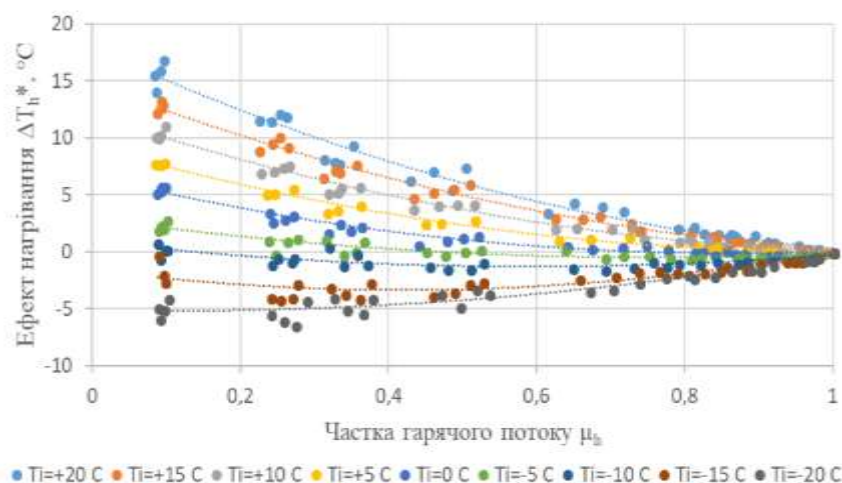


Рисунок 4 – Графік залежності ефекту нагрівання від частки гарячого потоку для різних значень вхідної температури T_i

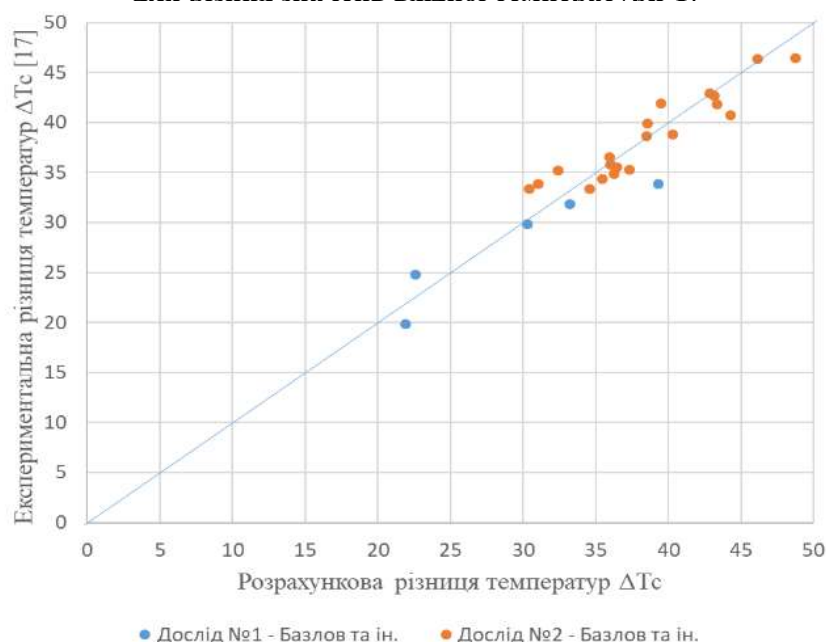


Рисунок 5 – Порівняльна характеристика експериментальних та розрахункових значень різниць температур ΔT_c

На рис. 5 видно, що запропоновані в цій роботі аналітичні залежності для визначення ефектів нагрівання та охолодження досить чітко повторюють дані експериментальних досліджень з роботи [11]. За результатами порівняння максимальне відхилення експериментальних точок від розрахункових складає приблизно 10%. Отже, аналітичні залежності, отримані в цій роботі, можуть бути використані для подальших досліджень.

На основі отриманих аналітичних рівнянь, пропонується методика для розрахунку геометричних параметрів (діаметра сопла/сопел, діафрагми та розмірів конусного регулятора), а також часток потоків для отримання необхідних ефектів нагрівання і охолодження газу за відомого відношення тисків.

Для проведення розрахунку за розробленою методикою необхідні наступні вхідні дані:

- 1) бажана температура гарячого T_h або холодного T_c потоку, °C;
- 2) температура вхідного потоку T_i , °C;
- 3) абсолютний тиск вхідного потоку P_i ;
- 4) абсолютний тиск холодного потоку P_c ;
- 5) інтегр. коефіцієнт Джоуля-Томсона D_i ;
- 6) масова витрата вхідного потоку G_i ;
- 7) густина вхідного потоку ρ_i .

Методика розрахунку:

- 1) У випадку заданої температури гарячого потоку, визначають необхідний ефект нагрівання внаслідок дії ефекту Ранка

$$\Delta T_h^* = T_h - T_i + D_i(P_i - P_c), \quad (24)$$

- а у випадку заданої температури холодного потоку – необхідний ефект охолодження

$$\Delta T_c^* = T_i - T_c - D_i(P_i - P_c). \quad (25)$$

- 2) Із рівняння (19) визначають частку гарячого потоку μ_h , розв'язавши квадратне рівняння (при заданих ΔT_h^* та T_i)

У випадку заданої температури холодного потоку, замість ΔT_h^* у формулу (19) підставляють вираз із теплового балансу (23) та розв'язують наступне кубічне рівняння відносно μ_h :

$$a\mu_h^3 + b\mu_h^2 + (c + \Delta T_c^*)\mu_h - \Delta T_c^* = 0. \quad (26)$$

3) Обчислюють відношення абсолютних тисків π за формулою:

$$\pi = P_i / P_c; \quad (27)$$

4) Визначають відношення площ F_H/F_c , розв'язавши одне з рівнянь (10, 12) залежно від обчисленого значення μ_h ;

5) Для заданого значення масової витрати вхідного потоку визначають загальну площу одного або декількох (n) вхідних сопел f_n , використовуючи наступну формулу:

$$f_n = \frac{G}{A}. \quad (28)$$

Коефіцієнт A визначається за формулою:

$$A = \left(\frac{1}{\pi}\right)^{\frac{1}{k}} \sqrt{\left[1 - \left(\frac{1}{\pi}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right] \frac{2k}{k-1} P_i \rho_i} \quad (29)$$

при $\pi < \pi_{кр}$,

$$A = \left(\frac{1}{\pi_{кр}}\right)^{\frac{1}{k}} \sqrt{\left[1 - \left(\frac{1}{\pi_{кр}}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right] \frac{2k}{k-1} P_i \rho_i} \quad (30)$$

при $\pi \geq \pi_{кр}$,

де $\pi_{кр}$ – критичне відношення тисків, $\pi_{кр} = 2$ [10];

k – показник адиабати;

ρ_i – густина газу на вході у вихрову трубу.

6) За формулами з методики [10] визначають діаметр вихрової труби D та діаметр отвору діафрагми d :

$$D = 3,65\sqrt{f_n}, \quad (31)$$

$$d = [0,35 + 0,313(1 - \mu_h)]D \quad \text{при } \mu_h < 1; \quad (32)$$

7) Використовуючи обчислені значення F_H/F_c , D та d , визначають необхідну площу кільцевого отвору на виході гарячого потоку d_h :

$$d_h = \sqrt{D^2 - \frac{F_h}{F_c} \cdot d^2}. \quad (33)$$

У випадку відомих геометричних розмірів вихрової труби та відношення тисків, розрахунок досяжних ефектів охолодження та нагрівання проводиться у такому порядку:

1) за формулою (10) та (12) визначають частку гарячого потоку. З двох обчислених значень μ_h обирають менше значення.

2) за відомих значенням температури вхідного потоку T_i визначають ефект нагрівання ΔT_h^* за формулою (19) або (23) в залежності від обчисленого значення μ_h .

3) якщо обчислене значення $\mu_h < 1$, то з рівняння теплового балансу (23) визначають ефект охолодження ΔT_c^* ;

4) визначають ефекти нагрівання ΔT_h та охолодження ΔT_c з урахуванням ефекту Джоуля-Гомсона за формулами (17) та (18).

1. З використанням математичної моделі досліджено явище ежектування у вихровій трубі, встановлено умови його виникнення та вплив на термодинамічні параметри роботи двопотокової вихрової труби. Отримано закономірності зміни основних термодинамічних параметрів залежно від вхідної температури, відношення вхідного і вихідного тисків, масової частки гарячого потоку та геометричних розмірів двопотокової вихрової труби, характерних для роботи на установці низькотемпературної сепарації газу.

2. Отримано залежності масової частки гарячого потоку від відношення вхідного та вихідного тисків, діаметра діафрагми та розмірів кільцевого отвору на виході гарячого потоку. Отримані залежності придатні для використання як при вихровому режимі течії, так і при режимі ежектування під час роботи на установці низькотемпературної сепарації газу.

3. Отримано залежності ефекту нагрівання газу від температури вхідного потоку газу та масової частки гарячого потоку, за допомогою якої можна визначити досяжні ефекти нагрівання та охолодження газу за заданого положення конусного регулятора на виході гарячого потоку в умовах роботи на установці низькотемпературної сепарації газу.

4. Запропоновано методику розрахунку термодинамічних показників роботи вихрових труб та методику визначення геометричних розмірів вихрових труб для досягнення заданих термодинамічних показників.

Література

1 ТУ У 11.1-20077720-001: 2010 «Газ природний горючий, що подається в магістральні газопроводи. Технічні умови».

2 Технічна угода про умови приймання-передачі природного газу № 10-03-73 від 02.04.2013.

3 Рябов А.П. Разработка и исследование технологии низкотемпературной очистки и осушки нефтяного попутного газа. : дис. канд. техн. наук : 25.00.17. – Тюмень, 2007. 177 с.

4 Гусев А.П. Подготовка попутного газа нефтедобычи к транспорту с применением трехпоточной вихревой трубы. : дис. канд. техн. наук: 25.00.17, 05.02.13. – Тюмень, 2004. 218 с.

5 Рябов А.П. Трехпоточные вихревые трубы в нефтедобывающей и газовой промышленности (аналитический обзор) / Рябов А.П., Гусев А.П., Жидков М.А., Жидков Д.А. // Нефтегазовые технологии. – 2007. – № 2. – С. 2 – 7.

6 Бетлинский В.Ю. Двухпоточные регулируемые вихревые трубы в промышленных установках очистки и осушки газов / Бетлинский В.Ю., Жидков М.А., Овчинников В.П. // Газовая промышленность. – 2008. – № 1. – С. 72 – 75.

- 7 Бетлинский В. Экспериментальное исследование термодинамической эффективности регулируемой вихревой трубы на природном газе / Бетлинский В., Жидков М., Овчинников В., Жидков Д. // Нефтегазовые технологии. – 2008. – № 2. – С. 2 – 6.
- 8 Lorey M., Steinle J., Thomas K. Industrial application of vortex tube separation technology utilizing the Ranque-Hilsch effect. SPE European Petroleum Conference. 1998.
- 9 Hilsch R., Die Expansion von Gasen im Zentrifugalfeld als Ketteprozess. Zeit. Naturforschung. (1). – 1946. – P. 208-214.
- 10 Меркулов А.П. Вихревой эффект и его применение в технике. – М.: Машиностроение. 1969. – 183 с.
- 11 Базлов М.Н. Подготовка природного газа и конденсата к транспорту / Базлов М.Н., Жуков А.И., Алексеев Т.С.. – М.: Недра. 1968. 213 с.
- 12 Versteeg H.K. An introduction to computational fluid dynamics. The finite volume method. Longman Group Ltd., Essex, 1995. P. 10 – 24.
- 13 Whitson C.H. Phase Behavior. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. Society of Petroleum Engineers Inc., Richardson, Texas, 2000. – 240 p.
- 14 Behera U., Paul P.J., Dinesh K., Jacob S. Numerical investigations on flow behaviour and energy separation in Ranque-Hilsch vortex tube. International Journal of Heat and Mass Transfer. 51 (2008). P. 6077–6089.
- 15 Eiamsa-ard S., Promvong P. Numerical investigation of the thermal separation in a Ranque-Hilsch vortex tube. International Journal of Heat and Mass Transfer. 50 (2007). P. 821–832.
- 16 Secchiarioli A., Ricci R., Montelpare S., D’Alessandro V. Numerical simulation of turbulent flow in a Ranque-Hilsch vortex tube. International Journal of Heat and Mass Transfer. 52 (2009). P. 5496–5511.
- 17 Farouk T., Farouk B., Gutsol A. Simulation of gas species and temperature separation in the counter-flow Ranque-Hilsch vortex tube using the large eddy simulation technique. International Journal of Heat and Mass Transfer. 52 (2009). P. 3320–3333.
- 18 Гутак А.Д. Використання вихрових труб для підготовки природних газів // Нафтогазова галузь України. – 2014. – №6. – С. 21 – 24.
- 19 Черныш Н.К. Теория и расчет идеальных вихревых устройств. – Минск: ООО «Медисонт», 2010. – 369 с. – ISBN 978-985-6887-86-7.

Стаття надійшла до редакційної колегії

22.04.18

*Рекомендована до друку професором **Бойко В.С.***

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

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

(ПАТ «Український нафтогазовий інститут», м. Київ)

МОДЕЛЮВАННЯ ТА ІДЕНТИФІКАЦІЯ ОСНОВНИХ БЛОКІВ ТЕПЛОВОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ (ТЕС) ЯК ОБ'ЄКТІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ

М.В. Шавранський

*ІФНТУНГ; м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727167,
e-mail: kafatp@ukr.net*

На підставі аналізу теплоенергетичних процесів проведено моделювання та ідентифікацію основних блоків ТЕС з метою підвищення ефективності роботи та надійності функціонування систем автоматичного регулювання інерційних контурів котлоагрегатів ТЕС, що забезпечує зниження чутливості систем до невизначеностей параметрів самого об'єкта, зовнішніх збурень, зміни запізнювання у часі по каналах керування і збурення, та гарантує при цьому задану якість регулювання у маневрових режимах роботи. Досліджені функції передачі (структури моделі) легко реалізуються програмно-технічним шляхом і не вимагають для своєї реалізації додаткової регулюючої апаратури, додаткових каналів вимірювання сигналів або спеціальних датчиків.

