

РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

3 (76) 2020

Всеукраїнський щоквартальний
науково-технічний журнал
Видається з жовтня 2001 р.

Свідоцтво про державну реєстрацію
КВ № 15835–4307ПР
видане Міністерством юстиції України
16 жовтня 2009 р.

Журнал включено до переліку
наукових фахових видань
категорії «Б»
на підставі наказу МОН України
від 28 грудня 2019 р. № 1643

У журналі публікуються
матеріали за результатами
наукової і виробничої діяльності
у сфері нафтогазопромислового
комплексу.

Відповідальність за достовірність
наведених даних несуть
автори публікацій.
Передрук статей – тільки
з дозволу редакції.

Підписано до друку 30.09.2020 р.
Формат 60×84 1/8. Друк офсетний.
Папір «SvetoCору», new, 80 г/м².
Наклад 300 примірників.

Видавництво Івано-Франківського національного
технічного університету нафти і газу
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна
тел. (0342) 547430, факс (0342) 547139,
<http://nung.edu.ua>, e-mail: public@nung.edu.ua
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців
ІФ № 18 від 12.03.2002 р.

З М І С Т

Актуальні питання нафтогазової галузі

- 7 Узагальнення основних досліджень з підвищення вуглеводневилучення газоконденсатних родовищ при пружноводонапірному режимі
С. В. Матківський, О. Р. Кондрат

Техніка і технології

- 23 Дослідження впливу забруднення привибійної зони пласта і параметрів перфораційних каналів на продуктивність газових свердловин
Р. М. Кондрат, М. І. Щепанський, Л. І. Хайдарова

Дослідження і методи аналізу

- 33 Моделювання умов еволюції керогену методами термодинаміки (на прикладі Південного нафтогазоносного регіону)
Ю. В. Хоха, М. Б. Яковенко, О. В. Любчак
- 46 Удосконалення показників якості функції передачі системи автоматичного регулювання потужності на валі двигуна електробура
В. М. Гарасимів, Т. Г. Гарасимів
- 53 Позаштатні напруження у підземному трубопроводі від статичного та динамічного розвороту декількох блоків основи
М. І. Васьковський, А. Б. Струк, М. В. Маковійчук, І. П. Шацький

- Аналіз чинників, що впливають на траєкторію руху ситополотна вібросита**
Н. В. Федоляк, М. М. Лях, В. В. Михайлів
- Дослідження напружено-деформованого стану балкових переходів з підтримуючим елементом робочого трубопроводу у вигляді ферми**
Т. Ю. Пиріг, Я. В. Дорошенко, Я. І. Матвійчук

61

71

Головний редактор:**Кондрат О. Р.**, д-р техн. наук**Відповідальний секретар:****Грицанчук А. В.**, канд. техн. наук**РЕДАКЦІЙНА КОЛЕГІЯ:****Багрій С. М.**, канд. геол. наук**Біщак Р. Т.**, канд. техн. наук**Величкович А. С.**, канд. техн. наук**Витязь О. Ю.**, канд. техн. наук**Віра В. В.**, канд. техн. наук**Гедзик Н. М.**, канд. техн. наук**Джус А. П.**, д-р техн. наук**Добротворський С. С.**, д-р техн. наук**Долгов М. А.**, д-р техн. наук**Дреус А. Ю.**, д-р техн. наук**Здерка Т. В.**, канд. геол. наук**Іванов В. О.**, канд. техн. наук**Касіянчук Д. В.**, канд. геол. наук**Кондрат Р. М.**, д-р техн. наук**Корнута В. А.**, канд. техн. наук**Криштопа С. І.**, д-р техн. наук**Кузьменко Е. Д.**, д-р геол.-мінерал. наук**Куровець С. С.**, д-р геол. наук**Мислюк М. А.**, д-р техн. наук**Мойсишин В. М.**, д-р техн. наук**Панчук В. Г.**, д-р техн. наук**Петрина Д. Ю.**, д-р техн. наук**Пиріг Т. Ю.**, канд. техн. наук**Савик В. М.**, канд. техн. наук**Семенюк Ю. В.**, д-р техн. наук**Студент М. М.**, д-р техн. наук**Судаков А. К.**, д-р техн. наук**Судакова Д. А.**, канд. техн. наук**Тяпкін О. К.**, д-р геол. наук**Удалов І. В.**, д-р геол. наук**Федоришин Д. Д.**, д-р геол. наук**Хомин В. Р.**, д-р геол. наук**Чепурна Т. Б.**, канд. геол. наук**Шлапак Л. С.**, д-р техн. наук**Jacko Stanislav**, PhD (Словаччина)**Kotwica Krzysztof**, PhD (Польща)**Piestrzynski Adam**, Dr. hab. (Польща)**Ziaja Jan Dariusz**, Dr. hab. (Польща)**Адреса редакції:**

76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15

Івано-Франківський національний технічний

університет нафти і газу

тел.: (0342) 50-77-96

тел./факс: (0342) 54-58-26

en.posta: redactor@nung.edu.ua

redntv@nung.edu.ua

<http://rmgr.nung.edu.ua>

PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

3 (76) 2020

*All-Ukrainian quarterly
scientific and technical journal
Published since October 2001*

The State Registration Certificate
KB № 15835–4307ПП
issued by the
Ministry of Justice of Ukraine
on October 16, 2009

The journal is included in the list
of scientific specialized publications
category «B»
under the Decree of
Ministry of Education of Ukraine
dated December 28, 2019 No. 1643

*Works due to the results of scientific and field
activities in the sphere of oil and gas industry
are published in the journal.*

*The authors of works are responsible
for the authenticity of published data.*

*The reprinting of the articles is allowed only
when there is a publishing house permission.*

Approved for publication of 30.09.2020
Printed layout 60×84 1/8. Offset printing.
Paper «SvetoCopy», new, 80 g/m².
Pressrun is 300 copies.

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Publishing House
15, Karpatska str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
tel. (0342) 547430, fax (0342) 547139,
<http://nung.edu.ua>, e-mail: public@nung.edu.ua
The journal is listed in the State Publishers' Record
(Ф № 18 of 12.03.2002)

C O N T E N T S

Current issues of oil and gas industry

- 7 **Generalization of the Basic Research
on the Increase of Recovery Factors
in Water-drive Gas-Condensate Reservoirs**
S. V. Matkivskyi, O. R. Kondrat
-

Technics and technology

- 23 **The Influence of Contamination
of the Bottom-hole Formation Zone and
the of Perforation Channels Parameters
on the Productivity of Gas Wells**
*R. M. Kondrat, M. I. Shchepanskyi,
L. I. Khaidarova*
-

Research and methods of analysis

- 33 **Simulation of Kerogen Evolution by
Thermodynamic Methods (on the example of
Southern Oil and Gas Region)**
Yu. V. Khokha, M. B. Yakovenko, O. V. Lyubchak
- 46 **Improvement of the Transfer Function Quality
Indicators of the Power Control System
at the Electric Drill Engine Shaft**
V. M. Harasymiv, T. H. Harasymiv
- 53 **Abnormal Stresses in Underground Pipeline
Due to Static and Dynamic Reversal of
Several Foundation Blocks**
*M. I. Vaskovskyi, A. B. Struk,
M. V. Makoviichuk, I. P. Shatskyi*

CONTENTS

Science — production

- The Analysis of Factors Influencing the Trajectory of the Vibrating Screen** 61
N. V. Fedoliak, M. M. Liakh, V. V. Mykhayliv
- The Investigation of the Stress-strain State of Beam Crossings with a Truss-form Supporting Element of the Operating Pipeline** 71
T. Yu. Pyrih, Ya. V. Doroshenko, Ya. I. Matviichuk

PROSPECTING AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS 3 (76) 2020

Editor in Chief:

Kondrat O. R., Dr. Sc. (Tech.)

Executive Secretary:

Hrytsanchuk A. V., Cand. Sc. (Tech.)

EDITORIAL BOARD:

Bagriy S. M., Cand. Sc. (Geol.)
Bishchak R. T., Cand. Sc. (Tech.)
Velychkovych A. S., Cand. Sc. (Tech.)
Vytyaz O. Yu., Cand. Sc. (Tech.)
Vira V. V., Cand. Sc. (Tech.)
Hedzyk N. M., Cand. Sc. (Tech.)
Dzhus A. P., Dr. Sc. (Tech.)
Dobrotvorskyi S. S., Dr. Sc. (Tech.)
Dolgov M. A., Dr. Sc. (Tech.)
Dreus A. Yu., Dr. Sc. (Tech.)
Zderka T. V., Cand. Sc. (Geol.)
Ivanov V. O., Cand. Sc. (Tech.)
Kasiyanchuk D. V., Cand. Sc. (Geol.)
Kondrat R. Dr. Sc. (Tech.)
Kornuta V. A., Cand. Sc. (Tech.)
Kryshchak S. I., Dr. Sc. (Tech.)
Kuzmenko E. D., Dr. Sc. (Geol. and Mineral.)
Kurovets S. S., Dr. Sc. (Geol.)
Myslyuk M. A., Dr. Sc. (Tech.)
Moisyshyn V. M., Dr. Sc. (Tech.)
Panchuk V. H., Dr. Sc. (Tech.)
Petryna D. Yu., Dr. Sc. (Tech.)
Pyrig T. Yu., Cand. Sc. (Tech.)
Savyk V. M., Cand. Sc. (Tech.)
Semenyuk Yu. V., Dr. Sc. (Tech.)
Student M. M., Dr. Sc. (Tech.)
Sudakov A. K., Dr. Sc. (Tech.)
Sudakova D. A., Cand. Sc. (Tech.)
Tiapkin O. K., Dr. Sc. (Geol.)
Udalov I. V., Dr. Sc. (Geol.)
Fedoryshyn D. D., Dr. Sc. (Geol.)
Khomyn V. R., Dr. Sc. (Geol.)
Chepurna T. B., Cand. Sc. (Geol.)
Shlapak L. S., Dr. Sc. (Tech.)
Jacko Stanislav, PhD (Slovakia)
Kotwica Krzysztof, PhD (Poland)
Piestrzynski Adam, Dr. hab. (Poland)
Ziaja Jan Dariusz, Dr. hab. (Poland)

The Address of the Editorial Office:

Ivano-Frankivsk National Technical University
of Oil and Gas
15, Karpatska str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
tel.: (0342) 50-77-96
fax: (0342) 54-58-26
e-mail: redactor@nung.edu.ua
redntv@nung.edu.ua
<http://rmgr.nung.edu.ua>

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2020-3(76)-7-22

УЗАГАЛЬНЕННЯ ОСНОВНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ ПРИ ПРУЖНОВОДОНАПІРНОМУ РЕЖИМІ

¹С. В. Матківський*, ² О. Р. Кондрат

¹Український науково-дослідний інститут природних газів;
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел./факс (05773) 31755,
e-mail: matkivskyi.sergey@ndigas.com.ua

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

Проблема контролю та попередження обводнення покладів родовищ України набуває все більшої актуальності. Вирішення даної проблеми є одним із напрямків збільшення вуглеводневилучення з виснажених газових родовищ в умовах авктивного водонапірного режиму. Експлуатація видобувних свердловин ускладнюється накопиченням рідини на вибої, що призводить до значних ускладнень в процесі їх роботи та подальшого передчасного припинення фонтанування. Обводнення свердловин зумовлює необхідність виконання робіт з інтенсифікації винесення рідини з вибою на поверхню чи ізоляції припливу пластових вод. Враховуючи значні залишкові запаси зацементованою водою газу, актуальним є удосконалення існуючих та розроблення нових технологій розробки виснажених родовищ в умовах інтенсивного обводнення з метою забезпечення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів. В даній роботі узагальнено вітчизняні та зарубіжні технології розробки родовищ в умовах прояву пружноводонапірного режиму та проаналізовано основні недоліки та переваги існуючих методів інтенсифікації припливу вуглеводнів в умовах обводнення газових та газоконденсатних свердловин. Проаналізовано основні фактори, що визначають причини та характер обводнення продуктивних пластів та шляхи його попередження. За результатами аналізу лабораторних та експериментальних досліджень встановлено механізм поведінки зацементованою водою газу, однак не достатньо вивчене питання визначення локалізації залишкових запасів вуглеводнів. Враховуючи вищевказане, обґрунтовано необхідність створення і використання постійно діючих геолого-технологічних моделей (ПДГТМ), що забезпечить більш повне вилучення залишкових запасів газу з виснажених родовищ в умовах інтенсивного просування пластової води в продуктивні пласти. В разі адаптації тривимірної моделі до фактичних даних історії розробки та відтворення динаміки прориву пластової води в експлуатаційних свердловинах з'являється можливість визначення найбільш перспективних зон та ділянок родовища, колектори яких характеризуються високими фільтраційно-ємнісними властивостями та значними залишковими запасами газу. Використання постійно діючої геолого-технологічної моделі родовища дає змогу напрацювати можливі шляхи довилучення залишкових запасів газу із зацементованою водою зон, вдосконалити існуючі технології розробки та забезпечити максимальні коефіцієнти вуглеводневилучення.

Ключові слова: родовище, запаси газу, обводненість, водонапірний режим, 3D модель.

Проблема контролю і предупредження обводнення залежій местороджень України отримує все більшу актуальність. Розв'язання даної проблеми є одним із напрямків збільшення коефіцієнтів вилучення вуглеводородів із вичерпаних газових местороджень у умовах активного водонапорного режиму. Експлуатація добуваючих скважин ускладнюється накопиченням рідини на забоях, що призводить до значимих ускладнень у процесі їх роботи і подальшому преждевременному припиненню фонтанірування. Обводнення скважин обумовлює необхідність виконання робіт по ізоляції притока пластових вод. Враховуючи значимі залишкові запаси зацмленого водою газу, актуальним є удосконалення існуючих і створення нових технологій розробки вичерпаних местороджень у умовах активного водонапорного режиму з метою забезпечення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводородів. У цій роботі об'єднані вітчизняні і зарубіжні технології розробки местороджень у умовах прояву пружноводонапорного режиму і проаналізовані основні недоліки і переваги існуючих методів інтенсифікації притоку вуглеводородів у умовах обводнення газових і газоконденсатних скважин. Проаналізовані основні фактори, що визначають причини і характер обводнення продуктивних пластів і шляхи їх уникнення. За результатами аналізу лабораторних і експериментальних досліджень встановлено механізм поведінки зацмленого пластовою водою газу. Однак, недостатньо вивчено питання локалізації залишкових запасів вуглеводородів. З урахуванням вищезазначеного обґрунтовано необхідність у створенні і використанні постійно діючих геолого-технологічних моделей (ПДГТМ), що забезпечить більш повне вилучення залишкових запасів газу із вичерпаних местороджень у умовах інтенсивного пружноводонапорного режиму в продуктивних пластах. В разі адаптації тривимірної моделі до фактичних даних історії розробки і вивчення динаміки прориву пластової води в експлуатаційні скважини дозволить визначити найбільш перспективні ділянки залежій, колектора яких характеризуються більш високими фільтраційно-ємкісними властивостями і значимими залишковими запасами газу. Використання постійно діючої геолого-технологічної моделі местородження дозволяє розробити можливі шляхи вилучення залишкових запасів газу з зацмленої пластовою водою зони, удосконалити існуючі технології розробки і забезпечити максимальні коефіцієнти вилучення вуглеводородів.

Ключові слова: местородження, запаси газу, обводненість, водонапорний режим, 3D модель.

The problem of monitoring and preventing deposit inundation is becoming increasingly important in Ukraine. The solution to this problem is one of the ways to ensure the energy independence of the state. The operation of producing wells is complicated by the accumulation of liquid at the bottom. Subsequently, it leads to premature shut-down of the wells. Inundation determines the need to isolate the influx of formation water. Considering the significant residual reserves of gas trapped in water, it is important to improve existing technologies and to develop new ones for the development of depleted fields under the conditions of dynamic water drive in order to ensure maximum hydrocarbon recovery rates. This paper summarizes domestic and foreign field development technologies under water pressure conditions and analyzes the main disadvantages and advantages of the existing methods of stimulating hydrocarbon inflows in waterlogged gas and gas condensate wells. The main factors that determine the causes and nature of flooding of productive formations and ways to prevent them are analyzed. Based on the results of the analysis of laboratory and experimental studies, the behavior of gas trapped by brine water has been established. But the issue of determining the localization of residual reserves has not been studied sufficiently. Considering the above mentioned ideas, the author asserts the necessity to use geological and technological models constantly. It ensures better extraction of the residual gas from depleted fields under the condition of intensive advance of reservoir water into productive formations. In the case of adapting the three-dimensional model to the actual data of the production history and the simulation of the exact breakthrough of produced water in production wells, there comes the possibility to determine the most promising zones and sections of the field, the reservoirs of which are characterized by the best filtration-capacitive properties and significant gas reserves. The use of a constantly operating geological and technological model of the field will make it possible to develop ways of extracting the residual gas reserves trapped in produced water, to improve existing production technologies and to ensure maximum recovery factors.