Ключові слова: ідентифікація, моделювання, функція передачі, котлоагрегат, перехідна характеристика, коефіцієнт підсилення, стала часу, запізнення, канали регулювання.

По результатам анализа теплоэнергетических процессов проведены моделирование и идентификация основных блоков ТЭС с целью повышения эффективности работы и надежности функционирования систем автоматического регулирования инерционных контуров котлоагрегатов ТЭС, обеспечивает снижение чувствительности систем к неопределенности параметров самого объекта, внешних возмущений, изменение запаздывания во времени по каналам управления и возмущения, и гарантирует при этом заданное качество регулирования в маневренных режимах работы. Исследованы функции передачи (структуры модели) легко реализуемые программно-техническим путем, которые не требуют для своей реализации дополнительной регулирующей аппаратуры, дополнительных каналов измерения сигналов или специальных датчиков.

Ключевые слова: идентификация, моделирование, функция передачи, котлоагрегат, переходная характеристика, коэффициент усиления, постоянная времени, опоздания, каналы регулирования.

On the basis of the analysis of the heat and power processes, the modeling and identification of the main units of the TPP has been carried out in order to increase the efficiency and reliability of the functioning of the automatic control systems of the inertial circuits of the TPP boiler units, which ensures the system's reduction in sensitivity to uncertainties of the object itself, external perturbations, time delay variations along the control channels and disturbance, and thus guarantees the given quality of regulation in maneuverable modes of operation. The investigated transfer functions (model structure) are easily implemented by software and do not require additional control equipment, additional signal measurement channels or special sensors for their implementation.

Key words: identification, modeling, transfer function, boiler unit, transient characteristic, gain coefficient, time constant, delay, control channels.

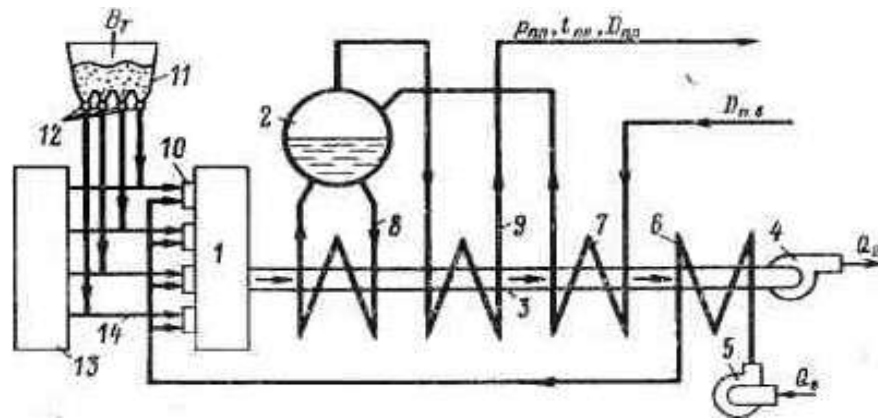
Вступ. Теплові електричні станції (ТЕС) є складовою частиною об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, на якій припадає значна частина встановленої потужності та відповідна кількість виробленої електроенергії. В структурі генеруючих потужностей компонентів ОЕС виявлена диспропорція між об'єктами, що можуть працювати в базовому, напівпіковому та піковому режимах [1, 2]. Енергоблоки ТЕС використовуються в даний момент часу у непроектованих режимах для покриття пікових навантажень, що прискорює їх зношування.

Термінова модернізація об'єктів теплової генерації та створення маневрових потужностей стає важливим завданням, без виконання якого Україна може втратити здатність самостійно регулювати роботу енергосистеми, а також ризикує перетворитися з експортера на імпортера електроенергії [3-6].

Аналіз існуючого стану. Розвідані запаси вихідної сировини для основних технологічних процесів об'єктів теплової енергетики, які використовують переважно для отримання електричної та теплової енергії кам'яне вугілля та природний газ, є скінчені, але для вугілля вони становлять до 450 років при теперішніх об'ємах споживання, а для природного газу – на порядок менше.

Технологічні процеси ТЕС включають: розмелювання кам'яного вугілля, його спалювання, отримання перегрітої водяної пари заданого тиску і температури, а також розширення її у паровій турбіні та отримання електричної енергії за допомогою потужних генераторів.

Одним із найбільших, і водночас дуже важливим та ключовим блоком на тепловій електростанції є котельний агрегат, який визначає ефективність функціонування всього циклу парової генерації електричної енергії. Типовий котельний агрегат складається із бункера вугі-



1 – паливня, 2 – барабан, 3 – газохід, 4 – димовий вентилятор, 5 – вентилятор повітря на процес спалювання, 6 – підігрівач повітря, 7 – водяний економайзер, 8 – циркуляційний контур, 9 – пароперегрівник, 10 – пальники котла, 11 – бункер вугільного пилу, 12 – вугільні живильники, 13 – короб первинного повітря, 14 – трубопроводи вугільного пилу

Рисунок 1 – Принципова технологічна схема котельного агрегату з пиловугільним блоком

льного пилу, палива та парогенератора, які є складними динамічними системами із розподіленими параметрами.

Об'єкти теплової енергетики схематично можна зобразити як пристрій з декількома вхідними та вихідними величинами та розглядати як спрощену фізичну модель реального об'єкта. Сукупність математичних залежностей у вигляді алгебраїчних або диференціальних рівнянь, що описують взаємозв'язки між вхідними та вихідними величинами розглядають як математичну модель. При складанні математичних моделей теплових об'єктів використовують моделі із зосередженими та розподіленими теплофізичними параметрами.

Принципову схему котельного агрегату із пиловугільним блоком наведено на рис. 1.

Аналітичне визначення статичних і динамічних характеристик таких систем шляхом складання диференціальних рівнянь пов'язане з великим об'ємом розрахункових та дослідницьких операцій.

Отримання математичних моделей аналітичними методами також надзвичайно трудомістке, вимагає величезних об'ємів обчислювальних операцій, та в силу згаданих причин мало придатне для різноманітних блоків. Експериментальні методи вимагають мінімальних знань про суть технологічних процесів, а з їх допомогою можна відносно швидко отримати математичний опис відповідного процесу з метою його автоматизації.

Математичні моделі складних технологічних об'єктів класифікують за певними ознаками. Так, наприклад, за способом їх отримання вони поділяються на аналітичні та експериментальні [7,8]. Перші з них більше використовують на стадії проектування технологічних процесів, розрахунку та побудови багатоконтурних систем автоматичного регулювання, а також для оцінки змін основних технологічних параметрів відповідних процесів. Аналітичні моделі формують на основі теоретичного аналізу фізико-хімічних процесів та явищ з врахуванням

конструктивних параметрів основних технологічних апаратів та режимних характеристик процесів. Експериментальні методи в більшості використовують для побудови систем автоматичного керування (САК). Емпіричні моделі не містять конкретного фізичного змісту та не відображають фізичну суть конкретного технологічного процесу. Вони можуть бути застосовані для об'єктів, перехідна функція яких може бути лінеаризована у вузькому діапазоні зміни вхідних та вихідних величин (в невеликому діапазоні заданого інтервалу). Такі моделі використовують для побудови систем стабілізації технологічних параметрів.

Виділення невирішеного завдання. Для ідентифікації таких складних та різноманітних об'єктів теплової (вугільної) енергетики, які працюють за схемами парового та газового циклів генерації, а також комбінованих парогазових енергетичних установок запропоновано використовувати функції передачі [7,8] із застосуванням стрибкоподібних, імпульсних чи синусоїдальних збурень на вході відповідних блоків.

Отримання функцій передачі вугільних блоків діючих ТЕС експериментальними методами ускладнено через те що, вони спалюють величезну кількість меленого вугілля (70-100 тонн вугілля за годину), а такий експеримент може тривати дві-три години, тоді експеримент стає надзвичайно вартісним. Газове генерування електричної енергії в Україні з невідомих причин не використовується, хоча існує відповідна інфраструктура з проектування та виготовлення газотурбінних установок.

Залишається тільки один спосіб вирішення поставленого завдання - дослідження функцій передачі (структури математичної моделі) основних блоків генерації електричної енергії як за паровим, так і за газовим способом, що містяться в різноманітних літературних джерелах, які використовуються в інших суміжних сферах наукових досліджень.

Можливі шляхи вирішення поставлено-го завдання. Одним із спрощених підходів до таких розрахунків є підхід до сформульованого вище завдання, що полягає в заміні складного об'єкта із розподіленими параметрами послідовним або паралельним поєднанням ділянок із зосередженими параметрами, які відрізняються єдністю фізичних та технологічних процесів, а також характеризуються простотою математичного опису. Таку складну теплотехнічну систему для прикладу можна розкласти [7] на декілька простих ділянок в такій послідовності:

- перший блок – транспортування пилеподібного вугільного пилу із бункера до палинкових пристроїв до паливної котельного агрегату.

Динамічні властивості цієї ділянки дозволяють наближено вважати його ланкою чистого транспортного запізнення з функцією передачі у вигляді

$$W_1 = e^{-p\tau}, \quad (1)$$

де τ – час запізнення, який визначається швидкістю руху пилеподібної суміші і довжиною подаючого транспортера та довжиною вугільних живильників.

Для сучасних котельних агрегатів залежно від потужності блоків (100 – 800 МВт) величина часу запізнення може змінюватися в діапазоні від декількох секунд до кількох хвилин (5 до 180 с).

- другий блок – паливня, де пилеподібна суміш вугільного пилу з повітрям надходить в паливню, де відбувається спалахування її у факелі, а відтак повне або часткове згоряння.

Процес тепловиділення, коли прихована теплота твердого палива переходить у теплоту газів згоряння, може бути описаний рівнянням інерційної ланки першого порядку із функцією передачі:

$$W_2 = \frac{k_2}{1 + T_2 p}, \quad (2)$$

де k_2 – коефіцієнт підсилення,

T_2 – постійна часу аперіодичної ланки першого порядку.

Постійна часу T_2 змінюється залежно від типу парогенератора, марки палива, кількості повітря, що подається на процес горіння. Тепловий потік, який формується в процесі спалювання сприймається радіаційними та конвективними поверхнями нагрівання парогенератора.

- третій блок, що реалізує процес теплопередачі від димових газів через стінку пароперегрівника до води, що подається в барабан, характеризується функцією передачі W_3

$$W_3 = \frac{k_3}{1 + T_3 p}; \quad (3)$$

- наступний, четвертий блок, який включає у себе барабан, опускні труби циркуляційного контура, а також екранні поверхні парогенератора, де відбувається процес пароутворення. Тут проходить передача тепла через стінки труб воді, що поступає в барабан, нагрів її до кипіння, утворення водяної пари та перенесення її від екранних труб в барабан.

Загальний вигляд складових частин пароводяного тракту котлоагрегату ТЕС потужністю 300 МВт [9] наведено на рис. 2.

Ділянка тракту, на якій відбувається випаровування та часткове перегрівання пари, складається з трьох основних зон: нижня радіаційна частина (НРЧ), верхня радіаційна частина (ВРЧ) та стельовий екран (ПЕ) – після кожної з яких контролюється температура.

Зміна навантаження (витрати живильної води та палива) прямо впливає на динамічні характеристики пароводяного тракту. Врахування цієї особливості об'єкта є необхідною умовою для розробки адекватної моделі та синтезу системи автоматичного керування.

Аналітичне отримання математичних моделей ділянок пароводяного тракту ускладнюється неоднорідністю матеріального потоку всередині труб, наявністю зони максимальної теплоємності (що переміщується повздовж тракту і залежний від навантаження), особливостями використання вугільного палива (що впливають на поведінку факела) та іншими невизначеностями [10], тому на практиці використовуються прикладні емпіричні моделі, що одержуються для конкретного котлоагрегата.

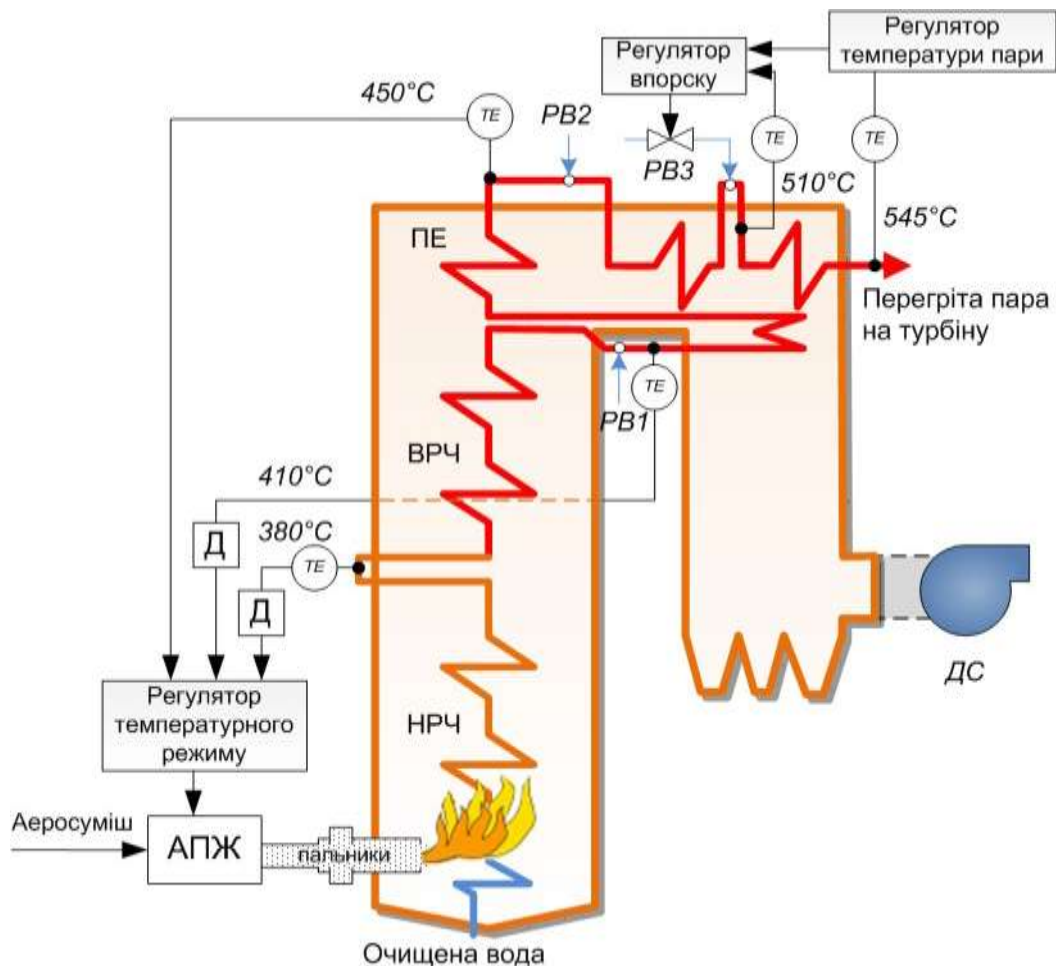
Аналітичне отримання математичних моделей ділянок пароводяного тракту ускладнюється неоднорідністю матеріального потоку всередині труб, наявністю зони максимальної теплоємності (що переміщується по тракту і залежний від навантаження), особливостями використання вугільного палива (що впливають на поведінку факела) та іншими невизначеностями [6], тому на практиці використовуються прикладні емпіричні моделі, для конкретного котлоагрегата.