Keywords: field, gas reserves, water cut, water drive, 3D model.

Вступ

Переважає більшість газоконденсатних родовищ АТ "Укргазвидобування" перебуває на завершальній стадії розробки, яка характеризується інтенсивним обводненням продуктивних пластів та експлуатаційних свердловин, що призводить до передчасного виходу свердловин з експлуатації, зацмлення в обводнених зонах значної кількості природного газу та зниження поточного та кінцевого коефіцієнта газоконденсатовилучення.

Більшість родовищ природних газів характеризується певним проявом пружноводонапорного режиму, що обумовлює активне надходження в газонасичені поклади підшовних чи крайових вод, внаслідок чого в продуктивних пластах утворюються зони із значною залишковою газонасиченістю. Часткове обводнення найбільш високопроникних пластів призводить до зниження продуктивності свердловин. Проведення робіт з ізолювання припливу пластової води в свердловинах досить часто є низькоефе-

ктивним і не дає очікуваного ефекту. Відновити попередню роботу в таких свердловинах досить складно, тож в більшості випадків їх подальша робота пов'язана з переведенням на вищезалігаючі горизонти [1].

У газопромисловій практиці накопичено значний досвід застосування методів контролю за обводненням газових і газоконденсатних покладів і свердловин. Однак, ця проблема залишається актуальною та важливою на поточний час [1, 2] [Багато про такі проблеми сказано в роботі Р.М. Кондрата «Газоконденсатоотдача пластів»].

Постановка проблеми

Відомі методи розробки газових родовищ в умовах водонапірного режиму та експлуатації свердловин із значною кількістю рідини в продукції характеризуються недостатньою ефективністю. Тому доцільно провести дослідження можливих напрямків вдосконалення існуючих і розробки нових технологій дорозробки виснажених родовищ в умовах прояву пружноводонапірного режиму, а також методів інтенсифікації винесення рідини з обводнених свердловин на основі створення постійно діючих геолого-технологічних моделей з метою ефективного планування основних геолого-технологічних заходів та раціонального використання надр.

Формування цілей статті

Ціллю даної статті є узагальнення вітчизняних і зарубіжних технологій розробки родовищ вуглеводнів в умовах пружноводонапірного режиму та удосконалення методів контролю за обводненням газових і газоконденсатних покладів і свердловин з метою збільшення коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Виклад основного матеріалу

Переважаюча більшість газоконденсатних родовищ України знаходиться на завершальній стадії розробки та характеризується вибірковим обводненням продуктивних пластів і свердловин в умовах низьких пластових тисків. Проблема обводнення газових та газоконденсатних свердловин є надзвичайно актуальною на даний час не тільки для нафтогазової галузі України, але і для світової практики видобування природних вуглеводнів.

Обводнення свердловин може бути пов'язане як із «аварійним» проривом води з водоносних пластів через неякісне кріплення обсадних колон свердловин, так і неконтрольованим проривом пластової води через високо-

проникні пропластки продуктивного покладу [2].

Основні фактори, що визначають характер та причини обводнення пластів та свердловин, поділяються на природні та технологічні.

До природних факторів передчасного обводнення відносять геологічну будову пласта та покладу, тип колектора та його фільтраційно-ємнісні властивості, властивості пластових флюїдів, механізм їх фільтрації в пористому середовищі тощо.

Шляхи обводнення свердловин з урахуванням природних факторів наступні:

- «язики» просунення підшовної чи контурної води в зонально-неоднорідному пласті;
 - «конуси» підшовної води в однорідному пласті;
 - високопроникні пласти в багатопластових об'єктах чи пропластки в шарувато-неоднорідному пласті;
 - високопроникні тріщини в порово-тріщинуватому чи тріщинувато-поровому пласті.
- Враховуючи особливості експлуатації та технічний стан свердловин, шляхи передчасного чи аварійного їх обводнення наступні [3]:
- негерметичність цементного стакана на вибої свердловини, що обумовлює надходження води з нижчезалігаючого водоносного пласта;
 - встановлення нераціональних технологічних режимів експлуатації видобувних свердловин;
 - дефекти експлуатаційної колони, обумовлені неякісним або неповним її цементуванням та її корозією;
 - негерметичності експлуатаційної колони, що зумовило надходження або перетікання води із одного пласта в інший чи в свердловину.

З метою винесення газорідинної суміші з вибою газових та газоконденсатних свердловин використовують спінувальні поверхнево-активні речовини, газліфтний спосіб експлуатації, плунжерний ліфт, оптимізацію гирлових тисків тощо. Однак, використання даних методів є недостатньо ефективним та має короткочасний ефект.

Проблема попередження просування пластових вод і обводнення свердловин на родовищах України набуває все більшої актуальності. Вирішення даної проблеми є одним із напрямків забезпечення енергетичної незалежності держави.

Матеріали гідрогеологічних досліджень, а також дані про підземні води, отримані по свердловинах пошуково-розвідувального буріння, з яких при випробуванні отримані припливи

пластових вод, дозволяють охарактеризувати особливості гідрогеологічної системи в межах родовища.

Обводнення продуктивних горизонтів за умови прояву водонапірного режиму є цілком природним процесом, однак він має бути контрольованим. Для зменшення негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки покладу необхідно здійснювати контроль за просуванням пластових вод і його регулювання. Такий контроль повинен спиратися на результати аналізів розробки покладів та відповідні висновки та залежності.

До основних методів контролю за процесом розробки родовища відноситься побудова залежності приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища [1, 4]. Використовуючи графоаналітичну залежність, встановлюють режим розробки родовища, визначають початкові та залишкові дренавані запаси газу та оцінюють активність пластової водонапірної системи при надходженні в продуктивні поклади пластових вод, а також оцінюють характер дренавання продуктивних покладів [5-6].

Згідно з дослідженнями А. Х. Мірзаджанзаде та ін. [5, 7-8] на початковій стадії розробки газового родовища в умовах пружноводонапірного режиму падіння пластового тиску може бути аналогічним газовому режиму розробки, що пояснюється існуванням певного градієнта тиску, за якого можлива така схожість. Залежність приведенного пластового тиску в функції накопиченого видобутку газу має лінійний характер. Однак, при активному водонапірному режимі та високій проникності газоносних пластів дана подібність відсутня.

Розробка газоконденсатних родовищ в умовах пружноводонапірного режиму характеризується нерівномірним переміщенням газоводяного контакту (ГВК) в залежності від фільтраційно-ємнісних характеристик продуктивних пластів [9]. Це призводить до "язикового" обводнення та защемлення водою залишкових запасів газу. Коефіцієнт вилучення газу при пружноводонапірному режимі на родовищах АТ "Укргазвидобування" в середньому складає 60-70%. Через неповне його витіснення водою в обводненій частині покладу залишається мікрозащемлений газ. Також значний об'єм макрозащемленого газу зумовлений нерівномірним просуванням фронту води [10]. Схема переміщення газоводяного контакту (ГВК) в процесі розробки газоконденсатного родовища зображена на рисунку 1.

Визначення положення ГВК є важливим завданням контролю, без якого неможлива раціональна розробка покладів. Вибір оптимального комплексу контролю за ГВК повинен базуватися на сучасних науково-технічних досягненнях і промислового досвіді [3].

Відомі методи, які використовуються для попередження просування пластових вод та боротьби з обводненням експлуатаційних свердловин, спрямовані на мінімізацію негативного впливу пружноводонапірного режиму на процес розробки та збільшення коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Розрізняють наступні методи боротьби з просуванням пластових вод [11]:

- перехоплення пластових вод з використанням спеціальних свердловин, які пробурені на початковому контурі газоносності;

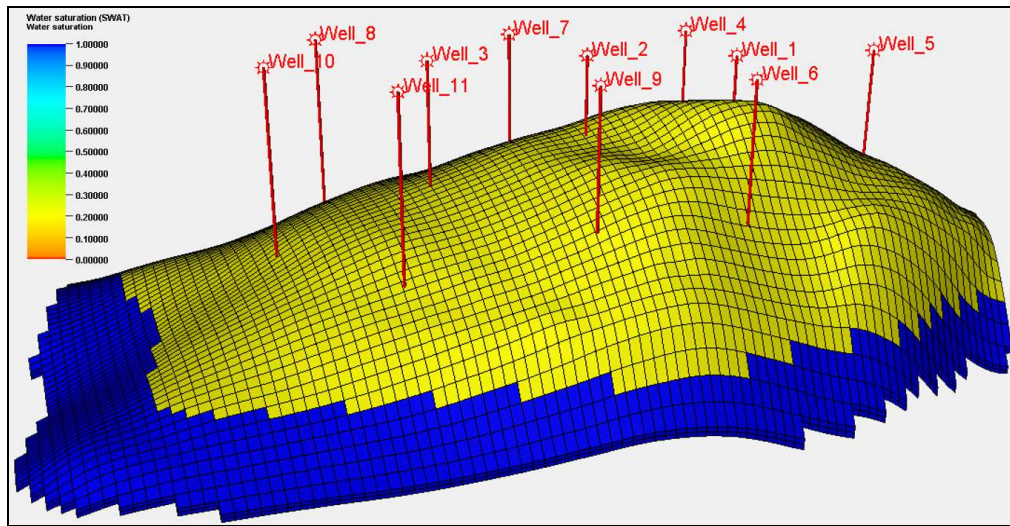
- створення на окремих ділянках родовища, або цілого родовища непроникних екранів для пластової води шляхом закачування через нагнітальні свердловини в'язких чи водоізолюючих агентів;

- зменшення відборів природного газу з ділянок родовища, які контактують з водоносним басейном, шляхом закриття частини видобувних свердловин та збільшення темпів відбору із зон сповільненого просування пластових вод [3].

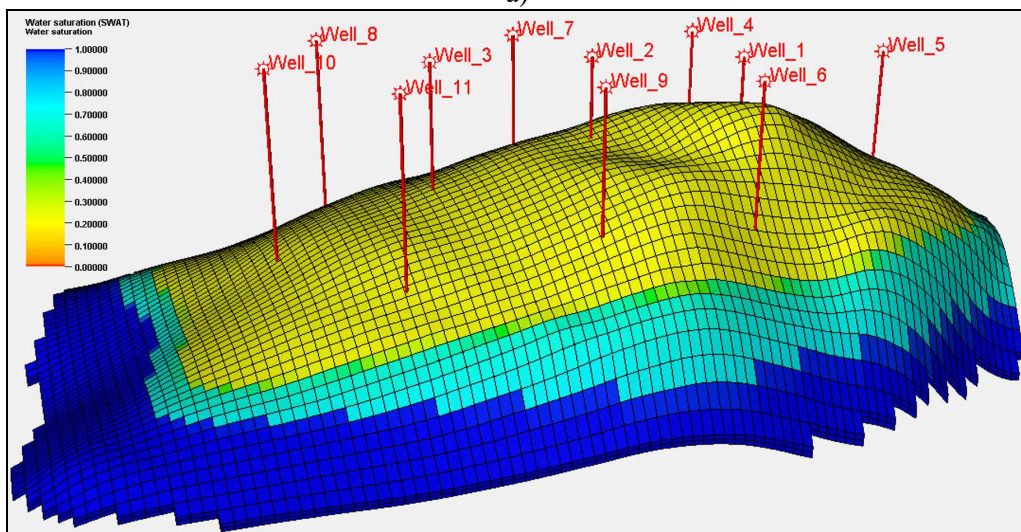
Найважливішим параметром прогнозування видобутку газу та кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення газоконденсатних покладів є коефіцієнт залишкової насиченості пор защемленим газом. Лабораторні експерименти та розрахунки матеріального балансу демонструють, що насиченість пор в зоні обводнення продуктивної частини покладу може сягати 50 відсотків їх об'єму.

Експериментальними дослідженнями Гофен та ін. [12] у 1952 р. на пробах керну встановили, що насиченість пор защемленим газом може складати 15-50 % для різних пористих середовищ. В проведених експериментах авторами вивчено вплив початкового насичення пор водою на насичення пор защемленим газом у випадку інтенсивного обводнення пластів та защемлення частини залишкового газу. За результатами проведених досліджень на двох зразках пісковика при різних початкових насиченнях пор водою та защемленим газом встановлено, що початкова водонасиченість не впливає на насичення пор защемленим газом.

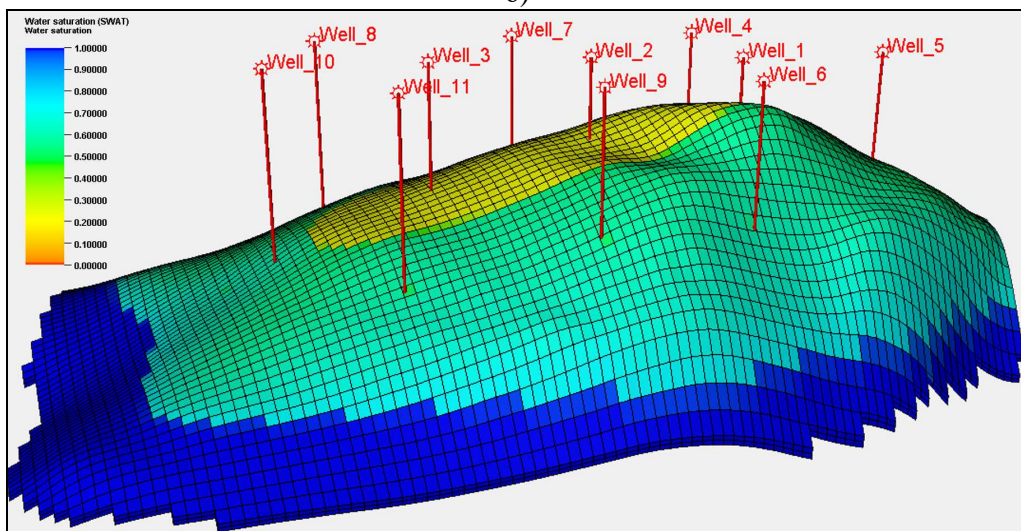
У 1963 році Керічі, Чюччі та Лонг [13] було досліджено насиченість защемленим газом зцементованих та незцементованих пісковиків на зразках керну. Середнє залишкове насичення



a)



б)



в)

а) до початку розробки; б) зниження початкового пластового тиску на 50%;
в) зниження початкового пластового тиску 75%

**Рисунок 1 – Схема переміщення газоводяного контакту (ГВК)
у процесі розробки газоконденсатного покладу**

пор защемленим газом ґрунтувалося на розрахунках матеріального балансу при декількох значеннях тиску. Враховуючи, що виснаження газоконденсатних покладів відбувається нерівномірно, для характеризувannya насичення пор зразків керну дослідниками введено поняття середньої залишкової газонасиченості защемленим газом.

З метою достовірного визначення початкових запасів газу Брунс та Агарвал та ін. [14] в 1965 році дослідили вплив пружноводонапірного режиму на характер залежності $P_{пл}/z$ від $Q_{нак}$ для газового резервуару. Дослідники проілюстрували, що ті фактори, які обумовили зниження тиску в резервуарі та певним чином спричинили затримання просування пластових вод, призвели до збільшення коефіцієнта вилучення газу. Також було встановлено, що кінцевий коефіцієнт вилучення газу залежить від темпу видобутку газу, залишкового насичення пор газом, продуктивності водонапірної системи та проникності пластів.

Для прогнозування видобутку газу в умовах водонапірного режиму Кнап та ін. [15] в 1968 році розробили двофазну двовимірну модель. Цю модель було використано для вивчення впливу неоднорідності, продуктивності водоносних горизонтів та темпів видобутку газу. Аналізуючи результати проведених досліджень, зроблено висновок про те, що коефіцієнт вилучення газу є функцією темпів видобутку газу, продуктивності водоносних горизонтів та неоднорідності продуктивних покладів як за товщиною, так і за площею. Результати досліджень добре корелюються з результатами Агарвала щодо темпів видобутку газу та продуктивності водонапірної системи.

Аналіз результатів проведених досліджень та експериментів на основі досліджень розробки покладів в умовах пружноводонапірного режиму дав підстави зробити висновок про те, що в процесі просування пластової води защемляються значні об'єми газу. Щоб досягнути мобільності залишкового защемленого водою газу, необхідно забезпечити насиченість пор вище мінімально необхідного значення, при якому газ починає рухатись. Критичне насичення пор защемленим газом для різних типів порід з різною пористістю, різними відносними фазовими проникностями буде різним. Різниця між початковим та кінцевим значення насичення мобільним газом пояснюється затримкою міграції природного газу через просування пластової води та защемлення частини його об'єму. Чисельне моделювання розробки продуктивних покладів може допомогти в корект-

ній оцінці критичного насичення защемленим газом та дасть змогу коректно підібрати технологію, яка забезпечить вилучення залишкового газу та збільшення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення.

Протягом багатьох років досліджень процесів розробки родовищ вуглеводнів були запропоновані три основні методи для збільшення видобутку газу із газових родовищ.

Одним із таких методів є видобуток залишкового защемленого газу шляхом продовження експлуатації обводнених свердловин з наступним вилученням газу з газорідинної суміші [16]. Цей метод характеризується значними недоліками. Основний недолік пов'язаний з утилізацією великих об'ємів видобутої пластової води в порівнянні з видобутими об'ємами защемленого газу.

Другий метод – це сумісне видобування газу та води. У цьому способі газ видобувають із свердловин, які знаходяться гіпсометрично вище та експлуатуються з газової частини покладу. Видобуток води здійснюється з свердловин, які розміщені на межі газоводяного контакту [17]. Цей метод ефективний для газових родовищ з малоактивною та активною водонапірними системами.

За третім методом газ видобувають із значно більшими темпами в порівнянні з швидкістю припливу води. Мета цієї технології полягає в тому, що у стислі терміни необхідно вилучити якомога більше газу до моменту прориву пластової води та обводнення продуктивних пластів і експлуатаційних свердловин. Згідно проведених досліджень [18] встановлено, що збільшення темпів видобутку газу не завжди призводить до збільшення коефіцієнта вуглеводневилучення та залежить від фільтраційно-емісійних характеристик колектора та зональної неоднорідності продуктивних пластів.

Однією з успішних методик в області активної дії на водонапірний режим для виснажених родовищ вуглеводнів є закачування вуглекислого газу (CO_2) в продуктивний пласт [19].

Технологія використання вуглекислого газу для витіснення залишкового газу защемленого водою з газових та газоконденсатних покладів, які розробляються в умовах водонапірного режиму, достатньо вивчена та успішно використовується в світі.

Враховуючи те, що густини вуглекислого газу та води значно відрізняються, постійний процес закачування CO_2 на границі газоводяного контакту може частково запобігти уведенню води в продуктивні поклади. Методика закачування вуглекислого газу полягає в тому, щоб

створити штучний бар'єр між водою та природним газом, який блокуватиме вибіркоче просування пластової води і тим самим забезпечить стабільну безводну експлуатацію видобувних свердловин. Впровадження технології закачування вуглекислого газу забезпечує значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення з продуктивних покладів газових та газоконденсатних родовищ [20].

До перспективних методів регулювання просування пластової води в продуктивні пласти також відноситься і нагнітання азоту, завдяки якому буде витіснятися защемлений водою газ до видобувних свердловин і водночас буде створюватися додатковий бар'єр між водонапірною системою та газонасиченими покладами.

Значний внесок в дослідження ефективності використання азоту в якості агента нагнітання зробили Р.М. Кондрат та О.Р. Кондрат. Ефективність даної технології досліджено на спеціально розробленій установці, яка включала високопроникні моделі, низькопроникні моделі, а також неоднорідні моделі. Згідно проведених досліджень нагнітання азоту в обводнені моделі встановлено технологічну ефективність застосування азоту для регулювання процесу просування пластових вод. При нагнітанні азоту в обводненні зони покладу витісняється частина раніше защемленого газу до видобувних свердловин. В зоні нагнітання азоту різко зростає пластовий тиск та створюється додатковий гідродинамічний бар'єр, що ускладнює та сповільнює процес просування пластової води в продуктивні пласти. Чим швидше реалізується технологія нагнітання азоту на родовищі, тим вища ефективність даної технології та значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення [21].

Великий внесок в дослідження розробки родовищ, розробка яких ускладнюється вибіркочним обводненням, зробили теоретичні та експериментальні роботи Бікмана Є.С. [22, 23, 24, 25], в яких детально вивчені питання вибіркового обводнення покладів Тимофіївського, Куличихинського Котелевського та Березівського родовищ. На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень обґрунтовано доцільність оптимізації розробки родовищ шляхом нагнітання в приконтактну зону «сухого» газу, в тому числі азоту з метою забезпечення стабілізації видобутку важких вуглеводнів через зниження пластових тисків та активної дії на водонапірний режим.

Застосування технології підвищення вуглеводневідачі покладу Т-1 Тимофіївського та Куличихинського НГКР шляхом нагнітання

азоту дозволило частково підтримувати пластовий тиск в покладах та зменшити активність водонапірної системи та частково сповільнити вибіркоче обводнення найбільш проникних пластів за рахунок більш повного охоплення їх витисненням азотом. Впровадження таких заходів при розробці покладу Т-1 вищезазначених родовищ призвело до збільшення коефіцієнтів кінцевої вуглеводневідачі.

Впровадження технології нагнітання азоту може забезпечити більшу надійність видобувних можливостей родовища. При цьому зменшуються ризики щодо випереджаючого обводнення продуктивних покладів та експлуатаційного фонду свердловин.

Запропоновані технології забезпечуються вітчизняною технікою (обладнання азотних установок, оптимальне розкриття пластів тощо).

Практична реалізація систем оптимізації розробки газоконденсатних родовищ в широкому розумінні проблеми дозволить суттєво інтенсифікувати процес видобутку вуглеводнів та вийти на світовий рівень вирішення існуючої проблеми.

Важливе місце в дослідженні розробки родовищ в умовах пружноводонапірного режиму займають теоретичні роботи Бернштейна М. Н. Гіматудінова Ш. К., [26], в яких детально вивчені питання фільтрації газорідної суміші в порових каналах газонасичених пластів.

На збільшення коефіцієнта вилучення защемленого газу пластовою водою також спрямовані лабораторні та експериментальні дослідження Мірзаджанзаде А. Х., Мамєдова Г. А. і Рижика В. М. [27, 28].

Значний внесок в дослідження вторинного видобутку газу зробили Р.М. Кондрат, С.Н. Закіров. Аналізуючи отримані результати проведених досліджень при зниженні тиску нижче тиску заводнення, ними виявлено, що защемлений водою газ починає розширюватися та залишається практично нерухомим [2, 29].

Проектуванню раціональної розробки родовищ природних газів в умовах прояву водонапірного режиму присвячена велика кількість досліджень, а також фундаментальних робіт Кондрата Р. М., Закірова С. Н. та Рассохіна Г. В. [2, 30, 31]. Дослідження процесів, які протікають в продуктивному пласті, певною мірою вирішують питання оцінки газовідачі пластів при водонапірному режимі.

З використанням проведених досліджень Р. М. Кондратом та С. Н. Закіровим запропоновано технологію [32], відповідно до якої продовження процесу експлуатації обводнених све-

рдловин досягається зниження тиску в зоні дренивання обводнених свердловин. Зниження тиску призводить до розширення газу та збільшення насиченості пор защемленим газом, що збільшує фазову проникність за газом. Внаслідок сповільнення просування води в зоні розміщення декількох видобувних свердловин попереджується швидке обводнення інших видобувних свердловин, що призводить до більшого охоплення дрениванням продуктивних покладів та, відповідно, збільшення коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Лабораторні дослідження вторинного видобутку газу зазвичай проводилися на однорідних моделях пластів, які не можуть повною мірою характеризувати фізичні процеси, що мають місце під час фільтрації вуглеводнів в неоднорідному пласті.

Значний внесок в удосконалення існуючих технологій вторинного видобутку газу зробили Р. М. Кондрат та О. Р. Кондрат, які вперше встановили якісні та кількісні характеристики процесу видобутку газу з однорідних та неоднорідних резервуарів при зниженні пластового тиску. Дослідження проводилися на однорідних низько- та високопроникних моделях, а також на неоднорідній моделі, яка складалася з двох моделей різної проникності. Згідно проведених досліджень було доведено ефективність технологічного методу зниження тиску в обводнених зонах покладу шляхом видобутку з свердловин значних об'ємів води. Після обводнення видобувних свердловин доцільно продовжувати їх експлуатацію, здійснюючи спільний видобуток газу разом із водою, що, в свою чергу, сповільнить просування пластової води в продуктивні поклади та попередить защемлення залишкового газу водою [33].

В умовах пружноводонапірного режиму, який зумовлює просування води в поклад і появу її в продукції свердловин, останні виводяться з експлуатації після відносно невеликих відборів газу. Це пов'язано з особливостями промислового облаштування газових та газоконденсатних родовищ, які за технологічних і економічних міркувань зазвичай не розраховані на збір і підготовку газу з великим вмістом води.

Для зменшення витрат на утилізацію значних об'ємів пластових вод Р. М. Кондратом, І. М. Фиком та В. С. Григор'євим на основі результатів проведених досліджень [2, 30] запропоновано технологію [34] видобування газу із закачуванням газорідної суміші з обводнених покладів в газоконденсатні поклади, які характеризуються пониженими пластовими тисками. Для реалізації даної технології в обводнених

свердловинах, які розміщені в основному в периферійних частинах покладу, додатково пропонується розкривати виснажений газоконденсатний поклад і здійснювати перепуск газорідної суміші в обводнений поклад. В результаті відбору води тиск в обводненій частині покладу знижується до тиску початку руху газу защемленого водою. Таким чином, забезпечивши рухомість защемленого газу, починають його видобуток низкою видобувних свердловин в склепінній частині покладу. Реалізація даної технології забезпечить зменшення витрат на утилізацію пластової води, а також забезпечить продовження термінів розробки газових та газоконденсатних покладів, забезпечуючи при цьому високі коефіцієнти вуглеводневилучення.

Для збільшення коефіцієнтів вуглеводневилучення за результатами проведених лабораторних та аналітичних досліджень в ІФНТУНГ розроблений абсолютно новий підхід до розробки родовищ, який передбачає комплексний активний вплив на продуктивний пласт, привибійну зону пласта та стовбур свердловини. За результатами проведених досліджень авторами було встановлено закономірності поведінки природного защемленого газу при зниженні тиску. Дані залежності використані для створення нових та вдосконалення існуючих технологій регулювання просування пластових вод і збільшення при цьому коефіцієнта вилучення газу [35].

Враховуючи механізм поведінки защемленого газу, запропоновано нову технологію розробки газових та газоконденсатних родовищ, складовою частиною якої є здійснення протилежних операцій порівняно з відомою технологією. Ґрунтується нова технологія на збільшенні темпів відбору пластової води з обводнених свердловин, що призводить до зниження пластового тиску. При цьому темп відбору пластової води повинен бути більшим за темп її надходження.

Ефективність удосконаленої технології впливу на просування пластових вод при водонапірному режимі підтверджена численними дослідженнями на основі проведених експериментів для умов родовищ України та Російської Федерації [36, 37].

Найбільш досконалим методом розрахунку ефективності просування пластової води в продуктивний пласт, що виникає при зниженні пластового тиску в результаті виснаження родовища, є запропонований в 1949 році метод Ван Евердінгена і Херста [38]. Даний метод заснований на припущенні, що тиск в області початкового газоводяного контакту зменшується

ся на кінцеву величину Δp і потім підтримується на цьому низькому рівні, внаслідок чого обмежується приплив води в законтурну зону. Зниження тиску поділяється на серію дискретних кроків, а загальний приплив в будь-який момент часу складається з суми окремих припливів на кожному кроці. Для розрахунку за методом Херста та Ван Евердінгена достатньо звичайного калькулятора, що робить його простим і доступним у використанні [39].

Що стосується «прямих» методів, то до них відносять метод Фетковича [40]. Однак найбільш простим та застосовуваним методом вважався метод Картера та Трейсі [41]. Цей метод досить простий і точний та використовується в комерційних чисельних симуляторах, однак має деякі певні особливості.

Відмінність методу Картера-Трейсі, що описує приплив води в пласт, від методу Херста-ван Евердінгена полягає в тому, що метод Картера-Трейсі базується на рівнянні дифузії при постійному кінцевому дебіті, а метод Херста-ван Евердінгена – на рівнянні при постійному кінцевому тиску.

Також до основних методів розрахунку ефективності просування пластової води в продуктивний пласт відносять метод «підгонки» Хавле-Оуде для водоносного пласта. Суть даного методу полягає в комбінуванні даних РVT-аналізу, історії видобутку вуглеводнів і даних про динаміку пластового тиску для «підгонки» моделі течії в законтурній області.

Часткове обводнення високопроникних пластів призводить до накопичення рідини на вибої свердловин через низьку швидкість газорідного потоку. Накопичення рідини на вибої зумовлює зниження продуктивності свердловин [42]. Враховуючи той факт, що свердловини експлуатуються в режимі накопичення тиску і винесення води з свердловини має пульсаційний характер, визначення водного фактору є не зовсім коректним і має тільки оціночний характер [30]. Саме тому забезпечення умов винесення рідини з вибою експлуатаційних свердловин може значно покращити основні технологічні параметри експлуатації свердловини та забезпечити її стабільну експлуатацію [43].

Для забезпечення стабільних дебітів свердловин необхідно вдосконалювати існуючі та розробляти нові методики розрахунків оптимальних технологічних режимів експлуатації свердловин, які забезпечать оперативне прийняття рішень щодо стабілізації їх експлуатації.

Відомі дослідники Тер-Саркисов Р.М., Илатовский Ю.В., Бузинов С.Н., Медко В.В.,

Харитонов А.Н., Нифантов В.И., Казарян В.П., Серегина Н.В. стверджують, що в умовах періоду спадаючого видобутку знижується енергетичний потенціал продуктивних пластів [44]. Завершальна стадія розробки родовищ характеризуються інтенсивним обводненням продуктивних покладів та експлуатаційних свердловин. Збільшення дебітів свердловин неможливе в умовах виснаження пластової енергії через обмеження подачі та підготовки вуглеводневої продукції за існуючої наземної інфраструктури. Зниження робочих тисків на устях свердловин та збільшення депресії на пласти можливе за рахунок введення дотискуєчих компресорних станцій (ДКС), що потребує значних капіталовкладень.

Дуже часто оптимізація умов експлуатації низьконапірних свердловин забезпечується використанням устьових компресорних установок та глибинних струминних насосів, які забезпечують пониження тиску на устях та вибоях свердловин для підвищення продуктивності свердловин.

Перспективним також є розроблений у ВНДГаз спосіб експлуатації свердловин за концентричного дворядного ліфта (труба в трубі). На сьогоднішній день даний спосіб експлуатації низькодебітних свердловин активно впроваджується на Шебелинському родовищі. Більшість свердловин Шебелинського газоконденсатного родовища експлуатується в умовах накопичення рідини на вибоях свердловин, оскільки свердловини обладнані ліфтовою колоною умовним діаметром 73 мм, а середній пластовий тиск в продуктивних покладах складає близько 1,5-2 МПа. На основі аналізу експлуатації низькодебітного фонду свердловин обґрунтовано оптимізацію їх експлуатації шляхом обладнання колоною сифонних трубок, виготовлених з полікомполімерних матеріалів.

За результатами досліджень та освоєння таких свердловин вдалося досягти збільшення дебіту газу в 2-3 рази. Діаметр сифонної трубки вибирається таким чином, щоб забезпечити умови винесення газорідної суміші з вибою свердловин. Для підвищення ефективності даної технології розроблені спеціальні технічні засоби, які дозволяють керувати процесом оптимізації експлуатації свердловини в автоматичному режимі.