Експериментальні дані для ідентифікації моделі були отримані згідно методики [7-10] при різних навантаженнях, зокрема: 300 МВт, 275 МВт і 225 МВт. В якості вихідних змінних аналізувалися температури за НРЧ, ВРЧ і за ПЕ як середні значення температури по двом ниткам паропроводу корпусу Б пилувугільного котлоагрегата ТПП-210А енергоблоку №2 Трипільської ТЕС.

Перший графік вихідних змінних представлений на рис. 3а, для проміжку часу з 08:00:00 до 17:00:00 під навантаженням 300 МВт, тобто протягом 9 годин. На графіку помітні стрибки сигналів „Завдання (град.)”, „Керуючий вплив (%)”, а також середніх значень температури НРЧ, ВРЧ і ПЕ (град.), особливо, у проміжки часу приблизно 09:26-11:08 та 14:40-16:25, що відповідають добовим коливанням навантаження ТЕС.

На другому графіку (рис. 3б) показані сигнали при навантаженні 225 МВт зроблені протягом двох годин з 11:30 до 13:30.

Також на обох графіках умовно у вигляді пунктирної лінії зображено режим роботи регулятора, що у базі даних САР ТЕС має кодові значення 1, 2, 4. На графіку рис.2. цей параметр приведений до правої шкали множителем 10, тобто має значення 10, 20 та 40, а на графіку рис.3б має свої безпосередні значення.



АПЖ – аераційний паливний живильник; ВРЧ – верхня радіаційна частина;
 НРЧ – нижня радіаційна частина; ПЕ – поточний екран

Рисунок 2 – Принципова схема вугільного котлоагрегату ТЕС 300 МВт

За інформацією, наданою персоналом ТЕС, кодування режимів функціонування регуляторів є таким: 1, 2, 3 – автоматичне керування, 4 – режим „дистанція”, тобто керування у ручному режимі операторами. Режими 2 і 3 мають на практиці короткочасне застосування - між двома основними режимами 1 та 4. Значення (код) 1 відповідає безперервній роботі регулятора у режимі стеження за сигналом завдання. У режимі 1 безперервного стеження за завданням, температура ПЕ майже ніколи не дорівнює сигналу завдання, навіть для проміжків часу зі сталими його значеннями. В той же час, у режимі 4 вихідний сигнал температури за ПЕ майже точно збігається із сигналом завдання.

На рис. 4 зображені сигнали для навантаження 225 МВт за менший проміжок часу – 1 годину (11:45-12:45). Температури у різних точках теплового тракту мають таке співвідношення: НРЧ < ВРЧ < ПЕ, що обумовлено фізичними умовами поступового нагрівання і порядку розташування давачів температури у теплового тракту.

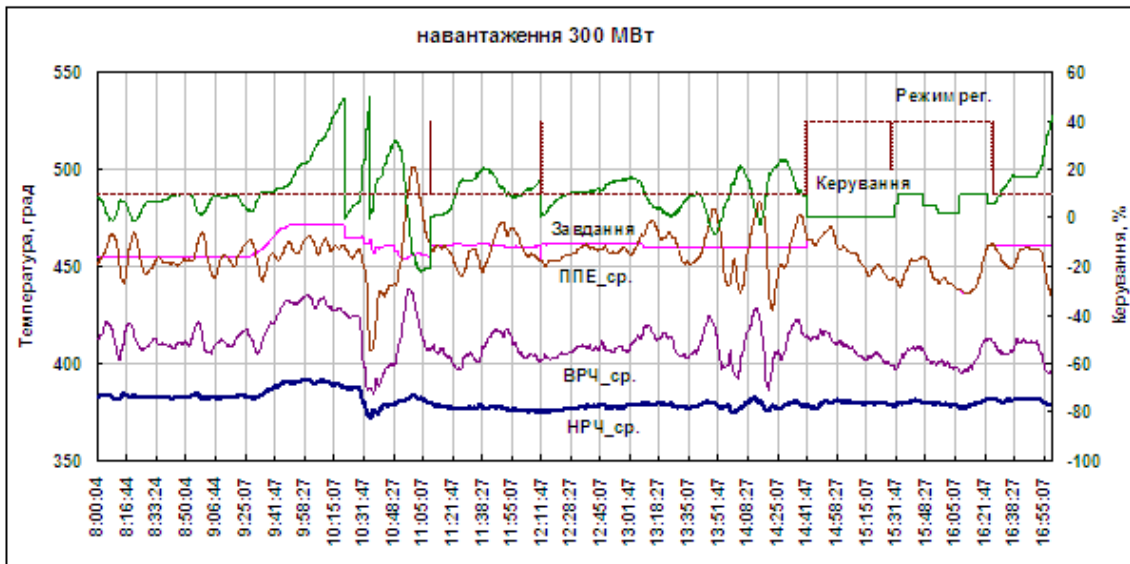
Останні сигнали також мають більш повільний низькочастотний характер у порівнянні з НРЧ, який проявляє більш високочастотні складові можливо за рахунок змін у процесі горіння палива або завад у каналі вимірювання.

Крім того, всі три сигнали мають поступове запізнювання у часі (від НРЧ до ПЕ). Якщо високочастотна складова сигналу НРЧ пов’язана із фізикою процесу теплопередачі у тракту, а не завадами вимірювання і неврахованими збуреннями, то сталі часу каналу НРЧ у моделі об’єкта мають бути меншими за два інших (ВРЧ і ПЕ) і не тільки за рахунок їхнього послідовного додавання.

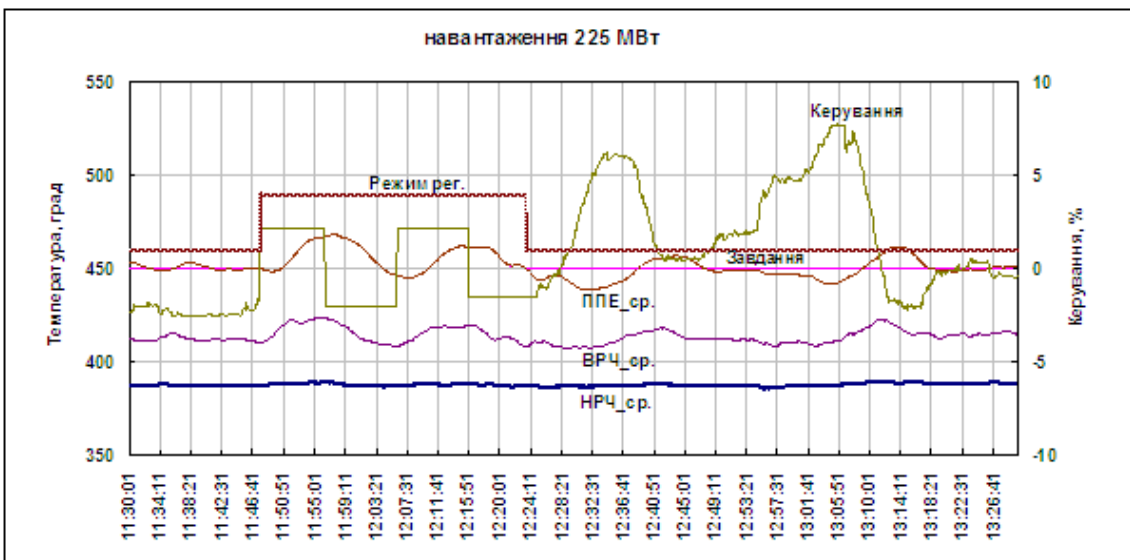
За результатами аналізу експериментальних даних можна сказати, що існуюча САР відпрацьовує збурення гірше, ніж під час керування у ручному режимі операторами ТЕС.

У практиці регулювання об’єктів ТЕС найбільш широкое застосування отримав метод визначення динамічних параметрів регульованого об’єкта за нормальною характеристикою розгону (кривою розгону), під якою розуміється залежність зміни регульованої величини у часі в результаті однократного збурення при відключеному регуляторі (розімкненому контурі). Найбільш розповсюдженою моделлю теплових об’єктів є аперіодична ланка першого порядку із запізнюванням (*First Order Lag Plus Time Delay – FOLPD model*):

$$F_A(s) = \frac{K_s}{1 + T_1 s} e^{-sT_1} \quad (4)$$



а)



б)

Рисунок 3 – Графіки перехідних процесів каналами НРЧ, ВРЧ і ПЕ при навантаженнях 300 МВт (а) і 225 МВт (б)

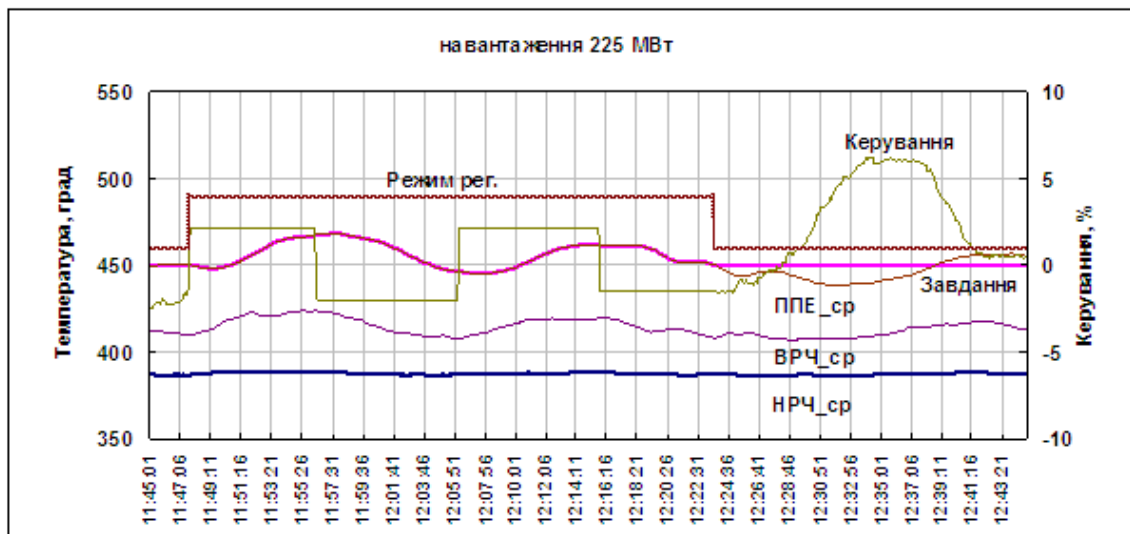
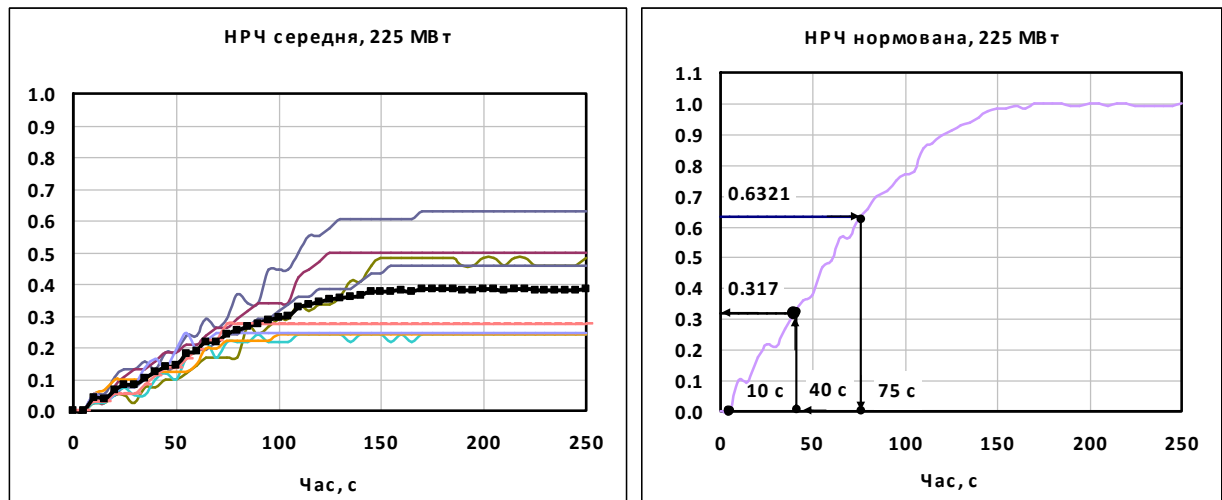