На даний час провідні світові компанії інтенсивно вивчають проблеми, пов'язані з експлуатацією низьконапірних свердловин, новітні технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів з низьконапірних свердловин з метою дорозробки виснажених обводнених газових і газо-

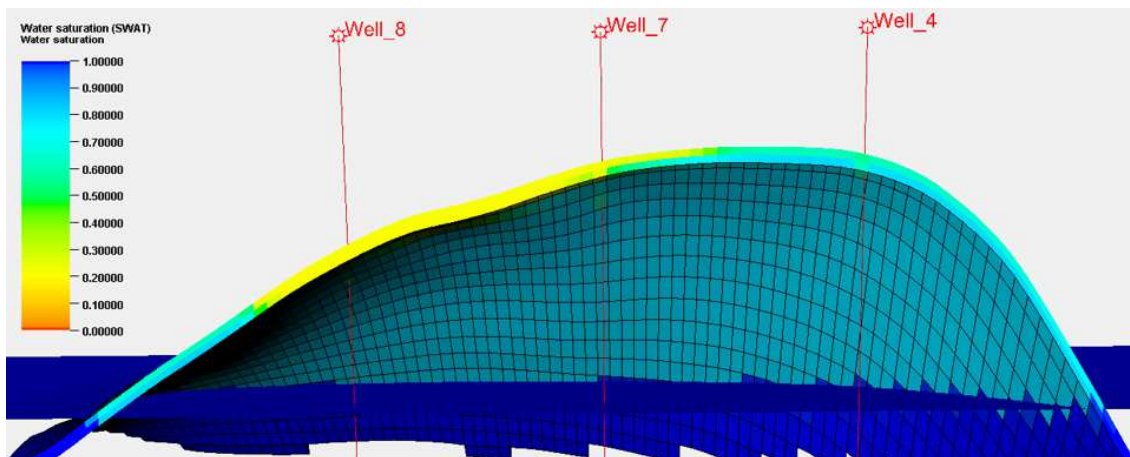


Рисунок 2 – Характер обводнення неоднорідних продуктивних покладів

конденсатних родовищ [45]. Напрацювання провідних фахівців інтенсивно впроваджуються та дають позитивний ефект.

Одним з пріоритетних напрямів досліджень газових та газоконденсатних родовищ з метою підвищення якості проектування і оцінки ефективності реалізації проектних рішень, а також управління і контролю за повнотою виконання запланованих робіт є використання чисельного моделювання.

З метою напрацювання оптимальних шляхів підвищення вуглеводневилучення з виснажених обводнених газоконденсатних покладів проведено значну кількість досліджень із використанням основних інструментів моделювання.

За результатами численних лабораторних та експериментальних досліджень розкрито механізм поведінки защемленого газу водою в пористому середовищі. На основі результатів проведених досліджень розроблено нові та вдосконалено існуючі технології розробки продуктивних покладів за таких умов. Однак, враховуючи значну неоднорідність покладів вуглеводнів як за площею, так і за товщиною, розроблені технології можуть бути малоефективними. Характер розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей колектору вносить значну невизначеність у процес обґрунтування оптимальної технології подальшої розробки родовища в умовах активного пружноводонапірного режиму.

Приклад вибіркового обводнення газоконденсатного покладу в залежності від розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів за товщиною наведена на рисунку 2.

З метою оцінки можливого впливу анізотропії пластів на характер обводнення видобувних свердловин проведено дослідження розробки неоднорідного продуктивного покладу з підшовною водою. Використовуючи цифрову модель, проведено розрахунок десяти різних

сценаріїв розробки продуктивних покладів. В якості досліджуваних параметрів виступали співвідношення вертикальної проникності до горизонтальної, оптимальний час експлуатації та зупинки свердловини, а також величина водного фактору.

За результатами проведених розрахунків встановлено, що чим менший коефіцієнт вертикальної проникності колектора, тим менший негативний вплив конусоутворення на процес експлуатації видобувних свердловин. Отримані результати моделювання свідчать про те, що у випадку високої проникності та активної водонапірної системи защемлюються великі об'єми газу. Згідно результатів моделювання сумісний видобуток води та газу забезпечує значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення. Однак, отримані при цьому великі об'єми води в подальшому потребують утилізації, що призводить до додаткових затрат. На сьогоднішній момент концепція безводного видобутку вуглеводнів є домінуючою. За результатами моделювання розробки Оренбурзького родовища доведено економічну та технологічну ефективність сумісного видобутку води та газу. Величини коефіцієнтів вуглеводневилучення залежать як від параметрів продуктивного пласта, так і від прийнятих технологічних обмежень та рішень [46].

Для напрацювання оптимальних шляхів вилучення защемленого газу здійснено моделювання процесу видобутку защемленого газу з використанням цифрової моделі. На основі цифрової моделі досліджено поведінку защемленого газу в пористому середовищі в залежності від фазової проникності для газу та капілярних тисків. За результатами моделювання напрацьовано методологічний підхід до моделювання видобутку защемленого газу та коректної оцінки перспектив вуглеводневилучення [47].

Чисельне моделювання розробки північно-східного родовища Хічкока, що розташоване в штаті Техас, дозволило вдосконалити існуючу технологію дорозробки обводнених покладів родовища, забезпечивши при цьому значно вищі кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення. Саме постійно діюча тривимірна модель дозволила визначити пластовий тиск, за якого газ, защемлений водою, мобілізується, та обґрунтувати технологію його вилучення з продуктивних покладів. Розрахунок різних варіантів розробки родовища, дозволив обґрунтувати оптимальні темпи відбору вуглеводневої продукції та вибрати раціональну систему розробки родовища [48].

Для підтвердження доцільності впровадження технологій вторинного видобутку вуглеводнів змодельовано розробку обводненого продуктивного покладу та досліджено процес витіснення защемленого газу діоксидом вуглецю з метою збільшення кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення. Для підтвердження ефективності цієї технології на базі тривимірної моделі розраховано два варіанти розробки родовища в умовах пружноводонапірного режиму, які включають розробку родовища на виснаження та з нагнітанням діоксиду вуглецю на межі газоводяного контакту. Результати моделювання показали, що при закачуванні діоксиду вуглецю видобуток види скоротився приблизно на 60% порівняно з варіантом розробки родовища на виснаження. Завдяки закачуванню діоксиду вуглецю приплив та просування води стали контрольованими, що забезпечило значно кращі коефіцієнти вуглеводневилучення. Коефіцієнт вилучення газу збільшився на 10%, а коефіцієнт вилучення конденсату на 4% порівняно з варіантом на виснаження [20].

Числові тривимірні композиційні моделі дозволяють дослідити ефективність використання різного роду неуглеводневих газів в якості агентів нагнітання з метою витіснення залишкового газу для забезпечення високих коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Дослідження ефективності витіснення залишкового газу різними агентами нагнітання проведено на тривимірній моделі газоконденсатного родовища, яке характеризується пружноводонапірним режимом та знаходиться поблизу гірського хребта Сьєрра-де-Чьяпас в Мексиці. В якості агентів нагнітання використано сухий газ, діоксид вуглецю, азот та димові гази. Отримані результати свідчать про те, що найефективнішим є варіант з нагнітання діоксиду вуглецю. Завдяки впровадженню даної технології видобувається частина защемленого газу

водою. В зонах нагнітання діоксиду вуглецю різко зростає пластовий тиск та створюється додатковий гідродинамічний бар'єр, що ускладнює просування пластової води в продуктивні пласти. Впровадження технології підтримання пластового тиску призводить до збільшення видобутку конденсату та забезпечує значно вищі коефіцієнти вуглеводневилучення. У випадку нагнітання діоксиду вуглецю досягається 80% вилучення конденсату а при нагнітанні сухого газу – 60%. При використанні димових газів як агентів нагнітання кінцевий коефіцієнт вилучення конденсату знаходиться в межах 55-60%. Найменш ефективним варіантом згідно результатів моделювання для конкретного родовища виявився варіант з нагнітанням азоту, однак отримані результати моделювання потрібно підтвердити лабораторними дослідженнями [49].

Моделювання розробки виснажених родовищ вуглеводнів, які перебувають на завершальній стадії розробки та розробляються в умовах пружноводонапірного режиму, дає можливість набути досвіду в застосуванні складних методик для прогнозування видобутку вуглеводнів з таких родовищ та дозволить встановити, що саме необхідно зробити для стабілізації видобутку газу в останні роки завершального етапу розробки.

Стратегія подальших робіт може включати буріння нових свердловин для залучення в розробку мікро- та макрозащемленого газу, удосконалення способу експлуатації свердловин та оптимізацію умов експлуатації.

На завершальних стадіях розробки виснажених родовищ використовуються різні технології підвищення коефіцієнтів вуглеводневилучення. Доцільність та ефективність вибраних методів та технологій залежить виключно від співвідношення необхідної та обводненої продуктивної площі родовища. Також при проектуванні розробки важливою є інформація щодо переміщення контурних та підошовних вод. На характер просування газоводяного контакту значно впливає неоднорідність продуктивного розрізу, який складається здебільшого із порід, що характеризуються мінливістю фільтраційно-емнісних властивостей як за товщиною, так і за площею [50].

За допомогою розрахунку різних сценаріїв розробки родовища і використовуючи постійно діючу геолого-технологічну модель родовища, можна порівняти ефективність кожного можливого заходу та оцінити економічну ефективність робіт.

За таких умов необхідно розширювати область фундаментальних досліджень з розробки родовищ в умовах пружноводонапірного режиму, який характеризується різним рівнем інтенсивності просування пластової води в продуктивні пласти та призводить до виведення свердловин з діючого фонду. Метою майбутніх досліджень повинно стати вдосконалення існуючих технологій розробки родовищ на завершальній стадії з метою забезпечення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів при мінімальних витратах з урахуванням зменшення навантаження на надра та навколишнє середовище.

Висновок

Безаварійна та стабільна експлуатація газових та газоконденсатних свердловин виснажених родовищ, які перебувають на завершальній стадії в умовах обводнення, є надзвичайно актуальною.

На даний час проведено значну кількість теоретичних та експериментальних досліджень, пов'язаних з розробкою виснажених родовищ вуглеводнів в умовах пружноводонапірного режиму. За результатами вітчизняних та іноземних досліджень розкрито механізм поведінки защемленого газу водою в пористому середовищі. Спираючись на результати фундаментальних досліджень, розроблено значну кількість технологій розробки виснажених родовищ в умовах інтенсивного просування пластової води, які характеризуються певними перевагами та недоліками. Зважаючи на це, існує необхідність у систематизації існуючих технологій для різних геолого-технологічних умов розробки газоконденсатних родовищ та експлуатації свердловин з подальшим розробленням нових технологій, які б за мінімальних витрат забезпечували максимальні коефіцієнти вилучення вуглеводнів, а також впровадження яких, з економічної точки зору, забезпечували б максимальний накопичений приведений грошовий потік.

Враховуючи вищенаведене, доцільно створювати постійно діючі геолого-технологічні моделі, які дозволять оптимізувати розробку виснажених газових та газоконденсатних родовищ в умовах пружноводонапірного режиму. Отримання точної адаптації моделі до фактичних даних та точного відтворення процесу прориву води в продуктивні поклади та свердловини дозволить встановити локалізацію залишкового защемленого газу та напрацювати шляхи їх вилучення з метою забезпечення максимальних коефіцієнтів вуглеводневилучення.

Література

1. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. К.: Львів, 1996. 620 с.
2. Кондрат Р. М. Газоконденсатотдача пластов. М.: Недра, 1992. 255 с.
3. Бойко В. С., Бойко Р. В., Кеба Л. М., Семінський О. В. Обводнення газових і нафтових свердловин. Київ: Міжнародна економічна фундація, 2006. 791 с. ISBN 966-96506-2-3.
4. Матківський С. В., Кондрат О. Р., Кривуля С. В. та ін. Особливості оцінки дренажних запасів газу щільних колекторів. *Нафтогазова енергетика*. 2020. № 1(33). С. 19–28.
5. Матківський С. В., Кондрат О. Р., Хайдарова Л. І. та ін. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу колекторів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. №2 (75). С. 43–51.
6. Glumov D. N., Sokolov S. V., Strelakov A. V. Assessment of Drained Gas Reserves in the Process of Gas and Gas Condensate Field Operation in Water Drive (Russian). *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 16-18 October, Moscow, Russia, 2017
7. Мирзаджанзаде А. Х., Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Желтов Ю. В., Маргулов Г. В., Рассохин Г. В., Рыжик В. М. О возможном влиянии начального градиента на разработку газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме. *Изв. ВУЗов, сер. Нефть и газ*, 1970, № 1.
8. Zavaleta S., Adrian P. M., Michel Michel: Estimation of OGIP in a Water-Drive Gas Reservoir Coupling Dynamic Material Balance and Fetkovich Aquifer Model. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, 25-26 June, Port of Spain, Trinidad and Tobago, 2018.
9. Geffen T. M., Parrish D. R., Haynes G. W., Morse R. A. Efficiency of gas displacements from porous media by liquid flooding. *Trans. AIME*. 1952. V. 195. P. 37-46.
10. Кондрат О. Р. Видобуток защемленого газу з обводнених родовищ. *Тези наук.-техн. конф. проф.-викл. складу ун-ту нафти і газу*. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, НДІ НГТ, 1997. С. 6.
11. Кондрат Р.М. Активний вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газоконденсатовилучення. *Наука та інновації*. 2005. Т. 1. № 5. С. 12-23.
12. Geffen T. M., Parrish D. R., Haynes C. W., Morse R. A. Efficiency of Gas Displacement from

Porous Media by Liquid Flooding'. *Trans., AIME*. 1952. Vol 195. P. 29-38.

13. Chierici G. L., Ciocci G. M., Long G.: Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive. *Proc. Sixth World Pet. Conf.*, Frankfurt (1963) Sec IV Paper 17-PD6. 483 498,

14. Agarwal R.G., Al-Hussamy R., Ramey H.J. The Importance of Water Influx in Gas Reservoirs. *Jour. Pet. Tech.* (November, 1965) 1336-1342. *Trans., AIME*. 234.

15. Knapp R.M. et al. Calculation of Gas Recovery Upon Ultimate Depletion of Aquifer storage. *JPT* (Oct. 1968) 1129- 32.

16. Hower T. L., Bergeson I. E., Lewis D. R. Owens R. W. Recovery Optimization in a Multi-Reservoir Offshore Gas Field with Water Influx, *SPE 24865*, 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington D.C., Oct. 4-7, 1992. P. 9-15.

17. Rogers L. A. Test of Secondary Gas Recovery by Coproduction of Gas and Water from Mt. Selman Field, Texas. *SPE. DOE/GRI 12865*, Unconventional Gas Recovery Symposium held in Pittsburgh. P. A., May 13-15, 1984. P. 331-335.

18. Rzaee M., Rostami B., Mojarad M. Experimental Determination of Optimized Production Rate and its Upscaling Analysis in Strong Water Drive Gas Reservoirs. *IPTC 16938*, International Petroleum Technology Conference held in Beijing. China. 26-28 March, 2013, P. 1-11.

19. Sim S. S. K., Turtata A. T., Singhai A. K. and Hawkins B. F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency, *Canada International petroleum Conference*, June 17- 19, 2008. Calgary, Alberta, Canada. P. 1-14.

20. Ogolo N.A., Isebor J.O., Onyekonwu M.O. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 5-7 August, Lagos, Nigeria, 2014.

21. Кондрат О. Р., Кондрат Р. М. Підвищення газовилучення з газових родовищ при водонапірному режимі шляхом регулювання надходження законтурної пластової води і видобутку зещемленого газу. *Нафтогазова галузь України*. 2019. № 4. С. 21-26.

22. Бікман Є. С., Дячук В. В. Підвищення ефективності технології підтримання пластового тиску при розробці газоконденсатних покладів з використанням азоту. *Матеріали наукової конференції "Нафта і газ України"*. Київ, 2002. С. 23-24.

23. Бікман Є. С., Хомин І. І., Куль А. Й. Технологія розробки газоконденсатного родовища з підтриманням пластового тиску газоподібним азотом. *Компресорное и энергетическое машиностроение*. 2008. № 2(12). С.26-30.

24. Бікман Є. С., Дячук В. В. Перспективи впровадження технології підтримання пластового тиску з використанням азоту на газоконденсатних родовищах НАК "Нафтогаз України". *Компресорное и энергетическое машиностроение*. 2010. № 2(20). С. 17-20.

25. Бікман Є. С., Сойма Р. Й. та ін. Особливості розробки фаменських покладів Тимофіївського та Куличихинського НГКР з використанням сайклінг процесу в умовах вибіркового обводнення. *Питання розвитку газової промисловості України: Наук-виробн. зб.* 2017. XLV. С. 45-52.

26. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971. 309 с.

27. Мамедов Г. А., Фарзане Я. Г. О вытеснении газа (воздуха) водой из неоднородно-слоистых пористых сред. *Вестник Вузов. серия «Нефти и газ»*, 1964. №1. С.29-34.

28. Мирзаджанзаде А. Х. Дурмишьян А. Г., Ковалев А. Г. Разработка газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1967. 356 с.

29. Закиров С. Н., Коротаев Ю. П., Кондрат Р. М. и др. Теория водонапорного режима газовых месторождений. М: Недра, 1976. 240 с.

30. Рассохин Г. В., Леонтьев И. А., Петренко В. И. и др. Влияние обводнения многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений на их разработку. М.: Недра, 1973. 264 с.

31. Закиров С. Н., Коротаев Ю. П., Кондрат Р. М. и др. Теория водонапорного режима газовых месторождений. М.: Недра, 1976. 240 с.

32. А.с 571107 СССР, МКИ E21B 43/00. Способ добычи газа / Ю.П. Коротаев, С.Н. Закиров, Р.М. Кондрат и др. №2075239; Заявлено 12.11.1974; Зарегистр. 06.05.1977; Опубл. 07.11.1981, Б.И. №11.

33. Kondrat O. R., Kondrat R. M. Investigation of regularities of trapped gas recovery processes from watered gas fields with homogeneous and macro heterogeneous reservoirs. *MINING OF MINERAL DEPOSITS*, Taylor & Francis Group, London, Uk, 2014, P. 303-309.

34. А.с 1314757 СССР, МКИ E21B 43/00. Способ вторичной добычи газа / Р.М. Кондрат, Й.Н. Тонкой, И.М. Фык и др. №3956225; Заявлено 24.09.1985; Зарегистр. 01.02.1987.

35. Кондрат Р. М. Активный вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газокон-

денсатовилучення. *Наука та інновації*. 2005. Т. 1. №5. С. 12-23.

36. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие / С.Н. Закиров, Б.Е. Сомов, В.Я. Гордон и др. М: Недра, 1988. 335 с.

37. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений / Закиров С.Н., Васильев В. И, Гутников А. И. и др. М.: Недра, 1984. 295 с.

38. Dietz D. N. A Theoretical Approach to the Problem of Encroaching and By-Passing Edge Water, *Akad. van Wetenschappen, Amsterdam*, 1953, Proc. Vol. 56B: 83.

39. Nadir F. T: Thistle Field Development, *SPE Europe Conference (EUR 165)*, October 1980.

40. Coats K. H., Dempsey J. R. and Henderson J. H. The Use of Vertical Equilibrium in Two Dimensional Simulation of Three Dimensional Reservoir Performance. *Soc. Pet. Eng. J.*, March 1971. 63 p.

41. Thomas G.W. Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation, IHRDC Publishers, Boston, Mass., 1982. 160 p.

42. Севастьянов О. М. Захарова Е. Е. Особенности обводнения скважин и газоконденсатной залежи ОНГКМ. *Газовая промышленность*. 2004. № 10. С. 80-82.

43. Gamal M., Khairy M., El-Banbi A. H., Saad S. M. An Approach for Determination of the Economically Optimal Production Controlling Parameters from Water Drive Oil Reservoirs. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, 25-28 April, Dammam, Saudi Arabia, 2016.

44. Тер-Саркисов Р. М., Илатовский Ю. В., Бузинов С. Н., Медко В. В., Харитонов А. Н., Нифантов В. И., Казарян В. П., Серегина Н. В. Особенности добычи низконапорного газа. *Газовая промышленность*. 2005. № 11.

45. James F. Lea, Henry V. Nickens, Mike R. Wells. Gas well deliquification. *Elsevier Inc.*, Second Edition, 2008.

46. Аникеев Д. П., Закиров С. Н., Кондрат А. Р. Возможности увеличения КИГ при разработке залежей газа с подошвенной водой. *Газовая промышленность*. 2013. № 9(695). С. 51-53.

47. Babadimas J. M. Modelling Trapped Gas Expansion in Water-Drive Reservoirs/ *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, 17-19 October, Jakarta, Indonesia, 2017.

48. Ancell K. L., Manhart T. A. Secondary Gas Recovery From a Water-Drive Gas Reservoir: A Case Study, *SPE Annual Technical Conference*

and Exhibition, 27-30 September, Dallas, Texas, 1987.

49. Jose Alejandro Cruz Lopez. Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*, 1-3 February, Villahermosa, Mexico, 2000.

50. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов. М.: Недра, 1999. 659 с.

References

1. Boiko V. S., Kondrat R. M., Yaremiichuk R. S. Dovidnyk z naftohazovoi spravy. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]

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

3. Boiko V. S., Boiko R. V., Keba L. M., Seminskyi O. V. Obvodnennia hazovykh i naftovykh sverdlovyh. Kyiv: Mizhnarodna ekonomichna fundatsiia, 2006. 791 p. ISBN 966-96506-2-3. [in Ukrainian]

4. Matkivskiyi S. V., Kondrat O. R., Kryvulia S. V. ta in. Osoblyvosti otsinky drenovanykh zapasiv hazu shchilnykh kolektoriv. *Naftohazova enerhetyka*. 2020. No. 1(33). P. 19–28. [in Ukrainian]

5. Matkivskiyi S. V., Kondrat O. R., Khaidarova L. I. ta in. Doslidzhennia vplyvu neznachnoho proiavu vodonapirnoi systemy na dostovirnist materialnoho balansu kolektoriv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2020. No 2 (75). P. 43–51. [in Ukrainian]

6. Glumov D. N., Sokolov S. V., Strekalov A. V. Assessment of Drained Gas Reserves in the Process of Gas and Gas Condensate Field Operation in Water Drive (Russian). *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 16-18 October, Moscow, Russia, 2017

7. Mirzadzhanzade A. Kh., Barenblatt G. I., Entov V. M., Zheltov Yu. V., Margulov G. V., Rassokhin G. V., Ryzhik V. M. O vozmozhnom vliyanii nachal'nogo gradienta na razrabotku gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenij pri vodonapornom rezhime. *Izv. VUZov, ser. Neft' i gaz*, No1, 1970. [in Russian]

8. Zavaleta S., Adrian P. M., Michel Michel: Estimation of OGIP in a Water-Drive Gas Reservoir Coupling Dynamic Material Balance and Fetkovich Aquifer Model. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, 25-26 June, Port of Spain, Trinidad and Tobago, 2018.

9. Geffen T. M., Parrish D. R., Haynes G. W., Morse R. A. Efficiency of gas displacements from

- porous media by liquid flooding. *Trans. AIME*. 1952. V. 195. P. 37-46.
10. Kondrat O. R. Vydobutok zashchemlenoho hazu z obvodnennykh rodovyshch. *Tezy nauk.-tekhn. konf. prof.-vykl. skladu unistytutu nafty i hazu*. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, NDI NHT, 1997. P. 6. [in Ukrainian]
11. Kondrat R. M. Aktyvnyi vplyv na protsesy rozrobky rodovyshch pryrodnykh haziv z vodonapirnym rezhymom dlia zbilshennia hazokondensatovyluchennia. *Nauka ta innovatsii*, 2005. Vol1. No 5. P. 12-23. [in Ukrainian]
12. Geffen T. M., Parrish D. R., Haynes C. W., Morse R. A. Efficiency of Gas Displacement from Porous Media by Liquid Flooding'. *Trans., AIME*. 1952. Vol 195. P. 29-38.
13. Chierici G. L., Ciocci G. M., Long G.: Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subjected to Water Drive. *Proc. Sixth World Pet. Conf.*, Frankfurt (1963) Sec IV Paper 17-PD6. 483 498,
14. Agarwal R.G., Al-Hussamy R., Ramey H.J. The Importance of Water Influx in Gas Reservoirs. *Jour. Pet. Tech.* (November, 1965) 1336-1342. *Trans., AIME*. 234.
15. Knapp R.M. et al. Calculation of Gas Recovery Upon Ultimate Depletion of Aquifer storage. *JPT* (Oct. 1968) 1129- 32.
16. Hower T. L., Bergeson I. E., Lewis D. R. Owens R. W. Recovery Optimization in a Multi-Reservoir Offshore Gas Field with Water Influx, *SPE 24865*, 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington D.C., Oct. 4-7, 1992. P. 9-15.
17. Rogers L. A. Test of Secondary Gas Recovery by Coproduction of Gas and Water from Mt. Selman Field, Texas. *SPE. DOE/GRI 12865*, Unconventional Gas Recovery Symposium held in Pittsburgh. P. A., May 13-15, 1984. P. 331-335.
18. Razaee M., Rostami B., Mojarad M. Experimental Determination of Optimized Production Rate and its Upscaling Analysis in Strong Water Drive Gas Reservoirs. *IPTC 16938*, International Petroleum Technology Conference held in Beijing. China. 26-28 March, 2013, P. 1-11.
19. Sim S. S. K., Turtata A. T., Singhai A. K. and Hawkins B. F. Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency, *Canada International petroleum Conference*, June 17- 19, 2008. Calgary, Alberta, Canada. P. 1-14.
20. Ogolo N.A., Isebor J.O., Onyekonwu M.O. Feasibility Study of Improved Gas Recovery by Water Influx Control in Water Drive Gas Reservoirs. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 5-7 August, Lagos, Nigeria, 2014.
21. Kondrat O. R., Kondrat R. M. Pidvyshchennia hazovyluchennia z hazovykh rodovyshch pry vodonapirnomu rezhymi shliakhom rehuliuвання nadkhodzhennia zakonturnoi plastovoi vody i vydobutku zeshchemlenoho hazu. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2019. No 4. P. 21-26. [in Ukrainian]
22. Bikman Ye. S., Diachuk V. V. Pidvyshchennia efektyvnosti tekhnolohii pidtrymannia plastovoho tysku pry rozrobtsi hazokondensatnykh pokladiv z vykorystanniam azotu. *Materialy naukovoi konferentsii "Nafta i haz Ukrainy"*. Kyiv, 2002. P. 23-24. [in Ukrainian]
23. Bikman Ye. S., Khomyn I. I., Kul A. Y.: Tekhnolohiia rozrobky hazokondensatnoho rodovyshcha z pidtrymanniam plastovoho tysku hazopodibnym azotom. *Kompresorne i energeticheskoe mashinostroenie*. 2008. No 2(12). P. 26-30. [in Ukrainian]
24. Bikman Ye. S., Diachuk V. V. Perspektyvy vprovadzhennia tekhnolohii pidtrymannia plastovoho tysku z vykorystanniam azotu na hazokondensatnykh rodovyshchakh NAK "Naftohaz Ukrainy". *Kompresorne i enerhetycheskoe mashynostroenye*. 2010. No 2(20). P. 17-20. [in Ukrainian]
25. Bikman Ye. S., Soima R. Y. ta in. Osoblyvosti rozrobky famenskykh pokladiv Tymofiivskoho ta Kulychykhynskoho NHKR z vykorystanniam saiklinh protsesu v umovakh vybirkovoho obvodnennia. *Pytannia rozvytku hazovoi promyslovosti Ukrainy: Nauk-vyrobn. zb*. 2017. XLV. P. 45-52.
26. Gimatudinov Sh. K. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta. M.: Nedra, 1971. 309 p. [in Russian]
27. Mamedov G. A., Farzane Ya. G. O vytesnenii gaza (vozdukh) vodoj iz neodnorodno-sloistykh poristykh sred. *Vestnik Vuzov. seriya «Nefti i gaz»*. 1964. No 1. P. 29-34. [in Russian]
28. Mirzadzhanzade A.Kh. Durmish'yan A.G., Kovalev A. G. Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdenij. M.: Nedra, 1967. 356 p. [in Russian]
29. Zakirov S. N., Korotaev Yu. P., Kondrat R. M. i dr. Teoriya vodonapornogo rezhima gazovykh mestorozhdenij. M: Nedra, 1976. 240 p. [in Russian]
30. Rassokhin G. V., Leont'ev I. A., Petrenko V. I. i dr. Vliyanie obvodneniya mnogoplastovykh gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenij na ikh razrabotku. M.: Nedra, 1973. 264 p. [in Russian]

31. Zakirov S. N., Korotaev Yu. P., Kondrat R. M. i dr. *Teoriya vodonapornogo rezhima gazovykh mestorozhdenij*. M.: Nedra, 1976. 240 p. [in Russian]
32. A.s 571107 SSSR, MKI E21V 43/00. *Sposob dobychi gaza* / Yu.P. Korotaev, S.N. Zakirov, R.M. Kondrat i dr. №2075239; Zayavleno 12.11.1974; Zaregistr. 06.05.1977; Opubl. 07.11.1981, B.I. No 11. [in Russian]
33. Kondrat O. R., Kondrat R. M. Investigation of regularities of trapped gas recovery processes from watered gas fields with homogeneous and macro heterogeneous reservoirs. *MINING OF MINERAL DEPOSITS*, Taylor & Francis Group, London, Uk, 2014, P. 303-309.
34. A.s 1314757 SSSR, MKI E21V 43/00. *Sposob vtorichnoj dobychi gaza* / R.M. Kondrat, J.N. Tonkoj, I.M. Fyk i dr. No 3956225; Zayavleno 24.09.1985; Zaregistr. 01.02.1987. [in Russian]
35. Kondrat R. M. Aktyvnyi vplyv na protsesy rozrobky rodovyshch pryrodnykh haziv z vodonapirnym rezhymom dlia zbilshennia hazokondensatovylychennia. *Nauka ta innovatsii*. 2005. T. 1. No 5. P. 12-23. [in Ukrainian]
36. Mnogomernaya i mnogokomponentnaya filtraciya: Spravochnoe posobie / S.N. Zakirov, B.E. Somov, V.Ya. Gordon i dr. M: Nedra, 1988. 335 p. [in Russian]
37. Prognozirovanie i regulirovanie razrabotki gazovykh mestorozhdenij / Zakirov S. N., Vasilev V. I, Gutnikov A. I. i dr. M.: Nedra, 1984. 295 p. [in Russian]
38. Dietz D. N. A Theoretical Approach to the Problem of Encroaching and By-Passing Edge Water, *Akad. van Wetenschappen*, Amsterdam, 1953, Proc. Vol. 56B: 83.
39. Nadir F. T: Thistle Field Development, *SPE Europec Conference* (EUR 165), October 1980.
40. Coats K. H., Dempsey J. R. and Henderson J. H. The Use of Vertical Equilibrium in Two Dimensional Simulation of Three Dimensional Reservoir Performance. *Soc. Pet. Eng. J.*, March 1971. 63 p.
41. Thomas G.W. Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation, IHRDC Publishers, Boston, Mass., 1982: 160.
42. Sevast'yanov O. M. Zakharova E. E. Osobennosti obvodneniya skvazhin i gazokondensatnoj zalezhi ONGKM. *Gazovaya promyshlennost*. 2004. No 10. P. 80-82. [in Russian]
43. Gamal M., Khairy M., El-Banbi A. H., Saad S. M. An Approach for Determination of the Economically Optimal Production Controlling Parameters from Water Drive Oil Reservoirs. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, 25-28 April, Dammam, Saudi Arabia, 2016.
44. Ter-Sarkisov R. M., Ilatovskij Yu. V., Buzinov S. N., Medko V. V., Kharitonov A. N., Nifantov V. I., Kazaryan V. P., Seregina N. V. Osobennosti dobychi nizkonapornogo gaza. *Gazovaya promyshlennost'*. 2005. No 11. [in Russian]
45. James F. Lea, Henry V. Nickens, Mike R. Wells. Gas well deliquification. *Elsevier Inc.*, Second Edition, 2008.
46. Anikeev D.P., Zakirov S.N., Kondrat A.R. Vozmozhnosti uvelicheniya KIG pri razrabotke zalezhej gaza s podoshvennoj vodoj. *Gazovaya promyshlennost'*. 2013. No 9(695). P. 51-53. [in Russian]
47. Babadimas J. M. Modelling Trapped Gas Expansion in Water-Drive Reservoirs/ *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, 17-19 October, Jakarta, Indonesia, 2017.
48. Ancell K. L., Manhart T. A. Secondary Gas Recovery From a Water-Drive Gas Reservoir: A Case Study, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 27-30 September, Dallas, Texas, 1987.
49. Jose Alejandro Cruz Lopez. Gas Injection As A Method For Improved Recovery In Gas-Condensate Reservoirs With Active Support. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*, 1-3 February, Villahermosa, Mexico, 2000.
50. Ter-Sarkisov P. M. Razrabotka mestorozhdenij pryrodnykh gazov. M.: Nedra, 1999. 659 p. [in Russian]

Техніка і технології

УДК 622.279.5

DOI: 10.31471/1993-9973-2020-3(76)-23-32

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЗАБРУДНЕННЯ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА І ПАРАМЕТРІВ ПЕРФОРАЦІЙНИХ КАНАЛІВ НА ПРОДУКТИВНІСТЬ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

*Р. М. Кондрат, М. І. Щепанський, Л. І. Хайдарова**

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

Охарактеризовано причини і характер забруднення привибійної зони газових свердловин. Розкрито структуру скін-ефекту. Наведено характеристику типів закінчування свердловин та основних параметрів, які необхідні для визначення скін-ефекту. Для умов гіпотетичної свердловини з використанням програми PipeSim компанії Schlumberger досліджено вплив проникності і товщини забрудненої привибійної зони пласта на величину скін-ефекту. Зображено графічні залежності скін-ефекту забрудненої зони від її товщини та проникності. Результати графічних залежностей оброблено за допомогою статистичного аналізу. Згідно з результатами досліджень значення скін-ефекту зростає зі зменшенням проникності забрудненої зони відносно проникності продуктивного пласта та із збільшенням радіуса забрудненої зони, а покращення фільтраційних властивостей привибійної зони пласта відбувається при збільшенні проникності забрудненої зони порівняно з пластовою проникністю. Отримано оптимальні значення проникності і товщини забрудненої зони, вище яких скін-ефект мало змінюється. Виконано дослідження впливу кількості та розмірів (довжини і діаметру) перфораційних каналів на один метр розкритої товщини пласта. Результати досліджень зображено на графічних залежностях дебіту газу та вибійного тиску від кількості перфораційних каналів на один метр розкритої товщини пласта, їх довжини та діаметра. Обґрунтовано застосування перфораційних каналів, які проходять через забруднену зону, для покращення гідродинамічного зв'язку пласта із свердловиною і збільшення дебіту газу. Згідно з результатами досліджень, виконаних за моделлю McLeod, оптимальний діаметр перфораційних каналів становить 0,029 м, довжина каналів – 0,296 м, кількість каналів на один метр розкритої товщини пласта – 16.