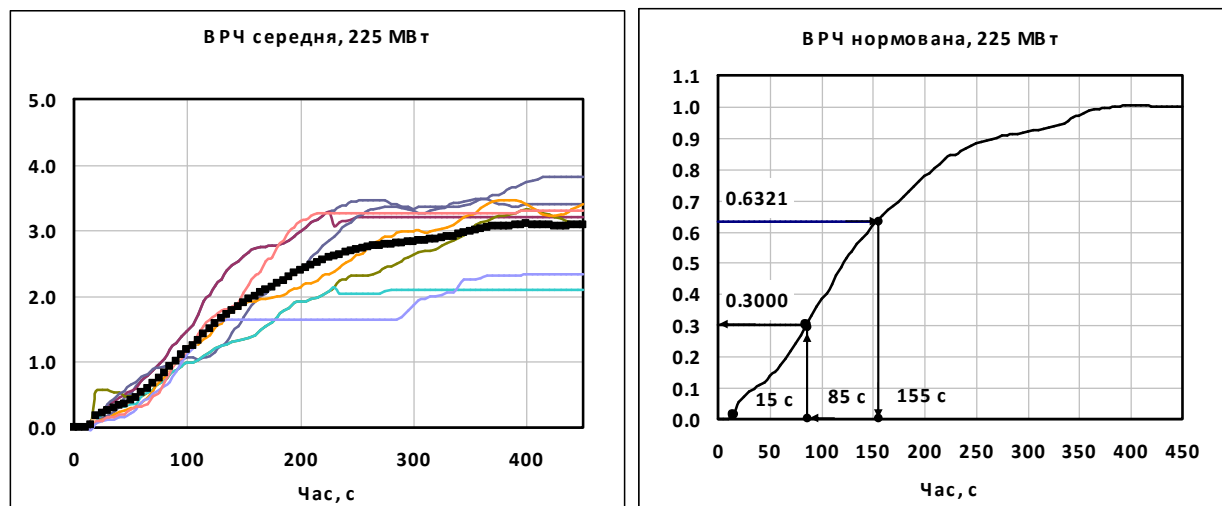
Рисунок 4 – Графіки перехідних процесів каналами НРЧ, ВРЧ і ПЕ при навантаженні 225 МВт за проміжок часу - 1 година (11:45-12:45)



а)

б)

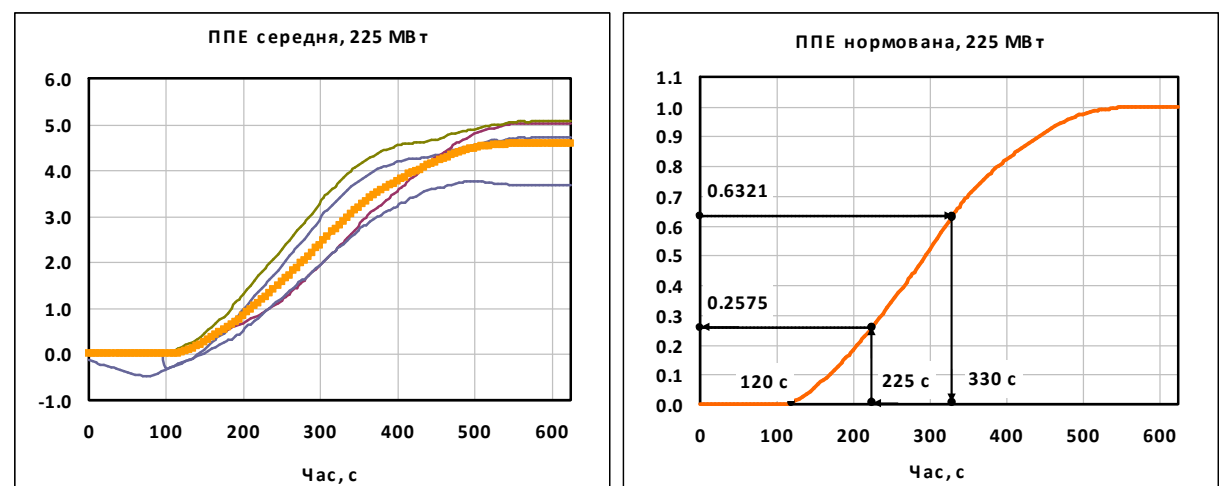
Рисунок 5 – Графіки перехідних процесів каналом НРЧ



а)

б)

Рисунок 6 – Графіки перехідних процесів каналом ВРЧ



а)

б)

Рисунок 7 – Графіки перехідних процесів каналом ПЕ

Описаний вище алгоритм методу додаткових членів був реалізований у розробленій комп'ютерній програмі [13], що дозволяє в автоматизованому режимі оперувати файлами вхідних даних отриманих на об'єкті і отримувати параметри моделі швидкодіючих та інерційних ділянок об'єкту. Враховуючи стохастичний характер процесів, застосовані багаторазові тести ступінчастого впливу та низькочастотну фільтрацію сигналів, тому параметри об'єкта можуть бути визначені навіть при великих завадах у вимірах.

Чисте запізнювання по каналу НРЧ (див. рис. 5б) складає $\tau=10$ с, $t_1=75-10=65$ с, $t_2=65/2=32.5$ с або на графіку 42.5 с із врахуванням τ , тоді $h(t_2)=0.317-0.358$. Значення $h(t_2)$ взято з інтервалом, тому що дискретизація у часі складає 5 с і точка 42.5 с розташовується між двома відліками. Найближче до інтервалу 0.317-0.358 значення на графіку рис. 5а є 0.297, тобто порядок даної системи $n=2$. $D_n = 0.642$.

Стрілками на рис. 5б і далі показані кроки виконання алгоритму пошуку параметрів динамічної системи. Перша стала часу каналу НРЧ: $T_1 = D_n t_1 = 0.642 \times 65 = 42$ с; друга стала часу: $T_2 = T_1/2 = 21$ с. Коефіцієнт підсилення знаходимо за рис. 5а. Він складає $K = 0.38$.

Чисте запізнювання каналом ВРЧ складає $\tau=15$ с (див. рис. 6б), $t_1=155-15=140$ с, $t_2=140/2=70$ с, або на графіку 85 с із врахуванням τ , тоді $h(t_2)=0.3000$. Найближче до 0.3000 значення на графіку рис. 3 є 0.297, тобто порядок даної системи $n=2$. За n знаходимо коефіцієнт $D_n = 0.642$. Перша стала часу каналу ВРЧ: $T_1 = D_n t_1 = 0.642 \times 140 = 90$ с; друга стала часу: $T_2 = T_1/2 = 45$ с, коефіцієнт підсилення складає $K=3.08$.

Чисте запізнювання каналом ПЕ складає $\tau = 120$ с (див. рис. 7б), $t_1=330-120=210$ с, $t_2=210/2=105$ с або на графіку 225 с із врахуванням τ , тоді $h(t_2)=0.2575$. Найближче до 0.2575 значення на графіку рис. 6а є 0.240, тобто порядок даної системи $n=3$. За n знаходимо коефіцієнт $D_n = 0.524$. Перша стала часу каналу ПЕ: $T_1 = D_n t_1 = 0.524 \times 210 = 110$ с; друга стала часу: $T_2 = T_1/2 = 55$ с, третя стала часу: $T_3 = T_1/3 = 27.5$ с. Коефіцієнт підсилення складає $K=4.6$.

На деяких графіках перехідних процесів ПЕ (див. рис. 7а) видно, що вихідна величина у початковий момент часу починає спадати, а потім зростати, що за даними роботи [10] характерно для парових котлів високого тиску і пов'язано з ефектом "скипання" поверхні.

Слід зауважити, що закономірно спостерігається поступове збільшення всіх сталих часу у напрямку НРЧ→ВРЧ→ПЕ, обумовлене конструктивним розташуванням давачів температури у котлоагрегаті. Також слід відзначити збільшення коефіцієнтів підсилення від НРЧ до ПЕ, яке викликано необхідністю регулювання менш чутливих до керуючого впливу більш віддалених від паливної точки вимірювання температури. Зменшення вдвічі коефіцієнтів підсилення каналами НРЧ, ВРЧ, ПЕ порівняно із

експериментальними даними обумовлено різницею параметрів виконавчого механізму у ручному режимі, в якому визначалися криві розгону, і в автоматичному режимі регулювання під час роботи САР.

За результатами ідентифікації можна зробити висновок, що найбільший вплив зміна навантаження має на коефіцієнт передачі $K_{об}$ та транспортне запізнювання, і меншою мірою на сталі часу об'єкта керування.

За результатами ідентифікації параметрів каналів об'єкта керування, наведених у таблицях 1-3, отримано математичні моделі у вигляді функцій передачі.

Таблиця 1 – Параметри ідентифікованої моделі каналу НРЧ

N, МВт	K, С/%	T1, с	T2, с	τ , с
225	0,35	42	21	15
275	0.26	38	19	12
300	0,19	36	18	10

Таблиця 2 – Параметри ідентифікованої моделі каналу ВРЧ

N, МВт	K, С/%	T1, с	T2, с	τ , с
225	3,10	90	45	25
275	1,90	84	42	20
300	1,60	80	40	17

Таблиця 3 – Параметри ідентифікованої моделі каналу ПЕ

N, МВт	K, С/%	T1, с	T2, с	T3, с	τ , с
225	4,60	110	55	27	120
275	3,10	106	53	26	107
300	2,50	102	51	25	100

Коефіцієнти вказуються для навантаження 275 МВт, оскільки воно є середнім, і системи керування налаштовуються на нього.

Передавальна функція каналу ПЕ із числовими значеннями параметрів має такий вигляд: третього порядку

$$W_{PE}(p) = \frac{3,1}{106 \cdot p + 1} \cdot \frac{1}{53 \cdot p + 1} \cdot \frac{1}{26 \cdot p + 1} \cdot e^{-107 \cdot p};$$

другого порядку

$$W_{PE}(p) = \frac{0,5}{110 \cdot p + 1} \cdot \frac{1}{27,5 \cdot p + 1} \cdot e^{-120 \cdot p}.$$

Передавальна функція каналу ВРЧ: третього порядку

$$W_{BRQ}(p) = \frac{0,5}{90 \cdot p + 1} \cdot \frac{3,08}{45 \cdot p + 1} \cdot \frac{165p}{165 \cdot p + 1} \cdot e^{-15 \cdot p};$$

другого порядку

$$W_{BRQ}(p) = \frac{1,9}{84 \cdot p + 1} \cdot \frac{1}{42 \cdot p + 1} \cdot e^{-20 \cdot p}.$$

Передавальна функція каналу НРЧ: третього порядку

$$W_{HRQ}(p) = \frac{0,5}{42 \cdot p + 1} \cdot \frac{0,38}{21 \cdot p + 1} \cdot \frac{3 \cdot 80p}{80p + 1} \cdot e^{-10 \cdot p};$$

другого порядку

$$W_{HPЧ}(p) = \frac{0,26}{38 \cdot p + 1} \cdot \frac{1}{19 \cdot p + 1} \cdot e^{-12 \cdot p}.$$

Також для подальших експрес-налаштувань диференціаторів каналів НРЧ та ВРЧ отримано передатні функції першого порядку із запізненням:

$$W_{HPЧ}(p) = \frac{0,26}{50 \cdot p + 1} \cdot e^{-30 \cdot p};$$

$$W_{BRЧ}(p) = \frac{1,9}{105 \cdot p + 1} \cdot e^{-55 \cdot p}.$$

Для подальшого використання отриманих математичних моделей контурів було проведено їх перевірку на адекватність шляхом порівняння відносного інтегрального відхилення кривих розгону.

Відносне інтегральне відхилення скало не більше 3%, що є допустимим за загальними нормами проектування САР, тобто моделі 2-го та 3-го порядків із транспортним запізненням можна вважати адекватними.

ВИСНОВКИ

1. Проведений аналіз сучасного стану теплової енергетики України, з результатів якого випливає, що основне технологічне обладнання більшості з них вичерпало свій технічний ресурс, а також існує брак маневрових потужностей. Для покриття пікових навантажень використовуються вугільні блоки, що прискорює їх зношення.

2. Пропонується при переоснащенні ТЕС надавати перевагу комбінованим парогазовим енергетичним установкам, в яких реалізується, крім парового, газовий спосіб генерації електричної енергії. При цьому газова частина може працювати на продуктах внутріциклової газифікації вугілля низької якості.

3. Для оптимального підбору потужностей парової і газової частин необхідно вивчити динамічні характеристики основних блоків ТЕС.

4. Виконана статистична обробка експериментальних даних, отриманих на енергоблоці Трипільської ТЕС, при різних рівнях навантаження котлоагрегата. У результаті розроблені моделі ділянку регулювання первинного тракту котлоагрегату потужністю 300 МВт, а саме: НРЧ, ВРЧ, ПЕ каналом «керуючий вплив (%) - температури (град.)» у вигляді функцій передачі. Визначені постійні часу і коефіцієнти передачі за вказаними каналами.

5. Отримано функції передачі 1-го та 2-го порядків еквівалентного об'єкта керування із урахуванням швидкодіючих каналів з диференціаторами для можливості застосування класичних методик налаштування та проведення досліджень САР у частотній області.

Література

1 Воронцов С. Про відповідність Енергетичної ст1. Воронцов С. Про відповідність енергетичної стратегії України на період до 2030 року сучасним викликам і загрозам у сфері енергетичної безпеки // Національний інститут стратегічних досліджень. – Електронний ресурс: <http://www.niss.gov.ua/articles/470/>

2 Научно-техническое обеспечение долгосрочных планов развития энергетики Украины / [Мацевитый Ю. М., Стогний Б. С., Шидловский А. К.] // Энергетика та електрифікація. – 2013. – № 1. – С. 48–52.

3 Праховник А. В. Развитие маневренной генерации ОЭС Украины как фактор повышения энергетической безопасности государства / [Праховник А. В., Попов В. А., Находов В. Ф., Баталов А. Г., Денисевич К. Б.] // Энергетика та електрифікація. – 2008. – № 7. – С. 9–12.

4 Запорожець Ю.М. Теплові електростанції України перед дилемою: або закриття або інтенсивне відновлення / Запорожець Ю.М. // Наукові праці. Серія "Техногенна безпека". – Миколаїв: ЧДУ ім. П. Могили, 2005. – С.31-39.

5 Патон Б.Є. Перспективи розвитку вітчизняної парогазової технології / [Б.Є.Патон, А.А.Долинський, А.А. Халатов та ін.] // Вісник НАН України. – 2009. – № 4. – С.61-69.