Ключові слова: скін-ефект, свердловина, пласт, привибійна зона, перфораційний канал, дебіт газу.

Указаны причины и характер загрязнения призабойной зоны скважин. Раскрыта структура скин-эффекта. Приведена характеристика типов заканчивания скважин и основных параметров, которые необходимы для определения скин-эффекта. Для условий гипотетической скважины с использованием программы PipeSim компании Schlumberger исследовано влияние проницаемости и толщины загрязненной призабойной зоны пласта на величину скин-эффекта. Изображены графические зависимости скин-эффекта загрязненной зоны от ее толщины и проницаемости. Результаты графических зависимостей обработаны с помощью статистического анализа. Согласно результатам исследований значения скин-эффекта возрастает с уменьшением проницаемости загрязненной зоны относительно проницаемости продуктивного пласта и с увеличением радиуса загрязненной зоны, а улучшение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта происходит при увеличении проницаемости загрязненной зоны по сравнению с пластовой проницаемостью. Получены оптимальные значения проницаемости и толщины загрязненной зоны, выше которых скин-эффект практически не меняется. Выполнено исследование влияния количества и размеров (длины и диаметра) перфорационных каналов на один метр раскрытой толщины пласта. Результаты исследований изображены на графических зависимостях дебита газа и забойного давления от количества перфорационных каналов на один метр раскрытой толщины пласта, их длины и диаметра. Обосновано применение

перфорационных каналов, проходящих через загрязненную зону, для улучшения гидродинамической связи пласта со скважиной и увеличение дебита газа. Согласно результатам исследований, выполненных по модели McLeod, оптимальный диаметр перфорационных каналов составляет 0,029 м, длина каналов – 0,296 м, количество каналов на один метр раскрытой толщины пласта – 16.

Ключевые слова: скин-эффект, скважина, пласт, призабойная зона, перфорационный канал, дебит газа.

The reasons and nature of contamination of the bottomhole zone of wells are characterized. The structure of the skin effect is revealed. The characteristics of the types of well completion and the main parameters that are necessary to determine the skin effect are given. For the conditions of a hypothetical well, using the PipeSim program from Schlumberger, the influence of the permeability and thickness of the contaminated bottomhole formation zone on the value of the skin effect is investigated. The graphical dependences of the skin effect of the contaminated zone on its thickness and permeability are shown. The results of graphical dependencies are processed using statistical analysis. According to the research results, the value of the skin effect increases with the decrease in the permeability of the contaminated zone relative to the permeability of the productive formation and with the increase in the radius of the contaminated zone. The improvement in the filtration properties of the bottomhole formation zone occurs with the increase in the permeability of the contaminated zone compared to the formation permeability. The optimal values of the permeability and thickness of the contaminated zone are obtained, above which the skin effect practically does not change. The study of the influence of the quantity and size (length and diameter) of perforation channels per one meter of the open layer thickness is carried out. The research results are shown on the graphical dependences of gas flow rate and bottomhole pressure on the number of perforations per one meter of the open formation thickness, their length and diameter. The use of perforation channels that pass through the contaminated zone has been substantiated to improve the hydrodynamic connection of the formation with the well and increase the gas production rate. According to the results of studies carried out using the McLeod model, the optimal diameter of the perforation channels is 0,029 m, the length of the channels is 0,296 m, and the number of channels per meter of the open formation thickness is 16.

Key words: skin effect, well, reservoir, bottomhole zone, perforation channel, gas flow rate.

Постановка проблеми дослідження

У процесі експлуатації навколо видобувної свердловини утворюється нова область погіршеної проникності, яка характеризується певними властивостями. Ця область називається скин-зоною. До основних чинників, що погіршують фільтраційні властивості привибійної зони пласта і обмежують дебіт свердловини, відноситься скин-ефект (S). За значенням скин-ефекту робиться висновок про ступінь погіршення фільтраційних властивостей порід, доцільність проведення заходів з оброблення привибійної зони пласта і ефективність виконаних робіт щодо інтенсифікації припливу.

Забруднення привибійної зони пласта (кольматація) істотно впливає на продуктивність видобувних свердловин. При цьому під кольматацією розуміють забруднення привибійної зони буровим розчином при розкритті продуктивного пласта, погіршення фільтраційних властивостей привибійної зони при перфорації продуктивного інтервалу, а також скупчення у привибійній зоні солей, що випадають з пластової води, важких вуглеводнів, що конденсуються з газу, продуктів руйнування породи і кислотних оброблень пластах, технологічних рідин, які застосовуються при ремонтних роботах у свердловинах тощо.

Одним із методів зменшення впливу забруднення привибійної зони пласта на продуктивність газових свердловин є проведення пер-

фораційних робіт, у результаті яких перфорацийні канали покращують гідродинамічний зв'язок продуктивного пласта зі свердловиною.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Виснажені газові поклади на завершальній стадії розробки характеризуються значним погіршенням стану привибійної зони пласта [1-3]. Величина, яка характеризує ці погіршення, є скин-ефектом. Вперше поняття «скин-ефект» ввели автори [4] для оцінки стану привибійної зони свердловини, які показали, що зниження продуктивності свердловини у результаті погіршення проникності пласта пропорційне скин-ефекту.

Питання про параметр «скин-ефекту» широко обговорюється у наукових публікаціях і на конференціях. Тлумачення терміну «скин-ефект» і його визначення у роботах [5,6] як ефект недосконалості закінчення свердловини не повністю розкриває фізичний зміст і механізми його виникнення.

На сьогодні залишаються відкритими і дискусійними найбільш принципові питання: область існування значень скин-ефекту і його приналежність, невизначеність позитивного і негативного знаку його значень. Скин-ефект може мати значення від мінус ∞ до 0 і від 0 до плюс ∞ без приналежності області визначення та існування. Будь-які процеси, що призводять до зниження проникності і пористості порід-

колекторів, відображаються на величині скін-ефекту. Якщо скін-ефект дорівнює нулю, то погіршення стану привибійної зони відсутнє. Однак, коли його значення є позитивним, то має місце погіршення фільтраційних властивостей пласта, а коли є негативним – то їх покращення [7]. Зона з погіршеними фільтраційними властивостями зазвичай має невеликі розміри, але вона істотно впливає на продуктивність газових свердловин.

Авторами роботи [8] виконано дослідження впливу на дебіт газової свердловини кількості та розмірів перфораційних каналів залежно від проникності пласта. Однак дані дослідження не враховували значення скін-ефекту.

Тому нами виконано додаткові дослідження впливу перфораційних параметрів на продуктивність газових свердловин залежно від значення скін-ефекту.

Методика дослідження та вихідні дані

Скін-ефект складається з двох складових: механічний та динамічний скін-ефекти. Механічний скін-ефект – це загальний скін-ефект або скін Дарсі. Динамічний скін-ефект характеризує залежності продуктивності припливу флюїдів із пласта (Inflow performance relationships IPRs) отримані з рівняння Дарсі для однорідного пласта з вертикальним закінченням стовбуру свердловин, і може використовуватися для представлення коефіцієнтів тертя, що виникають внаслідок турбулентності потоків, які надходять у свердловину. Залежно від типу закінчення свердловини до механічного і динамічного скін-ефектів входять різні компоненти.

Загальна формула скін-ефекту має такий вигляд:

$$S = S_m + D \cdot Q, \quad (1)$$

де S_m – механічний скін-ефект;

D – динамічний скін-ефект;

Q – дебіт свердловини.

При розрахунку скін-ефекту виділяють такі типи закінчування свердловин:

- відкритий вибій;
- відкрита гравійна набивка;
- перфорована свердловина;
- перфорація та гравійна набивка;
- закінчування свердловини з гідравлічним розривом пласта (тріщина).

У подальших дослідженнях розглянуто третій тип закінчування свердловин, тобто коли свердловина перфорована. Схема пласта з перфораційними каналами зображена на рисунку 1.

Для визначення скін-ефекту потрібно розрахувати наступні параметри.

Скін-ефект забрудненої зони з погіршеною проникністю (Damaged zone skin). Це елемент скін-ефекту, який відповідає за додаткові втрати тиску, спричинені потоком рідини через перфоровану зону; область зі зниженою проникністю навколо свердловини, що є результатом процесу буріння та закінчування свердловини. Для розрахунку цього коефіцієнта повинні бути відомі товщина h_d перфорованої зони та проникність k_d або відношення проникностей k_d/k перфорованої зони (де k – проникність пласта). Якщо значення цих параметрів відсутні, то товщина перфорованої зони дорівнює нулю і, відповідно, скін-ефект забрудненої зони буде нульовим.

Скін-ефект перфорації (Perforation skin). Цей скін враховує додаткові втрати тиску за рахунок конвергенції (сходження) потоку рідини у перфораційні канали та через них. Це залежить від геометрії перфораційних каналів, їх довжини та діаметру, кількості перфораційних каналів на один метр розкритої товщини пласта тощо.

Скін-ефект часткового розкриття пласта (Partial penetration skin). Цей скін спричиняє додаткові втрати тиску, які виникають, коли товщина пласта не повністю розкрита перфорацією або свердловина не пробурена на всю ефективну товщину пласта. Конвергенція (сходження) потоку у стовбур свердловини, який частково розкритий, призводить до додаткових втрат тиску. Цей скін буде дорівнювати нулю, якщо вся товщина пласта буде перфорованою.

Скін-ефект відхилення стовбуру свердловини від вертикальної вісі (Deviation skin). Цей скін враховує додаткові втрати тиску, які виникають від конвергенції потоку у стовбур свердловини з причини його відхилення. Чим більший кут відхилення свердловини (від вертикалі) на глибині закінчування, тим більша площа охоплення потоку флюїду і тим менші втрати тиску та відхилення скін-ефекту.

Скін-ефект ущільненої/подрібненої зони (Compacted/Crushed zone skin). Подрібнена або ущільнена зона – це область зниженої проникності, створена навколо перфораційних каналів. Ця подрібнена зона утворюється через те, що надзвичайна сила, створювана перфорацією (гідропіскострумінна перфорація буде покращувати скін в цій зоні, а кумулятивна перфорація – навпаки, погіршувати), яка детонується у процесі перфорації, розсипає породу навколо перфораційних каналів.

Для дослідження впливу параметрів перфораційних каналів на продуктивність газових свердловин використовуємо гіпотетичну свердло-

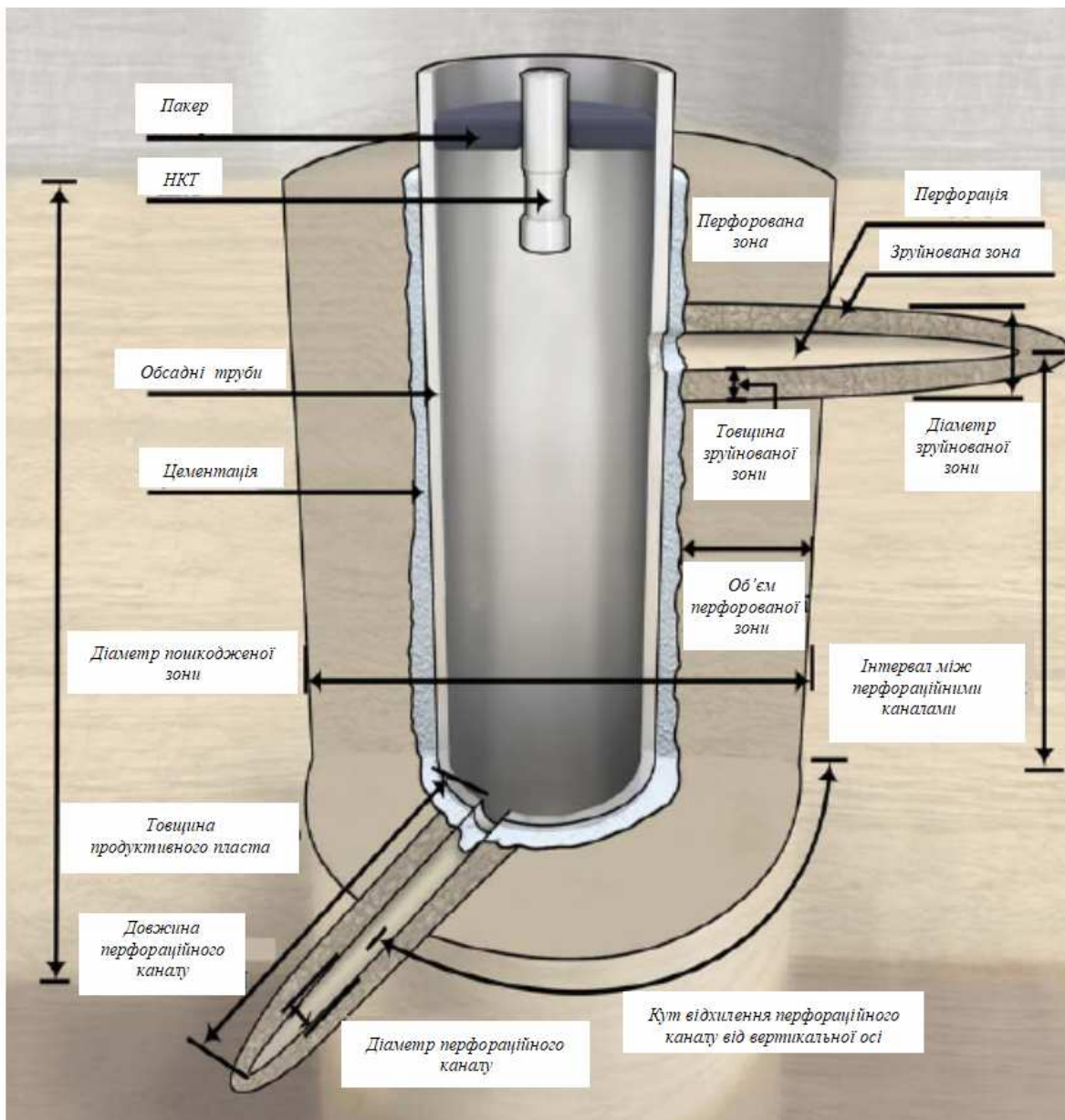


Рисунок 1 – Схема свердловини з перфорованою привибійною зоною

вину з такими параметрами: глибина обсадної колони – 3050 м; внутрішній діаметр експлуатаційної колони – 0,12 один метр; глибина опускання насосно-компресорних труб (НКТ) – 2900 м; внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м; товщина стінки – 5,5 мм; глибина встановлення пакера – 2800 м; інтервал перфорації – 2890-2910 м; пластовий тиск – 20 МПа; гирловий тиск – 11,4 МПа; пластова температура – 335 К; товщина пласта – 20 м; діаметр свердловини – 0,2 м; горизонтальна проникність – 5 мД; вертикальна проникність – 0,5 мД; радіус зони дренажу свердловини – 600 м; температура на гирлі – 289 К; точка вузлового аналізу – 2900 м; дебіт газу – 115 тис.м³/доб; відносна густина газу – 0,6. Конструкція свердловини зображена на рисунку 2.

Подальші дослідження впливу визначальних параметрів на продуктивність газових свердловин виконано у програмі PipeSim компанії Schlumberger.

Результати дослідження

Проведено дослідження впливу параметрів розкриття пласта на скін-ефект забрудненої зони та перфорованої зони навколо перфораційного каналу.

Досліджено вплив на скін-ефект різної товщини (0,05; 0,1; 0,25; 0,5; 0,75; 1; 2; 5 м) та проникності (0,5; 1; 2,5; 6; 10 мД) забрудненої зони. Результати досліджень зображено на рисунках 3, 4.

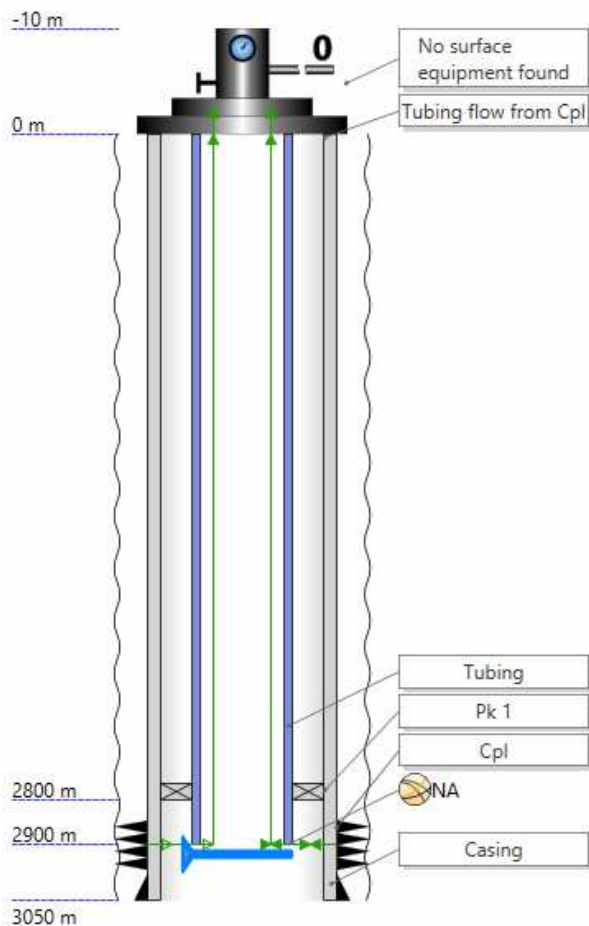


Рисунок 2 – Конструкція свердловини

На рисунках 3,4 спостерігається комплексна залежність складової скін-ефекту для забрудненої зони від досліджуваних параметрів. Так, зі зменшенням проникності забрудненої зони відносно проникності пласта значення скін-ефекту зростає. Зростання скін-ефекту посилюється збільшенням радіусу забрудненої зони. Водночас збільшення проникності забрудненої зони порівняно з пластовою проникністю призводить до від'ємного скін-ефекту, тобто відбувається покращення фільтраційних властивостей привибійної зони пласта.

Після статистичного аналізу (перетин дотичних) графічних залежностей (рисунки 3,4) отримано оптимальні значення проникності (k_d =один метрД) та товщини (h_d =1,5 м) забрудненої зони. Для цих параметрів значення скін-ефекту забрудненої зони дорівнює $S_d=11.09$.

Досліджено вплив на скін-ефект перфорованої зони навколо перфораційного каналу різної товщини (0,01; 0,025; 0,05; 0,075; 0,один метр) та проникності (0,5; 1; 2,5; 6; 10 мД) перфорованої зони, вище яких скін-ефект змінюється мало. Результати досліджень зображено на рисунках 5,6.

Результати графічних залежностей (рисунки 6, 7) свідчать про те, що із збільшенням проникності та товщини перфорованої зони спостерігається зниження скін-ефекту. У результаті статистичного аналізу графічних залежностей (рисунки 5, 6) отримано оптимальні значення проникності ($k_c=1,5$ мД) та товщини ($h_c=3$ см) перфорованої зони. Для цих параметрів значення скін-ефекту перфорованої зони дорівнює $S_c=-0,438$.

Для подальших розрахунків розглядаємо третій тип закінчування свердловин, тобто якщо свердловина перфорована. За основу у розрахунках використано оптимальні значення забрудненої та перфорованої зони, які були отримані вище.

Виконано дослідження впливу кількості перфораційних каналів на один метр розкритої товщини пласта, їх довжини та діаметру на продуктивність газових свердловин за моделлю *McLeod*.

Дослідження впливу кількості перфораційних каналів на дебіт газу видобувних свердловин виконано за відносного розкриття пласта $\bar{h}=1$, вертикальної проникності 0,5 мД, горизонтальної проникності 5 мД, довжини перфораційних каналів 0,2 м та діаметру 0,02 м. Результати досліджень зображено на рисунку 7.

Графічні залежності рисунку 7 оброблено за допомогою статистичного аналізу і отримано оптимальне значення кількості перфораційних каналів, яке становить 16.

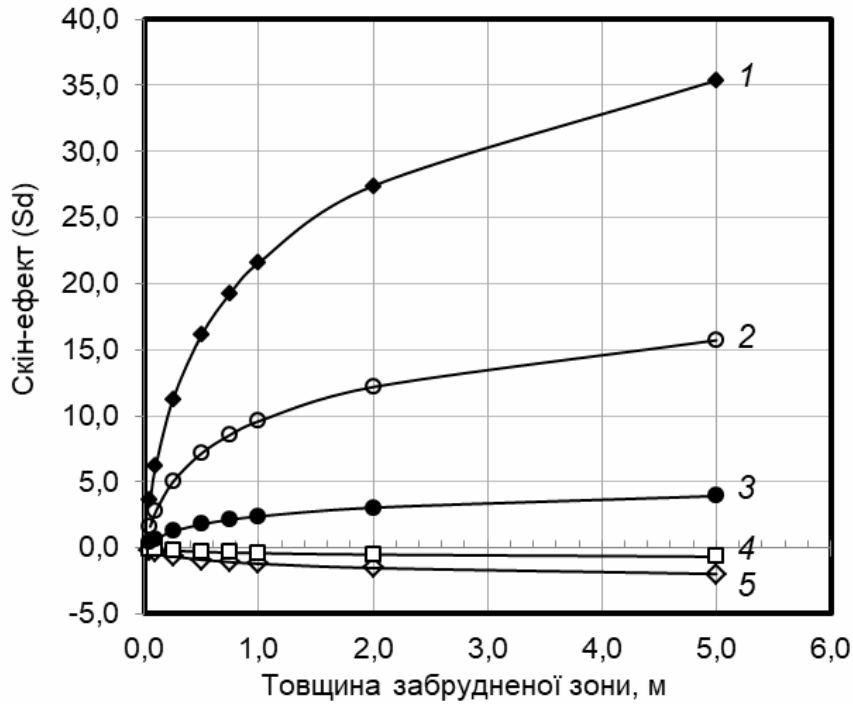
Подальші дослідження довжини перфораційних каналів виконані за кількості перфораційних каналів 16 на один метр розкритої товщини пласта, діаметром 0,02 м. Результати досліджень зображено на рисунку 8.

Згідно з результатами статистичного аналізу обробки графічних залежностей рисунка 8 отримано оптимальну довжину перфораційних каналів, яка становить 0,296 м.

Дослідження діаметру перфораційних каналів виконано за кількості перфораційних каналів 16 на один метр розкритої товщини пласта довжиною 0,296 м. Результати досліджень зображено на рисунку 9.

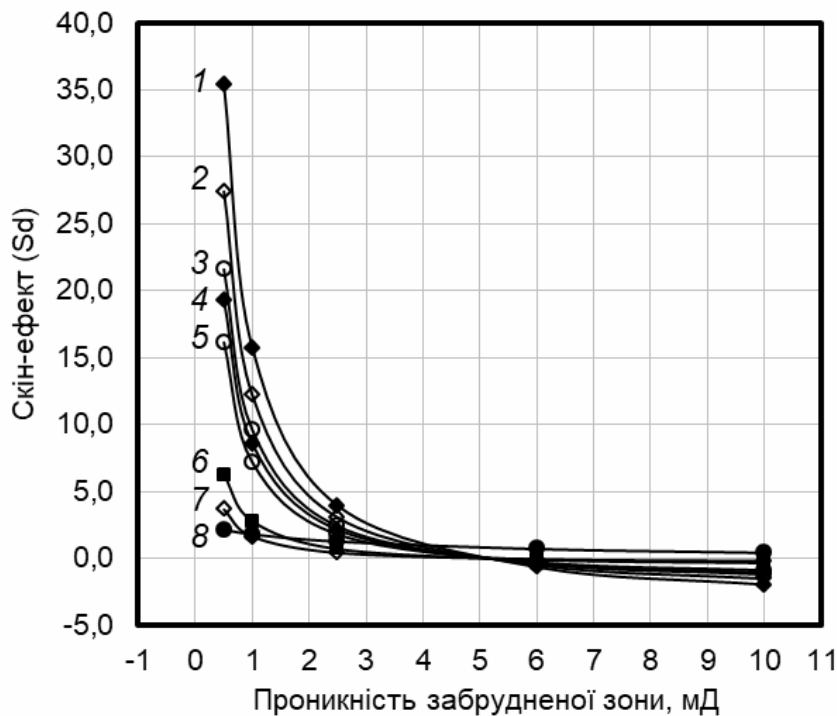
Аналізуючи графічні залежності рисунка 9 за допомогою статистичного аналізу, отримано оптимальне значення діаметру перфораційних каналів, яке становить 0,029 м.

Отримані значення параметрів перфораційних каналів є близькими до значень, які були теоретично досліджені авторами роботи [8].



1 – 0,5; 2 – 1; 3 – 2,5; 4 – 6; 5 – 10 мД

Рисунок 3 – Залежність скін-ефекту забрудненої зони від її товщини для різних значень проникностей



1 – 5; 2 – 2; 3 – 1; 4 – 0,75; 5 – 0,5; 6 – 0,25; 7 – 0,1; 8 – 0,05 м

Рисунок 4 – Залежність скін-ефекту забрудненої зони від її проникності для різних значень товщини

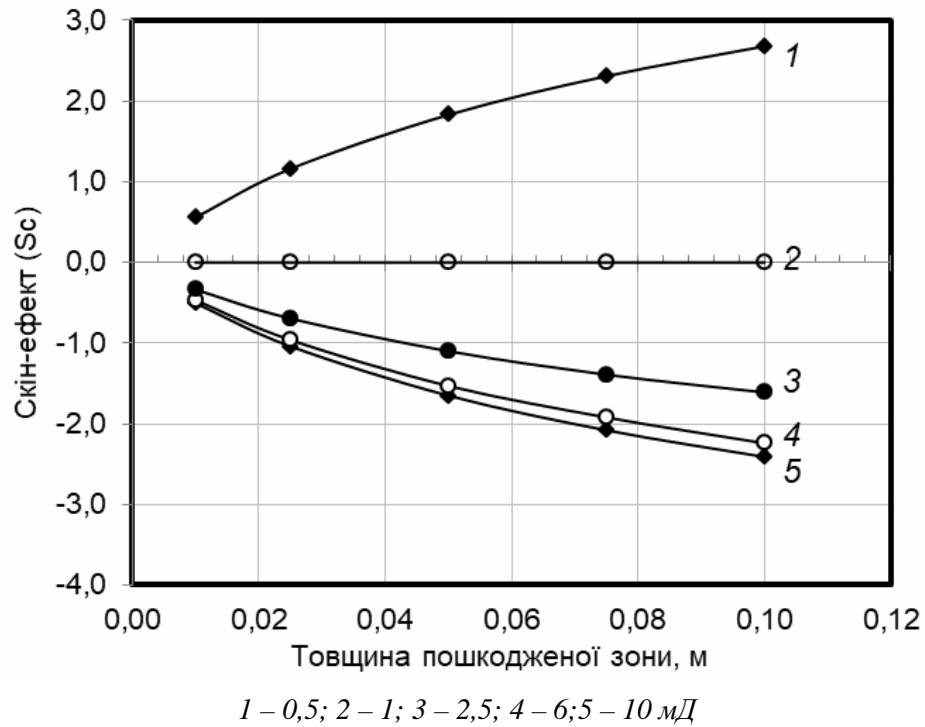


Рисунок 5 – Залежність скін-ефекту перфорованої зони від її товщини для різних проникностей

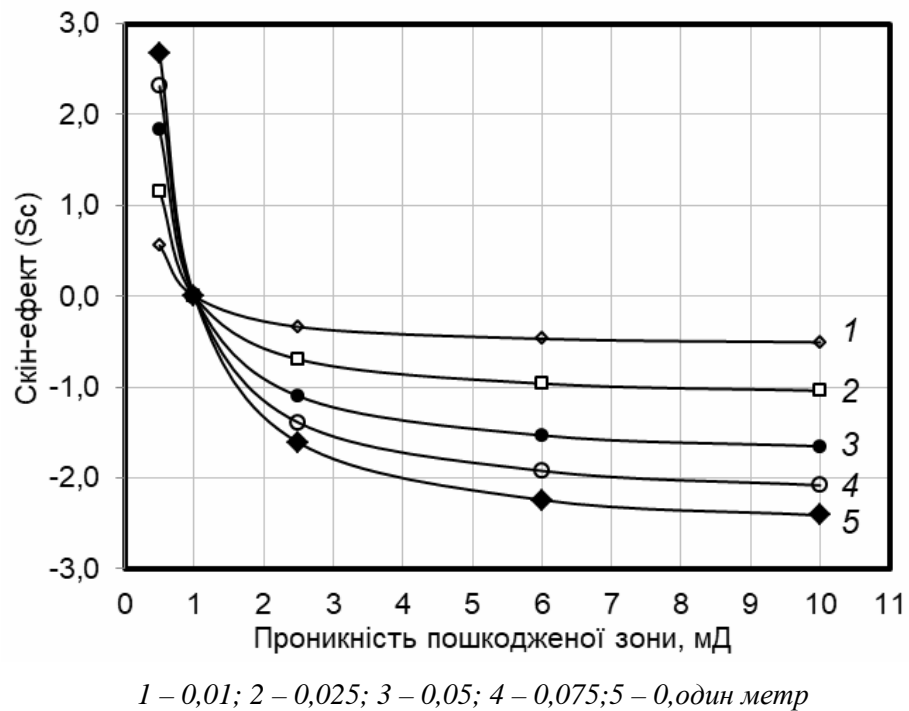


Рисунок 6 – Залежність скін-ефекту перфорованої зони від її товщини для різних проникностей