6 Плетнев Г.П. Автоматическое регулирование и защита теплоэнергетических установок электрических станций / Г.П. Плетнев. – М.: Энергия, 1976. – 423 с.

7 Бунке О.С. Автоматизация процессов управления инерционными контурами котлоагрегата тепловой электростанции с использованием метода динамической коррекции: диссертация на здобуття наукового ступеня канд. техн. наук – Київ, НТТУ "КПІ", 2014. – 145с.

8 Серов Е.П. Динамика парогенераторов / Е.П. Серов, Б.П.Корольков. – М.: Энергоиздат, 1981. – 408 с.

9 Балакирев В.С. Экспериментальное определение динамических характеристик промышленных объектов управления / В.С.Балакирев, Е.Г. Дудников, А.М.Цирлин. – М.: Энергия, 1967. – 229 с.

10 Бунке О.С. Програмный комплекс для идентификации объектов управления на базе табличных данных [Текст] / О.С. Бунке, А.В. Полюхович // Матеріали ІХ міжнародної науково-практичної конференції аспірантів, магістрантів, студентів: тези доповідей (18-22 квітня, 2011). – К.: КПІ, 2011. – С. 174.

Стаття надійшла до редакційної колегії
10.05.18

Рекомендована до друку
професором Семенцовим Г.Н.
(ФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Воцинським В.С.
(ТЗОВ СКБ ЗА, м. Івано-Франківськ)

ВПЛИВ ТЕМПУ ЗАКОНТУРНОГО НАГНІТАННЯ АЗОТУ У ВИСНАЖЕНИЙ ГАЗОВИЙ ПОКЛАД КРУГОВОЇ ФОРМИ НА КОЕФІЦІЄНТ ВИЛУЧЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ГАЗУ

Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова

*ІФНТУНГ; м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 242195,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com*

Обґрунтовано застосування азоту для витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів. Виконано аналіз останніх досліджень і публікацій із застосування азоту для підвищення газовилучення з виснажених газових покладів. З використанням ліцензованої комп'ютерної програми CMG досліджено вплив темпу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад на показники його розробки (пластовий тиск, дебіт газу, вміст азоту у видобувному газі і коефіцієнт газовилучення по залишковому газу).

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, азот, витіснення, газовилучення, темп.

Обосновано применение азота для вытеснения остаточного газа из истощенных газовых залежей. Выполнен анализ последних исследований и публикаций по применению азота для повышения газоотдачи из истощенных газовых залежей. С использованием лицензированной компьютерной программы CMG исследовано влияние темпа нагнетания азота в истощенную газовую залежь на показатели его к разработке (пластовое давление, дебит газа, содержание азота в добываемом газе и коэффициент газоотдачи по остаточному газу).

Ключевые слова: залежь, скважина, газ, азот, вытеснение, газоотдача, темп.

The use of nitrogen for the replacement of residual gas from depleted gas deposits is justified. The latest research and publications on the use of nitrogen to improve gas recovery from depleted gas deposits is analyzed. Using the licensed computer program CMG, the impact of the rate of nitrogen injection into the depleted gas reservoir on its indices for development (reservoir pressure, gas production, nitrogen content in the production gas, and gas recovery factor for the residual gas) has been studied.

Key words: reservoir, well, gas, nitrogen, displacement, gas recovery, rate.

Постановка проблеми дослідження

Родовища природних газів України значною мірою виснажені. Частина з них перебуває на завершальній стадії розробки, окремі – на межі припинення рентабельного видобутку газу. Виснажені родовища ще містять значні залишкові запаси газу і в найближчі роки будуть визначати рівень видобутку природного газу в Україні. Одним із методів підвищення поточного видобутку газу і кінцевого газовилучення з виснажених родовищ є витіснення залишкового природного газу неуглеводневими газами, зокрема азотом [1-11]. Порівняно з іншими неуглеводневими газами азот має низьку корозійну здатність, що дуже важливо для забезпечення безаварійної роботи газопромислового обладнання. Величезні запаси азоту містяться в атмосферному повітрі (78 % об.). Методи отримання азоту з повітря прості, дешеві, доступні і добре вивчені. Тому заслуговують уваги дослідження із застосування азоту для підвищення газовилучення з виснажених газових родовищ.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

За результатами лабораторних досліджень витіснення природного газу (метану) з однорідних і неоднорідних моделей пласта різними неуглеводневими газами найкращими витіснювальними властивостями характеризується діоксид вуглецю (CO₂) [9]. Дещо менші витіснювальні властивості мають димові гази і азот.

Проте діоксин вуглецю характеризується високою корозійною властивістю. Не завжди його можна отримати у необхідній кількості. Застосування азоту в якості робочого агента зумовлено легкістю його отримання у промислових масштабах, меншими витратами на виробництво порівняно з іншими неуглеводневими газами та меншою стисливістю за високих тисків.

У роботах [1-4] наведено результати досліджень процесу витіснення залишкового природного газу азотом з виснажених газових покладів квадратної та кругової форм. За результатами досліджень встановлено оптимальні значення тиску початку нагнітання і тривалості періоду нагнітання азоту у поклад, а також вплив на коефіцієнт газовилучення системи розміщення видобувних свердловин на площі газонасності. Однак, на сьогодні не досліджено вплив темпу нагнітання азоту на коефіцієнт газовилучення по залишковому газу, що послужило підставою для написання додаткових досліджень.

Формулювання цілей статті

За результатами комп'ютерного дослідження процесу витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого газового покладу кругової форми оцінити вплив темпу нагнітання азоту у пласт на коефіцієнт газовилучення по залишковому газу.

Методика дослідження

Для оцінки впливу темпу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад кругової форми на коефіцієнт газовилучення по залишковому газу виконано комп'ютерне дослідження за допомогою ліцензованої комп'ютерної програми CMG (Computer Modelling Group). Дослідження виконано на прикладі гіпотетичного газового покладу кругової форми з радіусом початкового контуру газонасиченості 3000 м, площа газонасиченості – $28,26 \cdot 10^6$ м², товщина пласта – 12 м, коефіцієнтом відкритої пористості – 0,14, коефіцієнтом початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнтом 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, дорівнюють 11,713 млрд.м³.

Газовий поклад розробляють в режимі виснаження пластової енергії 12 видобувними свердловинами, які розміщені у вигляді кільцевої батареї радіусом 1500 м. Свердловини експлуатують на режимі постійної депресії на пласт 0,02 МПа. Початковий дебіт газу однієї свердловини становив 125 тис.м³/доб.

Після зниження пластового тиску на 90 % від початкового значення здійснюють нагнітання у пласт азоту через 12 нагнітальних свердловин, які розміщені у вигляді кільцевої батареї з радіусом 3000 м на початковому контурі газонасиченості. Наведене значення пластового тиску (0,1 від початкового тиску) у багатьох дослідженнях приймається як тиск «закидування» розробки газового покладу. Під час нагнітання азоту у пласт продовжували експлуатацію видобувних свердловин.

Дослідження виконано для різних співвідношень темпів нагнітання азоту і видобутку газу: 1:1; 1,25:1; 1,5:1; 1,75:1; 2:1. У дослідженнях темп видобутку газу з виснаженого газового покладу приймали постійним і рівним його значенню на момент початку нагнітання азоту у поклад. Для кожного варіанту нагнітання азоту у пласт здійснювали до того часу, поки він не прорветься до видобувних свердловин або вміст його у видобувному газі досягне 5 % об.

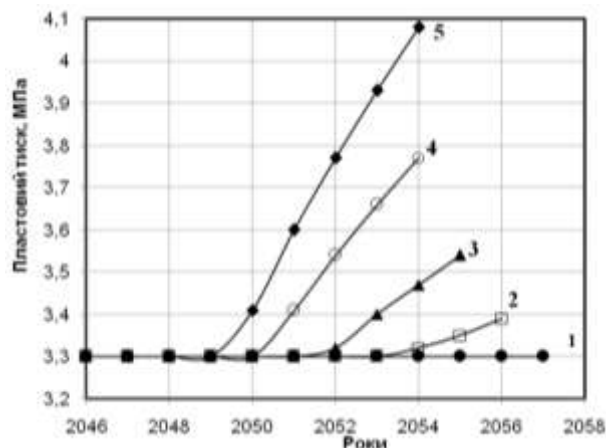
Результати дослідження

Газовий поклад уведено в розробку 01.01.2016 року. Нагнітання азоту у поклад розпочато 01.09.2045 року після зниження пластового тиску на 90 % від початкового значення. На зазначений момент часу поточний коефіцієнт газовилучення покладу дорівнював 81,82 %, а запаси залишкового газу – 2129,4 млн.м³.

Розрахунки технологічних показників розробки покладу 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 по залишковому газу. За результатами розрахунків будували графічні залежності зміни у часі досліджуваних технологічних показ-

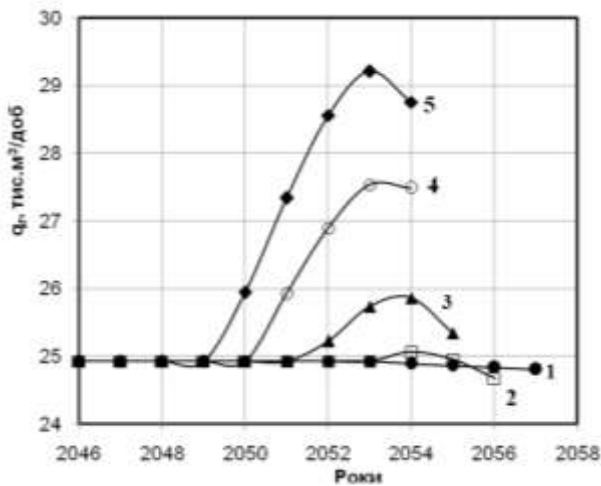
ників дорозробки покладу (рис. 1-4) і залежності коефіцієнта вилучення залишкового газу від співвідношення темпу нагнітання азоту у поклад Q_a і темпу видобутку газу Q_r (рис. 5).

Згідно з результатами розрахунків у процесі нагнітання азоту у виснажений газовий поклад пластовий тиск зростає тим раніше і в більшій степені, чим більше співвідношення темпів нагнітання азоту і видобутку газу Q_a/Q_r (рис. 1). У початковий період нагнітання азоту у поклад пластовий тиск стрімко зростає і надалі характер його зміни в часі стає близьким до прямолінійного. За рівності у пластових умовах темпу нагнітання азоту у поклад і темпу видобутку газу ($Q_a=Q_r$) пластовий тиск залишається постійним у часі (рис. 1, лінія 1). Для досліджених співвідношень темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу 1,25; 1,5; 1,75; 2,0 пластовий тиск на момент прориву азоту у видобувні свердловини зростає відповідно у 1.002; 1.006; 1.033; 1.045 разів, а на момент вмісту у свердловинній продукції 5 % об. азоту – у 1.027; 1.073; 1.142; 1.236 разів.



1 – 1; 2 – 1,25; 3 – 1,5; 4 – 1,75; 5 – 2
Рисунок 1 – Зміна у часі пластового тиску для різного співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу

Підвищення пластового тиску у процесі нагнітання азоту у поклад сприяє збільшенню дебіту свердловин (рис. 2). Дебіт газу плавно зростає у часі і досягає максимального значення у момент прориву азоту у видобувні свердловини, після чого поступово знижується через збільшення вмісту азоту у свердловинній продукції. Для значень співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу 1,25; 1,5; 1,75; 2,0 максимальний дебіт газу досягається відповідно через 100; 99; 94; 90 місяців з початку нагнітання азоту у поклад, а кратність збільшення дебіту газу становить відповідно 1.01; 1.038; 1.105; 1.172. рази. За рівності у пластових умовах значень темпу нагнітання азоту у поклад Q_a і темпу видобутку газу Q_r ($Q_a/Q_r=1$) дебіт газу майже протягом усього періоду дорозробки покладу підтримується постійним, а після прориву азоту у видобувні свердловини зменшується (рис. 2, лінія 1).



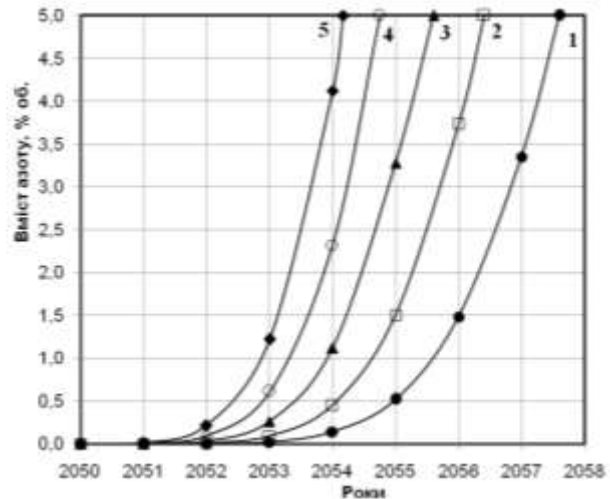
1 – 1; 2 – 1,25; 3 – 1,5; 4 – 1,75; 5 – 2

Рисунок 2 – Зміна у часі дебіту газу для різного співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу

Таким чином, при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад зростає у часі пластовий тиск, що призводить до збільшення дебітів свердловин та устьового тиску. При цьому інтенсифікується процес дорозробки покладу за рахунок збільшення поточного видобутку газу, а за рахунок збільшення устьового тиску покращуються умови роботи систем збору та підготовки газу і подачі його споживачам.

Азот, який нагнітається у виснажений газовий поклад через нагнітальні свердловини, рухається по пласту і через певний період часу досягає видобувних свердловин. Прорив азоту у видобувні свердловини відбувається тим раніше, чим більше співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу (табл. 1, рис. 3). З моменту прориву у видобувні свердловини вміст азоту у свердловинній продукції стрімкіше збільшується з наростаючим темпом. При збільшенні співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу від 1 до 2 тривалість періоду дорозробки покладу з нагнітанням азоту у пласт зменшується від 81 до 61 місяця на момент прориву азоту у видобувні свердловини і від 142 до 102 місяців на момент досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. (табл. 1).

У процесі дорозробки газового покладу з нагнітанням азоту коефіцієнт газовилучення по залишковому газу поступово зростає і тим



1 – 1; 2 – 1,25; 3 – 1,5; 4 – 1,75; 5 – 2

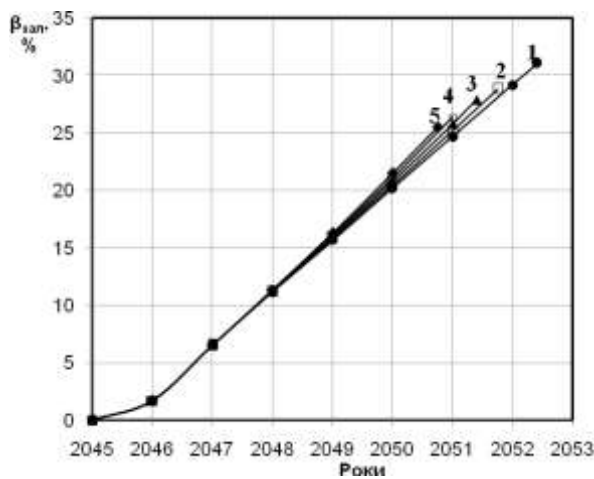
Рисунок 3 – Зміна у часі вмісту азоту у видобувному газі для різного співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу

більший, чим менше співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу (рис. 4). У часі різниця між значенням коефіцієнта газовилучення по залишковому газу для різних значень співвідношень Q_a/Q_r зростає. Для досліджених значень співвідношення Q_a/Q_r (1; 1,25; 1,5; 1,75; 2) коефіцієнт вилучення залишкового газу на момент прориву азоту у видобувні свердловини становить відповідно 31.09 %; 28.84 %; 27.91 %; 26.39 %; 25.57 %, а за вмісту у видобувному газі 5 % об. азоту – 53.97 %; 51.55 %; 49.33 %; 47.30 %; 45.65 %. Наведені дані свідчать про досить високі значення коефіцієнта газовилучення по залишковому газу і технологічну ефективність застосування азоту для довилучення залишкового газу з виснажених газових покладів.

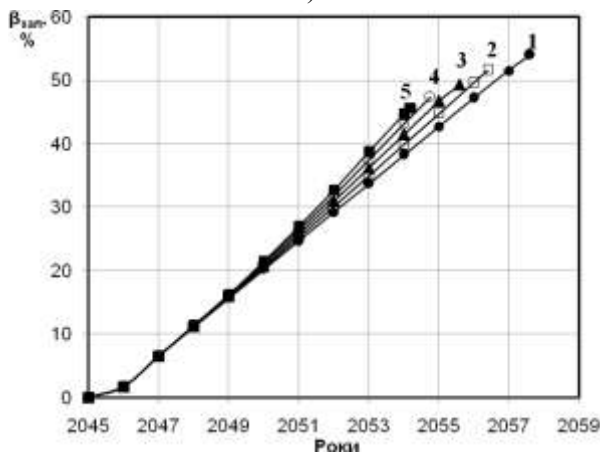
На рисунку 5 наведено узагальнені залежності коефіцієнта газовилучення по залишковому газу від співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу. На момент прориву азоту у видобувні свердловини розглядувана залежність описується квадратичним рівнянням і поступово виположується із збільшенням співвідношення Q_a/Q_r , а при досягненні вмісту 5 % об. азоту у видобувному газі має вигляд, близький до прямолінійного. Для досліджених значень співвідношення Q_a/Q_r від 1 до 2 абсолютна різниця між крайніми значеннями

Таблиця 1 – Тривалість періоду дорозробки покладу з нагнітанням азоту у пласт

Співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу	Тривалість періоду дорозробки покладу з нагнітанням азоту (місяці)	
	на момент прориву азоту у видобувні свердловини	на момент вмісту азоту у видобувному газі 5 % об.
1	81	143
1.25	73	129
1.5	69	118
1.75	64	109
2	61	102



а)



б)

1 – 1; 2 – 1,25; 3 – 1,5; 4 – 1,75; 5 – 2

Рисунок 4 – Зміна у часі коефіцієнта газовилучення по залишковому газу для різного співвідношення темпу нагнітання азоту у поклад і видобутку газу на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а) і вмісту у видобувному газі 5 % об. азоту (б)

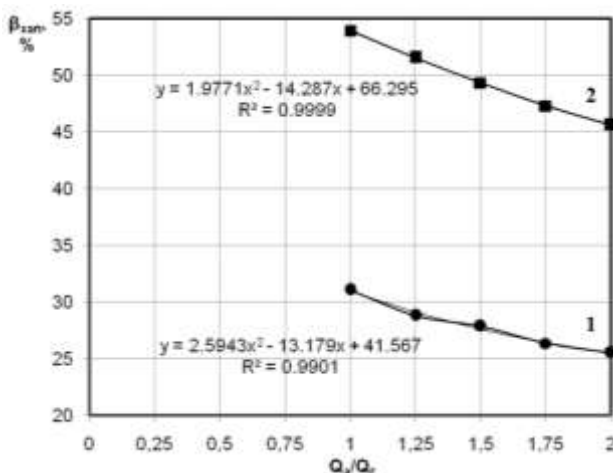


Рисунок 5 – Залежність коефіцієнта газовилучення по залишковому газу від співвідношення темпу нагнітання азоту у поклад і видобутку газу на момент прориву азоту у ви-

добувні свердловини (1) і вмісту у видобувному газі 5 % об. азоту (2)

коефіцієнта газовилучення на момент прориву азоту у видобувні свердловини становить 5.52 %, а за вмісту у видобувному газі 5 % об. азоту – 8.32 %. Абсолютна різниця між коефіцієнтами газовилучення по залишковому газу за вмісту 5 % об. азоту у свердловинній продукції і на момент прориву азоту у видобувні свердловини становить: для значення співвідношення $Q_a/Q_r=1 - 22.88 \%$, для $Q_a/Q_r=2 - 20.08 \%$.

Наведені дані свідчать про доцільність продовження експлуатації видобувних свердловин після прориву в них азоту до досягнення допустимого вмісту азоту у видобувному газі, згідно з вимогами галузевого стандарту, що дозволить видобути разом з азотом додаткову кількість залишкового газу. У розглянутому прикладі видобувається з покладу 20-22 % залишкового газу.

Згідно з результатами виконаних досліджень із збільшенням темпу нагнітання азоту у поклад порівняно з темпом видобутку газу на початок реалізації процесу коефіцієнт газовилучення по залишковому газу зменшується (для умов розглянутого прикладу на 5.52 – 8.32 %). Проте із збільшенням темпу нагнітання азоту у поклад зростають пластовий та устьовий тиски і дебіти свердловин, що дозволяє збільшити поточний видобуток газу і скоротити термін дорозробки покладу.

Висновки

Результати досліджень впливу темпу законтурного нагнітання азоту у виснаженій газовий поклад кругової форми після зниження пластового тиску до мінімального значення свідчать про технологічну ефективність розглянутого процесу. Із покладу видобувається до 50 % залишкового газу і більше. При цьому 20-22 % залишкового газу видобується після прориву азоту у видобувні свердловини, що свідчить про доцільність спільного видобутку із свердловин газу з азотом до моменту досягнення допустимого вмісту азоту у свердловинній продукції. Згідно з результатами досліджень із збільшенням співвідношення темпів нагнітання азоту у поклад і видобутку газу коефіцієнт газовилучення зменшується. Найбільший коефіцієнт газовилучення отримано за рівності у пластових умовах темпу нагнітання азоту у поклад і темпу видобутку газу. Проте із збільшенням темпу нагнітання азоту у поклад зростає пластовий тиск. В результаті збільшується поточний видобуток газу з покладу і скорочується термін його дорозробки. Тому в кожному конкретному випадку параметри процесу нагнітання азоту у поклад (темп та інші показники) слід вибирати на підставі техніко-економічних розрахунків.

Література

- 1 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.
- 2 Кондрат Р.М. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Науковий вісник НГУ. – 2017. – № 5. – С. 23-28. – ISSN 2071-2227.
- 3 Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова. Вплив розміщення видобувних свердловин на коефіцієнт газовилучення при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад кругової форми / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2017 №4(65). С.34-39.
- 4 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.
- 5 Ермаков П.П. Нагнетание азота в пористые среды для увеличения нефтеотдачи / П.П. Ермаков, Н.А. Еремин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1996. – № 11. – С.45-50.
- 6 Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2 / [Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др.] – М.: Ижевск., Институт компьютерных технологий. НИИ «Регулярная хаотическая динамика», 2009. – 484 с.
- 7 Игнатъев Н.А. Опыт и перспективы закачки азота в нефтегазовой промышленности / Игнатъев Н.А., Синцов И.А. // Фундаментальные исследования. – 2015. – Вып. 11 (часть 4). – С. 678-682.
- 8 Синцов И.А. Повышение нефтеотдачи путем закачки углекислого газа. Нефть и газ Западной Сибири: материалы международной научно-технической конференции. Т. 2. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / И.А. Синцов, О.С. Трухина; отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 310 с.
- 9 Oldenburg C.M. and Benson S.M. CO₂ Injection for Enhanced Gas Production and Carbon Sequestration // SPE International Petroleum Conference and Exhibition. – 2002. – SPE 74367.
- 10 SPE-169578-MS CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery Sumeer Kalra, Xingru Wu, University of Oklahoma, Colorado, USA, 16–18 April 2014.
- 11 Recovery of Gas Condensate by Nitrogen Injection Compared With Methane Injection. SPE 30795.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
15.05.18*

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

Інформаційні технології

УДК 658.012.011.56.005:681.3.06:665.65
DOI: 10.31471/1993-9973-2018-2(67)-75-82

ДЕКОМПОЗИЦИОННЫЙ АЛГОРИТМ И МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ИЕРАРХИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

Э.А. Меликов

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности,
Азадлыг, 20, Баку, Насими, AZ1010

Розглянуто розробку детермінованих і імовірнісних моделей і алгоритму управління для технологічного процесу первинної переробки нафти, а також розв'язання задачі оптимального управління в формі стохастичного програмування. Для оптимізації функціонування досліджуваної технологічної системи методом множників Лагранжа розроблено декомпозиційний алгоритм і метод, заснований на перетворенні початкового завдання за принципом детермінованого аналога.

Запропоновано принципи побудови оптимальної системи управління, створеної на основі розроблених моделей, алгоритму оптимізації та елементів автоматичного регулювання режимних параметрів установок первинної переробки нафти.

Ключові слова: детерміновані та імовірнісні моделі, стохастичне програмування, декомпозиційний алгоритм, метод множників Лагранжа, задача оптимізації.

Рассмотрена разработка детерминированных и вероятностных моделей и алгоритма управления для технологического процесса первичной переработки нефти, а также решение задачи оптимального управления в форме стохастического программирования. Для решения задачи оптимизации функционирования исследуемой технологической системы методом множителей Лагранжа разработан декомпозиционный алгоритм и метод, основанный на преобразовании исходной задачи по принципу детерминированного аналога.

Предложены принципы построения оптимальной системы управления, созданной на основе разработанных моделей, алгоритма оптимизации и элементов автоматического регулирования режимных параметров установки первичной переработки нефти.

Ключевые слова: детерминированные и вероятностные модели, стохастическое программирование, декомпозиционный алгоритм, метод множителей Лагранжа, задача оптимизации.

The article considers the development of deterministic and probabilistic models and control algorithm for the technological process of primary oil processing, as well as the solution of the problem of optimal control in the form of stochastic programming. To solve the problem of optimization of the researched technological system functioning by means of the Lagrange multiplier method, the decomposition algorithm and a method based on the transformation of the original problem on the principle of a deterministic analog have been developed.

The principles of constructing an optimal control system based on the developed models, the optimization algorithm and the elements of automatic regulation of the regime parameters of the primary oil refining unit are proposed.

Keywords: deterministic and probabilistic models, stochastic programming, decomposition algorithm, Lagrange multiplier method, optimization problem.

Введение. В настоящее время во всем мире из-за большого спроса на топливные ресурсы важнейшими факторами повышения эффективности экономики является, прежде всего, улучшение глубины переработки нефти, улучшение качественных показателей получаемых

нефтепродуктов, а также уменьшение энергетических затрат на технологических установках первичной переработки нефти. Как известно, на данных установках из сырой нефти путем подогрева в трубчатых печах до определенной температуры, а в дальнейшем ректификацией в

колоннах получают светлые нефтяные фракции, а именно, бензин, керосин, дизельное топливо и т.д. При этом каждая из перечисленных фракций характеризуется пятью показателями качества (температурой начала кипения, температурой 5%-го кипения, температурой 10%-го кипения, температурой 50%-го кипения и температурой конца кипения).

Следует отметить, что сегодня в мировой нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности из-за недостаточного наличия технических средств и методов оперативного контроля вышеуказанные показатели качества светлых нефтепродуктов определяются преимущественно в заводских лабораторных условиях. Кроме того, всесторонние исследования по эксплуатации установки первичной переработки нефти типа ЭЛОУ-АВТ даже после ее модернизации показывают, что на таких технологических установках количественные и качественные показатели сырой нефти, поступающей на переработку, не являются постоянными величинами, а меняются в широком диапазоне по случайным законам [1]. Поэтому существующие локальные системы контроля и стабилизации режимных параметров, построенных по одноконтурному принципу, не могут обеспечить получение требуемых по регламенту технико-экономических показателей рассматриваемого производства.

В связи с вышеуказанными обстоятельствами, разработка аналитических моделей, осуществление математической формализации физически обоснованной задачи оптимизации с учетом стохастических особенностей координат состояния, разработка алгоритма управления и на уровне автоматического регулирования оптимальный синтез регулятора режимных координат для многоуровневой системы управления комплексом первичной переработки нефти, исходные координаты состояния и управления которого меняются по случайным законам, являются актуальными задачами.

За последние примерно 20-25 лет опубликованы весомые научные статьи, монографии, диссертации, связанные с разработкой как теоретических, так и практических сторон алгоритмического обеспечения для систем оптимального управления нефтеперерабатывающими и нефтехимическими технологическими процессами [2,3]. В частности, проблемам алгоритмизации оптимального управления и создания на их базе системы оптимального управления сложными нефтехимическими технологическими процессами, описываемыми детерминированными и нечеткими моделями посвящен ряд научных публикаций [4,5].

С учетом вышеуказанных специфических особенностей функционирования первичных процессов в данной статье предлагается комплекс математических моделей и оригинальный метод оптимизации стохастических режимов на уровне оперативного управления, а также синтез оптимального регулятора для автоматической стабилизации параметров на нижнем уровне двухуровневой системы управления ус-

тановкой первичной переработки нефти типа ЭЛОУ-АВТ, функционирующего в условиях стохастической неопределенности [6].

Таким образом, тщательное исследование вопросов, связанных с разработкой систем управления сложными нефтехимическими технологическими процессами, приводит к выводу, что технологические процессы первичной переработки нефти должны относиться к классу сложных объектов, характеризующихся недостаточностью информации с позиций информационного обеспечения и по причине отсутствия контроля за показателями качества получаемых нефтяных фракций.

Постановка задачи оптимизации. В представленной статье на основе всестороннего анализа исследуемого объекта сформулирована физически обоснованная математическая постановка задачи оптимизации стохастических режимов первичных нефтеперерабатывающих технологических процессов.

Математические модели, характеризующие выход фракции и его качественные показатели, представлены в следующем виде:

$$y_k = \bar{y}_k(x_s, \rho, \bar{u}_q) + \xi_k, \quad (1)$$

$$v_i = \bar{v}_i(x_s, \rho, \bar{u}) + \xi_i^i. \quad (2)$$

Здесь y_k и v_i характеризуют соответственно расходы и качественные показатели светлых нефтяных фракций, x_s – расход сырой нефти, поступающей на установку для переработки, ρ – удельный вес сырой нефти, \bar{u} – вектор управлений в рассматриваемых ректификационных колоннах (температура в различных точках, давление, уровень и т.д.), ξ_k и ξ_i^i – величины, характеризующие погрешности, средние значения которых равны 0.

Из выражений (1) и (2) видно, что функции y_k и v_i вычисляются с определенными погрешностями. Входящие в эти выражения средние значения функций определяются посредством регрессионных зависимостей.

Как было отмечено выше, качественные показатели каждой нефтяной фракции, производимой на нефтеперерабатывающей установке, должны соответствовать определенным техническим условиям и стандартам. Эти условия математически можно представить в виде:

$$\underline{b}_i \leq v_i = \bar{v}_i(x_s, \rho, \bar{u}) + \xi_i^i \leq \bar{b}_i, \quad i = \overline{1, m}. \quad (3)$$

Здесь \underline{b}_i и \bar{b}_i – соответственно допустимые минимальные и максимальные значения показателей качества нефтепродуктов.

Кроме того, потенциальное количество каждой производимой на технологической установке нефтяной фракции в составе сырой нефти не должно быть меньше минимального значения, т.е.:

$$y_k = \bar{y}_k(x_s, \rho, \bar{u}) + \xi_k \geq Q_k, \quad k = \overline{1, l}. \quad (4)$$

Из-за наличия случайных величин ξ_k и ξ_i^i в выражениях (3) и (4), изменения параметров x_s и ρ также являются случайными величинами. Все это обуславливает вероятностный характер функциональных ограничений.

Учитывая вышесказанное, задачу оптимизации для технологического комплекса первичной переработки нефти, функционирующей в условиях неопределенности, можно представить в нижеследующем виде: при любых значениях параметров x_s и ρ , характеризующих каждый из режимов рассматриваемой технологической установки, требуется в пределах установленного регламента определить такие значения управляющих параметров u , при которых в этих условиях качественные показатели производимых нефтепродуктов обеспечиваются с заданной вероятностью P_0 , а их количественные показатели были бы близки к потенциальной возможности содержания данной фракции в составе сырой нефти, т.е.:

$$P(y_k(x_s, \rho, u) \geq Q_k, v_i \in B_i, i = 1, m, \underline{b}_i, \bar{b}_i \in B_i; k = \overline{1, l}) \geq P_0. \quad (5)$$

При этом значения ограничений на количество и качество целевых светлых нефтепродуктов и вероятность их выполнения задаются технологом-оператором в соответствии с регламентом данного процесса. Участие в моделях (3) и (4) случайных параметров ξ_k и ξ_i^i , а также изменение параметров x и ρ по случайному закону показывает, что все вышеприведенные ограничения могут выполняться лишь с определенной степенью вероятности.

В задаче оптимизации в качестве критерия выбран максимум математического ожидания прибыли от реализации целевых нефтяных фракций:

$$\Phi = \max_{v_i \in U} E \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{k \in B_i} c_k^i y_k^i - d(x) \right\}, \quad (6)$$

где $E(\cdot)$ – математическое ожидание,

$d(x)$ – затраты на энергию, сырье и другие ресурсы на нефтеперерабатывающей установке (эта функция является линейной по отношению к переменным),

c_k^i – стоимость единицы k -ого вида целевого светлого нефтепродукта в i -ом блоке.

Разработка алгоритма решения задачи оптимизации. Как видно из математической постановки (1)-(6), рассматриваемая задача оптимизации процесса первичной переработки нефти является нелинейной задачей стохастического программирования. Известно, что одним из главных и важных этапов при создании оптимальных систем управления сложными технологическими процессами является построение адекватных математических моделей

составляющих установку технологических аппаратов. Опыт создания АСУ различными технологическими процессами показывает, что во многих случаях одной из основных причин их низкой эффективности является отсутствие или неполнота информации при разработке математических моделей. С этой целью при построении комплекса математических моделей основных аппаратов технологической установки типа ЭЛОУ-АВТ для сбора необходимого объема первичных технологических данных, несущих в себе более точную информацию об объекте, на рассматриваемой установке был проведен активный промышленный эксперимент. Для этого были разработаны соответствующие алгоритмы и программа. Данные, собранные в результате эксперимента были использованы при моделировании ректификационных колонн для всех видов целевых продуктов и их качественных показателей. В процессе составления моделей по отдельным координатам определены также математические ожидания, дисперсии, среднеквадратические отклонения, законы распределения и другие важные статистические характеристики. Из анализа полученных результатов установлено, что закон распределения основных координат данного процесса имеет нормальный закон распределения.

Следует отметить, что для численного решения подобной нелинейной задачи стохастического программирования в научной литературе известны приближенные и прямые методы [7-9]. Однако, это связано с весьма сложными и громоздкими вычислительными процедурами.

Установлено, что с практической точки зрения эффективным является применение метода построения детерминированного аналога. В процессе моделирования получены условные функции распределения $F(v_i/x)$ случайного вектора v_i . Используя их, стохастическую задачу математического программирования приведем к эквивалентной детерминированной задаче. Для этого вероятностные ограничения (5) представим в виде:

$$F(v_i/x) \geq P_{0i}.$$

Чтобы исходную нелинейную задачу стохастического программирования свести к стандартному виду, все вероятностные ограничения заменяются на эквивалентные детерминированные:

$$F(\omega_i) \geq P_{0i}.$$

Для численного решения рассматриваемой задачи предлагается модифицированный метод Лагранжа, учитывающий требование по выполнению условий выпуклости математических моделей. При этом, модифицированная функция Лагранжа для данной задачи оптимизации режимов атмосферной части установки первичной переработки нефти имеет следующий вид:

$$L_{\text{mod}}(\lambda, p, x, u) = L(\lambda, x, u) + C \cdot B(p, x, u), \quad (7)$$

где

$$L(\lambda, x, u) = -\sum_{i=2}^5 f_i(x^I, u^I, \xi^I) - f_1^{III}(x^{III}, u^{III}, \xi^{III}) - \lambda_1 [x_1^I - f_2^I(x^I, u^I, \xi^I)] - \lambda_2 \left\{ [x_1^{III} - f_1^I(x^I, u^I, \xi^I)] - f_1^I(x^I, u^I, \xi^I) \right\}$$

является классической функцией Лагранжа для данной задачи, λ_1, λ_2 – множители Лагранжа, $C \cdot B(p, x, u)$ – неотрицательная декомпозирующая функция. Касательно функции $B(p, x, u)$ принято нижеследующее:

$$B(p, x, u) = \sum_{k=I, II, III} B^j(p^k, x^k, u^k), \quad (8)$$

$$B^I(p^I, x^I, u^I) = \sum_{k=1}^2 (u_k^I - p_k^I)^2 + (x^I - p^I)^2, \quad (9)$$

$$B^{II}(p^{II}, x^{II}, u^{II}) = \sum_{k=1}^5 (u_k^{II} - p_k^{II})^2 + (x^{II} - p^{II})^2, \quad (10)$$

$$B^{III}(p^{III}, x^{III}, u^{III}) = \sum_{k=1}^2 (u_k^{III} - p_k^{III})^2 + (x^{III} - p^{III})^2, \quad (11)$$

где

$p = (p^I, p^{II}, p^{III}) \equiv (p_1^I, p_2^I; p_1^{II}, \dots, p_5^{II}, p_1^{III}, p_2^{III})$ выбраны как координирующие параметры.

Функции (9)-(11) являются декомпозируемыми функциями задачи (7) на локальные подзадачи меньшей размерности и обладают следующими особенностями:

1) $B(p, x, u)$ – сепарабельная функция;

2) $B(p^0, x^0, u^0) = 0, \forall (x^0, u^0), g(x^0, u^0) = 0$,

где $p^0 = (u_1^I)^0, (u_2^I)^0, (x^I)^0, (u_1^{II})^0, \dots, (u_5^{II})^0, (x^{II})^0, (u_1^{III})^0, (u_2^{III})^0, (x^{III})^0$;

все миноры $\nabla^2 B(p^0, x^0, u^0)$ функции Гессе являются положительными.

Поэтому, исходя из того, что $h^T \nabla^2 B(p, x, u) h > 0, \forall h$, обеспечивается строгая выпуклость функции (8).

Сущность основанного на координационном методе декомпозиционного алгоритма оптимизации состоит в том, что он включает в себя также и третий уровень, осуществляющий координирующую функцию и соединяющий в себе два других уровня. Здесь для локальных уровней формируются такие критерии, для которых, определив множители Лагранжа λ , они обеспечили бы решение задачи оптимизации и уравнения межблоковой связи на нижнем уровне.

В зависимости от результатов подзадач, решаемых на локальных уровнях, координирующий уровень формирует такие сигналы p^* , при которых решение локальных подзадач обеспечило бы решение основной задачи оптимизации функционирования установки. Учитывая вышеизложенное, для рассматриваемого

состояния модифицированную функцию Лагранжа запишем в следующем виде:

$$L_{\text{mod}}(\lambda, x, u, p) = -\sum_{i=2}^5 f_i(u^I, x^I, \xi^I) - f_1^{III}(x^{III}, u^{III}, \xi^{III}) - \lambda_1 (x_1^I - f_2^I(x^I, u^I, \xi^I)) - \lambda_2 (x_1^{III} - f_1^I(x^I, u^I, \xi^I)) - f_1^{III}(x^I, u^I, \xi^I) + C \left(\sum_{k=1}^2 (u_k^I - p_k^I)^2 + (x^I - p^I)^2 + \sum_{k=1}^5 (u_k^{II} - p_k^{II})^2 + (x^{II} - p^{II})^2 + \sum_{k=1}^2 (u_k^{III} - p_k^{III})^2 + (x^{III} - p^{III})^2 \right). \quad (12)$$

В выражении (12), в связи с тем, что функция Лагранжа является аддитивной функцией, а декомпозирующая функция $B(p, x, u)$ – сепарабельной, при любых выбранных значениях параметров λ и p рассматриваемая задача декомпозируется на локальные подзадачи оптимизации отдельных аппаратов [10-12]. Здесь искомые переменные для аппаратов будут векторами параметров управления (u^j) и векторами входных параметров этих аппаратов (x^j):

I.

$$\min_{x^I, u^I \in D} L_{\text{mod}_1} = \min_{x^I, u^I} \left[\lambda_1 f_2^I(x_0^I, u^I, \xi^I) + \lambda_2 f_1^I(x_0^I, u^I, \xi^I) + C \left\{ \sum_{k=1}^2 (u_k^I - p_k^I)^2 + (x^I - p^I)^2 \right\} \right] \quad (13)$$

$$140 \leq u_1^I \leq 160 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad 180 \leq u_2^I \leq 260 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$660 \leq x^I \leq 1200 \text{ м}^3 / \text{час}.$$

$$p \left\{ 40 = \underline{\theta}_1^I \leq x_{1H.K}^I \leq \bar{\theta}_1^I = 50 \right\} \geq 0.94$$

$$p \left\{ 100 = \underline{\theta}_2^I \leq x_{250\%}^I \leq \bar{\theta}_2^I = 110 \right\} \geq 0.94$$

$$p \left\{ 170 = \underline{\theta}_3^I \leq x_{3K.K}^I \leq \bar{\theta}_3^I = 180 \right\} \geq 0.94$$

II.

$$\min_{x^{II}, u^{II} \in D} L_{\text{mod}_2} = \min_{x^{II}, u^{II}} \left[\sum_{i=1}^5 f_i^{II}(u^{II}, x^{II}, \xi^{II}) - \lambda_1 x^{II} + \lambda_2 f_1^{II}(x^{II}, u^{II}, \xi^{II}) + C \left\{ \sum_{k=1}^2 (u_k^{II} - p_k^{II})^2 + (x^{II} - p^{II})^2 \right\} \right] \quad (14)$$

$$105 \leq u_1^{II} \leq 110 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad 330 \leq u_2^{II} \leq 345 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$120 \leq u_3^{II} \leq 165 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad 160 \leq u_4^{II} \leq 220 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$230 \leq u_5^{II} \leq 265 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad 800 \leq x^{II} \leq 1200 \text{ м}^3 / \text{час}.$$

$$p\left\{40 = \underline{\theta}_1^H \leq x_{1H.K}^H \leq \bar{\theta}_1^H = 70\right\} \geq 0.94$$

$$p\left\{100 = \underline{\theta}_2^H \leq x_{150\%}^H \leq \bar{\theta}_2^H = 115\right\} \geq 0.94$$

$$p\left\{197 = \underline{\theta}_2^H \leq x_{2H.K}^H \leq \bar{\theta}_2^H = 235\right\} \geq 0.94$$

$$p\left\{255 = \underline{\theta}_2^H \leq x_{250\%}^H \leq \bar{\theta}_2^H = 310\right\} \geq 0.94$$

$$p\left\{305 = \underline{\theta}_2^H \leq x_{2K.K}^H \leq \bar{\theta}_2^H = 360\right\} \geq 0.94$$

III.

$$\min_{x^III, u^III \in D} L_{mod3} = \min_{x^III, u^III} \left[-f_i^III(u^III, x^III, \xi^III) - \right. \quad (15)$$

$$\left. -\lambda_2 x_1^III + C \left\{ \sum_{k=1}^2 (u_k^III - p_k^III)^2 + (x^III - p^III)^2 \right\} \right]$$

$$55 \leq u_1^III \leq 90 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad 130 \leq u_2^III \leq 205 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$130 \leq u_3^III \leq 305 \text{ } ^\circ\text{C} \quad \text{м}^3 / \text{час.}$$

$$p\left\{33 = \underline{\theta}_1^III \leq x_{1H.K}^III \leq \bar{\theta}_1^III = 48\right\} \geq 0.94$$

$$p\left\{68 = \underline{\theta}_2^III \leq x_{250\%}^III \leq \bar{\theta}_2^III = 78\right\} \geq 0.94$$

$$p\left\{115 = \underline{\theta}_3^III \leq x_{3K.K}^III \leq \bar{\theta}_3^III = 172\right\} \geq 0.94$$

где λ_1, λ_2 – неизвестные множители Лагранжа, характеризующие связи между подзадачами. В пределах указанных значений этих параметров решаются локальные подзадачи для отдельных аппаратов рассматриваемой установки:

$$L_j(\lambda, p) = \min_{x^j, u^j \in D} L_{modj}(\lambda, p, u, x), \quad j = \overline{1,3}. \quad (16)$$

На верхнем уровне решается следующая задача:

$$\max_{\lambda} L(\lambda, p) = \max_{\lambda} \min_{x^j, u^j \in D} L_j(\lambda, p, u, x).$$

Решение задачи оптимизации продолжается до тех пор, пока не выполнится нижеследующее условие:

$$\sum_{j=1}^3 \left[(u_k^j)^{k+1} - (u_k^j)^k \right]^2 + \sum_{j=1}^3 \left[(x_k^j)^{k+1} - (x_k^j)^k \right]^2 \leq \varepsilon,$$

где ε – точность решения задачи оптимизации.

Таким образом, декомпозиционный алгоритм, обеспечивающий численное решение задачи оптимизации (13)÷(16) состоит из следующих этапов:

1) с помощью градиентного метода решаются подзадачи (13)÷(15);

2) проверяется выполнение условий ограничений для вероятностной характеристики температур начала, 50%-го и конца кипения нефтепродуктов.

С этой целью:

а) вычисляются $x_{j\{H.K; 50\%; K.K\}}^i(u_q^i, x_s^i, \xi_\gamma^i)$;

б) вычисляются $\mathcal{G}_j^i = \frac{\theta_j^i - x_{j\{i\}}^i}{\sigma_j}$;

в) σ_j определяется

$$F(\mathcal{G}_j^i) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\mathcal{G}_j^i} e^{-\frac{t^2}{2}} dt;$$

г) проверяется выполнение условия ограничений $F(\mathcal{G}_j^i) \geq \alpha_j$;

3) определяются параметры λ_j , обеспечивающие выполнение материального баланса между колоннами К-1, К-2, К-8 и К-9;

4) после проверки выполнения всех условий ограничений в каждой ректификационной колонне рассчитываются оптимальные значения входных параметров и параметров управления.

В таблице 1 даны результаты решения задачи нахождения оптимальных стохастических режимов функционирования ректификационных колонн К-1 и К-2 при расходе 490 м³/час и удельном весе 0.861 г/см³ сырья, поступающего на рассматриваемую установку.

На основе разработанных вероятностных моделей и декомпозиционного алгоритма оптимизации, учитывающего случайный характер входных потоков рассматриваемого объекта предложены принципы построения АСУ установкой ЭЛОУ-АВТ, представляющая собой систему с двухуровневой иерархической структурой, функционирующей в диалоговом режиме.

Функциональная структура двухуровневой системы управления атмосферным блоком рассматриваемой установки показана на рис. 1.

На верхнем уровне системы управления при любых значениях количественных и качественных показателей сырой нефти, поступающей на вход установки, определяются оптимальные рабочие режимные параметры, способные обеспечить получение нефтяных фракций в ректификационных колоннах К-1 и К-2, отвечающих стандартным требованиям показателей глубины переработки и качества нефтяных фракций. На этом уровне выбранный критерий оптимизации обеспечивается с помощью разработанных детерминированных и вероятностных математических моделей, а также декомпозиционного алгоритма оптимизации. Здесь также определяются технико-экономические показатели процесса переработки в зависимости от поступающей на установку в порядке очереди количества и качества сырой нефти.

На нижнем уровне иерархической структуры системы управления осуществляются необходимые для решения задач, предусмотренных в данной системе фильтрация режимных параметров от случайных помех, первичная переработка информации, оперативная идентификация относительно управляющих каналов, оптимальный автоматический синтез температурных параметров и непосредственное решение задачи автоматического регулирования в ко-

Таблица 1 – Результаты решения задачи поиска оптимальных режимов функционирования колонн К-1и К-2

Качественные показатели бензина	Расход бензина $M^3/ч$		σ_2^I	$\bar{\theta}_2^I$	\bar{y}_2^I	$F(y_2^I/x)$	α_i	$u_1^I, 0$ С	u_1^{II} С
	Текущий	Оптимальный							
Температура начала кипения	38	47	3.33	44	40.25	1.1	0.94	133	120
Температура 50%-го кипения			5	116	107	1.8	0.94		
Температура конца кипения			10.34	195	181	1.4	0.94		

σ_2^I - среднеквадратическое отклонение; $\bar{\theta}_2^I$ - граничное значение качественного показателя; \bar{y}_2^I - среднее значение качественного показателя; α_i - минимальное значение вероятности; u_1^I и u_1^{II} - соответственно температура верха колонн К-1 и К-2.



Рисунок 1 – Функциональная структура системы управления атмосферным блоком

лоннах К-1 и К-2. При этом, функционирование системы оптимального управления на каждом из его уровней осуществляется в диалоговом режиме.

В целом, функционирование рассматриваемой системы управления осуществляется как показано на рис.1: во время перехода на новый технологический режим или же изменения расхода и качественных показателей сырой нефти, поступающей на переработку на верхнем уровне, в случае необходимости обеспечения адекватности текущим ситуациям предло-

женных моделей проводится адаптация с помощью определенных алгоритмов. После обеспечения адекватности моделей текущим ситуациям для определения оптимальных режимных параметров основных технологических аппаратов используется алгоритм, основанный на модифицированном методе Лагранжа. Для регулирования оптимальных значений, полученных на верхнем уровне режимных параметров, они пересылаются микропроцессорам, предусмотренных на нижнем уровне системы управления.

Исходя из вышесказанного, на нижнем уровне оптимальной системы управления установкой первичной переработки нефти с целью стабилизации оптимальных рабочих режимных параметров технологического процесса предложено построение самонастраивающейся адаптивной системы регулирования температурных координат ректификационных колонн. Здесь с целью компенсации малых изменений, воздействующих на качественные показатели получаемых нефтяных фракций, определяется корректирующая величина, которая в зависимости от возмущений, поступающих на вход ректификационных колонн, позволяет рассчитать новое задающее воздействие, обеспечивающее оперативную реакцию даже на небольшие изменения возмущений и в дальнейшем, оперативный выход на оптимальные заданные режимы работы технологической установки с минимальными затратами.

На нижнем уровне системы управления технический персонал, используя программные и алгоритмические модули, в любой момент времени может проверить точность настроечных параметров соответствующих регуляторов температуры и также вновь оперативно вычислив оптимальные значения этих параметров и обеспечив необходимый процесс регулирования, добиваются оптимальной траектории рассматриваемого процесса управления в целом.

На нижнем уровне системы управления общая информация, связанная со сбором первичных данных о технологическом процессе, и результаты регулирования автоматически пересылаются на верхний уровень для обеспечения базы данных.

Заключение

Отличие и преимущество предлагаемой автоматической системы управления от других существующих систем [13,14] заключается в обеспечении получения стабильного качества нефтяных фракций, что обеспечивается компенсацией воздействия различного рода возмущающих факторов на качественные показатели получаемых нефтепродуктов. Это осуществляется на каждом из уровней, причём на нижнем уровне малые изменения компенсируются с помощью самонастраивающихся циклов регулирования, большие же возмущения на верхнем уровне – с помощью алгоритма оптимизации стохастических режимов установки. А это, в свою очередь, по сравнению с существующими традиционными системами управления обеспечивает получение требуемого стандартного качества нефтяных фракций с минимальными энергетическими затратами.

Для оценки качественных показателей, характеризующихся температурой кипения нефтяных фракций, получаемых в колонне с использованием регулятора и условием минимизации энергетических затрат, необходимых в процессе производства, была проведена симуляция эксперимента на компьютере следующим образом: если при управлении установкой с

помощью традиционной системы управления диапазон изменения температуры начала кипения бензина составляла 43-69⁰С, температура 50%-го кипения - 109-121⁰С, температура конца кипения 173-190⁰С, то в результате решения рассматриваемой задачи оптимизации с помощью синтезированного самонастраивающегося регулятора эти показатели соответственно получаются: 52-57⁰С, 110-114⁰С и 175-180⁰С. Сравнительный анализ регулятора, для которого был проведен оптимальный синтез с действующей системой регулирования процесса нефтепереработки в колонне К-2, свидетельствует о том, что во втором случае, по сравнению с первым, отклонение показателей качества, характеризующегося температурой кипения нефтяных фракций, от своих оптимальных значений в среднем уменьшилось в 2-2,5 раза, что способствует снижению энергозатрат на переработку нефти на 5-7%.

Результаты разработанного комплекса математических моделей, декомпозиционного алгоритма для решения задачи оптимизации и на их базе АСУ показали, что по сравнению с текущими режимами функционирования рассматриваемой установки предлагаемый подход и принципы автоматического регулирования режимных параметров установки обеспечивают управление комплексом первичной переработки нефти в оптимальном режиме.

Литература

- 1 Меликов Э.А. Задача оптимального управления технологическими процессами первичной переработки нефти / Э.А. Меликов // Материалы Международной научно-практической конференции «НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА-2011». – Уфа, 2011. – С. 261-262.
- 2 Guseinov I.A. Nonstationary Multistage Process Control in the Petrochemical Industry / Guseinov I.A., Kurbanov Z.G., Melikov E.A., Efendiev A.I., Efendiev I.A. // Journal of Computer and Systems Sciences International, Pleiades Publishing, Ltd., 2014. – Vol. 53, No. 4. – pp. 556-564.
- 3 Меликов Э.А. Задача оптимального распределения топливных газов между технологическими печами в нефтепереработке / Меликов Э.А., Ханбутаева Н.А. // Материалы Международной научно-практической конференции «НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА-2012». – Уфа, 2012. – С. 236-237.
- 4 Алиев Т.М. Одна задача оптимизации нестационарных реакторов / Алиев Т.М., Алиев Р.А., Эфендиев И.Р. // АН СССР. Автоматика и телемеханика. – 1975. – № 2. – С. 112 – 120.
- 5 Эфендиев И.Р. Метод оптимального управления нестационарным реактором в четких условиях / Эфендиев И.Р., Копысичкий В.Т. // Доклады АН СССР. – 1991. – Том 318. – № 3. – С. 663 – 667.
- 6 Melikov E.A. Algorithm optimization static regimes installation of primary oil refining / Melikov E.A., Xanbutaeva N.A. // National Science

Review. – Chinese Academy of Sciences, Oxford University Press, 2017. – Volume 4, Issue 4 (2). – pp. 1459-1466.

7 Эфендиев И.Р. Управление режимами реакторного блока производства этилена в нечетко определенных ситуациях / Эфендиев И.Р., Копысицкий В.Т. // Изв. «Российская Академия наук. Теоретические основы химической технологии». – 1993. – № 5. – С. 525 – 532.

8 Ермольев Ю.М. Методы стохастического программирования. – М.: Наука, 1976. – 340 с.

9 Аоки М. Оптимизация стохастических систем. – М.: Наука, 1971. – 424 с.

10 Родинцев Н.Е. Оптимизация управления нелинейными стохастическими системами с ограничениями / Родинцев Н.Е. // Автоматика и телемеханика, – 2001. – № 2. – С. 87 – 94.

11 Khelessi A. Analysis and Assessment of Interaction in Process Control Systems // PhD. University of Nottingham. England, 1991. 20 pp.

12 Landau I.D. System identification and control design. Englewood Cliffs. N.J.: Prentice-Hall, 1990. 20 pp.

13 Solo V., Kong X. Adaptive signal processing algorithms. Stability and Performance. Englewood Cliffs. N.J.: Prentice-Hall, 1995. 377 p.

14 Ибрагимов И.А. Принципы построения самообучающихся систем автоматического управления сложными технологическими процессами в условиях дефицита информации / Ибрагимов И.А., Эфендиев И.Р., Копысицкий В.Т., Меликов Э.А. // Доклады АН СССР. – 1991. – Том 320. – № 6. – С. 1424 – 1427.

Стаття надійшла до редакційної колегії

14.05.18

Рекомендована до друку

*професором **Кондратом О.Р.***

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

*д-ром техн. наук **Ханбутаєвою Н.А.***

(Азербайджанський державний університет нафти і промисловості, м. Баку)