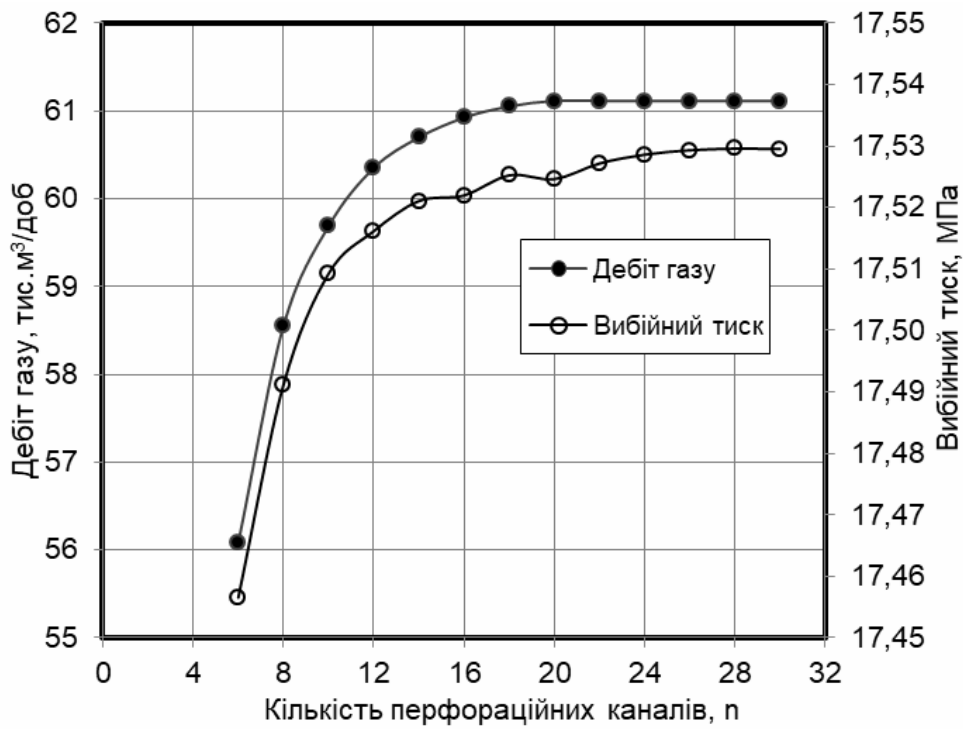


Рисунок 7 – Залежність дебіту газу та вибійного тиску від кількості перфораційних каналів на один метр розкритої товщини пласта

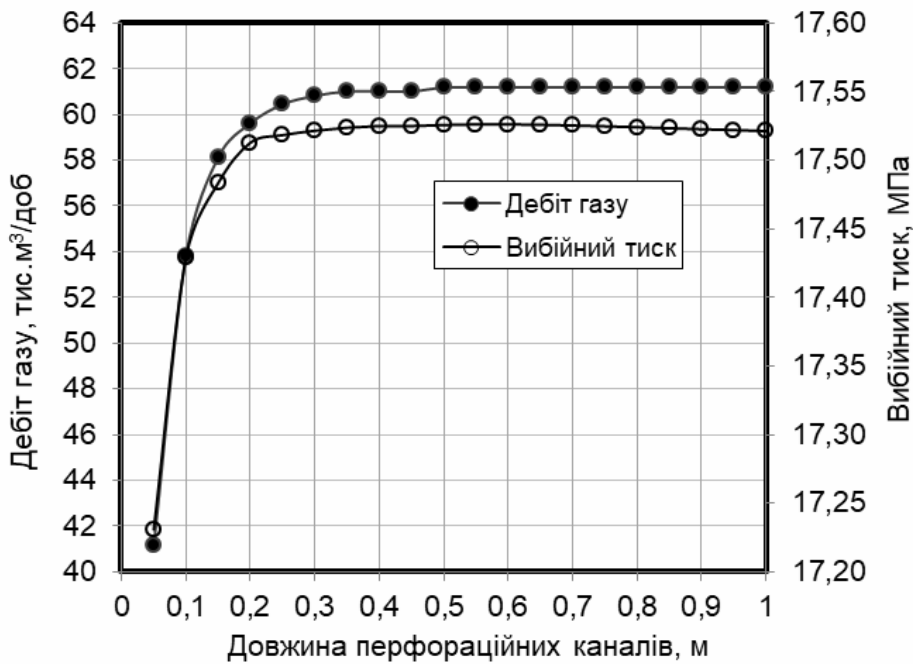


Рисунок 8 – Залежність дебіту газу та вибійного тиску від довжини перфораційних каналів

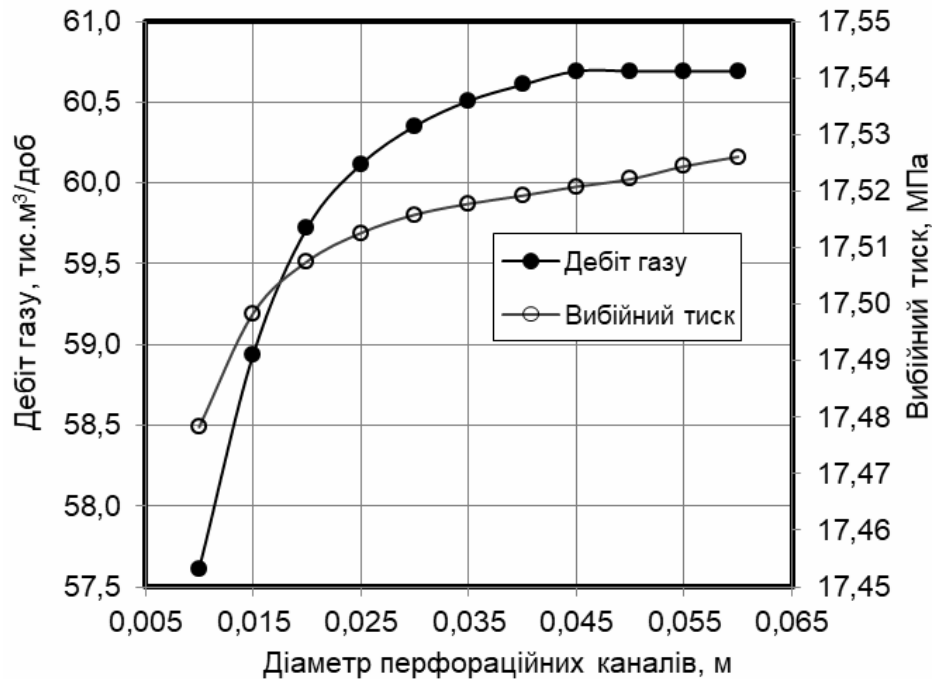


Рисунок 9 – Залежність дебіту газу та вибієного тиску від діаметру перфораційних каналів

Отже, використання програми PipeSim дає можливість оцінити вплив параметрів перфораційних каналів на продуктивність газових свердловин, а результати виконаних досліджень свідчать про значну збіжність між теоретичними розрахунками і за комп'ютеризованими програмами.

Висновки

З використанням результатів досліджень оцінено вплив на скін-ефект забрудненої і перфорованої зони та розмірів перфораційних каналів на продуктивність газових свердловин. Згідно з результатами досліджень встановлено оптимальне значення діаметру перфораційних каналів (0,029 м), їх довжини (0,296 м) та кількості перфораційних каналів на один метр розкритої товщини пласта (16 каналів). Найбільший вплив на дебіт видобувних свердловин має забруднення та розміри забрудненої привибієної зони пласта. Тому, для збільшення дебітів свердловин потрібно проводити заходи для покращення стану привибієної зони пласта та зменшення значення скін-ефекту.

Література

1. Ли Дж., Ваттенбаргер Р. А. Инжиниринг газовых резервуаров. М.: Изд-во «Газпром», 2014. 944 с.
2. Salavatov T. Sh., Dadashzade M. A., Aliyev I. N. Skin-Factor of Compressible Fluid at Radial Steady-State Filtration. *Science and Applied Engineering Quarterly*. London, 2017. Issue 14. P. 15–17.
3. Алиев И. Н. Влияние скин-зоны на процесс эксплуатации скважин. *Экоэнергетика*. Баку, 2017. № 4. С. 40–44.
4. Petroleum production systems / Michael J. Economides A. Daniel Hill, Christine Ehlig. Economides, 1994 by Prentice Hall PTR.
5. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983. 455 с.
6. Зазуляк О. М., Руцак В. Б. Спосіб оцінки стану привибієної зони пласта газових свердловин. *Нафтогазова галузь України*. 2015. № 4. С. 23–24.
7. <http://archiwum.inig.pl/INST/nafta-gaz/nafta-gaz/Nafta-Gaz-2009-07-03.pdf>.
8. Кондрат Р. М., Хайдарова Л. І. Дослідження впливу характеристик розкриття газоносних пластів перфорацією на видобувні можливості свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. № 4(73). С. 46–53.

References

1. Li Dzh., Vattenbarger R. A. Inzhiniring gazovykh rezervuarov. M.: Izd-vo «Gazprom», 2014. 944 p. [in Russian]
2. Salavatov T. Sh., Dadashzade M. A., Aliyev I. N. Skin-Factor of Compressible Fluid at Radial Steady-State Filtration. *Science and Applied Engineering Quarterly*. London, 2017. Issue 14. P. 15–17.
3. Alyev Y. N. Vliyanye skyn-zony na protsess ehkspluatatsyy skvazhyn. *Ehkoehnerhetyka*. Baku, 2017. No 4. P. 40–44. [in Russian]
4. Petroleum production systems / Michael J. Economides A. Daniel Hill, Christine Ehlig. Economides, 1994 by Prentice Hall PTR.
5. Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ehkspluatsii neftyanykh mestorozhdenij / Pod obshch. red. Sh. K. Gimatdinova. M.: Nedra, 1983. 455 p. [in Russian]
6. Zazuliak O. M., Rushchak V. B. Sposib otsinky stanu pryvybiinoi zony plasta hazovykh sverdlovin. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2015. No 4. P. 23-24. [in Ukrainian]
7. <http://archiwum.inig.pl/INST/nafta-gaz/nafta-gaz/Nafta-Gaz-2009-07-03.pdf> [in Ukrainian]
8. Kondrat R. M., Khaidarova L. I. Doslidzhennia vplyvu kharakterystyk rozkryttia hazonosnykh plastiv perforatsiieiu na vydobuvni mozhlivosti sverdlovinny. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2019. No No 4(73). P. 46-53. [in Ukrainian]

Дослідження та методи аналізу

УДК 550.84:552.58

DOI: 10.31471/1993-9973-2020-3(76)-33-45

МОДЕЛЮВАННЯ УМОВ ЕВОЛЮЦІЇ КЕРОГЕНУ МЕТОДАМИ ТЕРМОДИНАМІКИ (НА ПРИКЛАДІ ПІВДЕННОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ)

Ю. В. Хоха*, М. Б. Яковенко, О. В. Любчак

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України; 79060, м. Львів, вул. Наукова, 3-а,
e-mail: k h o h a _ y u r y @ u k r . n e t

В публікації розглянуто способи оцінки глибини трансформації в процесі катагенетичних перетворень органічної речовини, розсіяної в осадових товщах. Показано ефективність досліджень керогену вуглепетрографічними методами та палинологічним аналізом, метою яких є встановлення палеотемператури, що реалізувалась в процесі еволюції. Оцінено переваги та недоліки встановлення генераційного потенціалу органічної речовини піролітичними методами, насамперед піролізом за Rock-Eval. В контексті методів непрямого дослідження еволюції органічної речовини подано короткі відомості про газову геохімію та перелічено основні показники, які використовуються при аналізі хімічного складу газів родовищ вуглеводнів. Показано, що засоби рівноважної термодинаміки можуть надавати відомості про умови та глибину трансформації органічних сполук в літосфері. Наведено загальні відомості про геологічну історію предмету досліджень - Південний нафтогазоносний регіон України та показано основні події, які вплинули на режими перетворень органічної речовини. Найважливішими з них були процеси зіткнення плит та спрединг, що їх супроводжував, які реалізовувались при зближенні континенту Аравії з Євразією, що спричинило формування сітки розломів: субмеридіональних та субширотних. За хімічним складом родовищ регіону побудовано графіки в координатах C_2/C_3 до $C_2/i-C_4$ та $\ln(C_2/C_3)$ до $\ln(C_1/C_2)$, за якими встановлено тренди еволюції органічної речовини: розвиток у напрямку дозрівання та утворення з керогену без вторинної деструкції. Наведено інформацію про спосіб розрахунку складу системи кероген/газ за формалізмом формалізму Джейнса. За даними термодинамічного моделювання, поєднаним з хімічним складом родовищ, побудовано картосхеми рівноважних температур та глибин для декількох температурних потоків. Показано вплив геологічної будови окремих покладів на шлях еволюції його вмісту. Складена картосхема генераційної виснаженості керогену регіону. За результатами аналізу картосхем встановлено, що кероген Керченсько-Таманського міжпериклінального прогину максимально виснажився, натомість кероген південного борту Каркінітсько-Північно-Кримського прогину зберігає високий потенціал до утворення легких вуглеводнів.

Ключові слова: рівноважна термодинаміка, формалізм Джейнса, кероген, Азово-Чорноморський регіон, нафтогазоносність.

В публикации рассмотрены способы оценки глубины трансформации органического вещества, рассеянного в осадочных толщах, в процессе катагенетических превращений. Показана эффективность исследований керогена углепетрографическими методами и палинологическим анализом, целью которых является установление палеотемпературы, которая реализовалась в процессе эволюции вещества. Оценены преимущества и недостатки определения генерационного потенциала органического вещества пиролизическими методами, прежде всего пиролизом по Rock-Eval. В контексте методов косвенного исследования эволюции органического вещества представлены краткие сведения о газовой геохимии и перечислены основные пока-

затели, используемые при анализе химического состава газов месторождений углеводородов. Показано, что средства равновесной термодинамики могут предоставлять сведения об условиях и глубине трансформации органических соединений в литосфере. Подана информация про расчет состава системы кероген/газы по формализму Джейнса. Приведены общие сведения о геологической истории предмета исследований – Южного нефтегазоносного региона Украины – и показаны основные события, повлиявшие на режимы преобразований органического вещества. Важнейшими из них были процессы столкновения плит и спрединг, которые реализовывались при сближении континента Аравии с Евразией, что повлекло за собой формирование сетки разломов: субмеридиональных и субширотных. По химическому составу месторождений региона построены графики в координатах C_2/C_3 к $C_2/i-C_4$ и $\ln(C_2/C_3)$ к $\ln(C_1/C_2)$, по которым установлены тренды эволюции органического вещества: развитие в направлении созревания и образования изкерогена без вторичной деструкции. По данным термодинамического моделирования в комплексе с химическим составом месторождений построены картосхемы равновесных температур и глубин для нескольких температурных потоков. Показано влияние геологического строения отдельных залежей на путь эволюции его содержимого. Составлена картосхема генерационной истощенности керогена региона. По результатам анализа картосхем установлено, что кероген Керченско-Таманского межпериклиналичного прогиба максимально истощился, тогда как кероген южного борта Каркинитско-Северо-Крымского прогиба сохраняет высокий потенциал образования легких углеводородов.

Ключевые слова: равновесная термодинамика, формализм Джейнса, кероген, Азово-Черноморский регион, нефтегазоносность.

The article considers the methods for estimating the level of organic matter transformation, scattered in sedimentary strata, in the process of catagenetic transformations. The authors show the efficiency of kerogen property research by coal petrographic methods and palynological analysis, the purpose of which is to establish the paleotemperature that was actualized in the process of evolution. The advantages and disadvantages of establishing the organic matter generation potential by pyrolytic methods, primarily by pyrolysis by Rock-Eval, are evaluated. In the context of the organic matter evolution indirect study methods, brief information on gas geochemistry is given and the main indicators used in the analysis of the chemical composition of gases in hydrocarbon deposits are listed. It is shown that the equilibrium thermodynamics apparatus can provide information about the conditions and level of organic compounds transformation in the lithosphere. The general information on geological history of the Southern oil and gas region of Ukraine is given and the main events that influenced the modes of transformation of organic matter are shown. The most important of these were the plate collision processes and the accompanying spreading that took place during the approaching of the Arabian continent and Eurasia, which led to the formation of a faults network: submeridional and sublatitudinal. According to the chemical composition of the region's deposits, graphs within the coordinates C_2/C_3 to $C_2/i-C_4$ and $\ln(C_2/C_3)$ to $\ln(C_1/C_2)$ are plotted. According to the graphs, the authors establish the trends of organic matter evolution: development in the direction of maturation and kerogen formation without secondary oil destruction. Information on the method of calculating the kerogen/gas system composition according to the Jaynes formalism is given. According to thermodynamic simulation combined with the chemical composition of deposits, maps of equilibrium temperatures and depths for several temperature flows are constructed. The effect of the individual deposits geological structure on the evolution of its contents is shown. The map of generation depletion of the region kerogen is made. According to the results of the map analysis, it is found that the kerogen of the Kerch-Taman interpericline depression is maximally depleted, while the kerogen of the southern side of the Karkinitzky-North-Crimean depression retains the high potential for the formation of light hydrocarbons.

Key words: equilibrium thermodynamics, Jaynes formalism, kerogen, Azov-Black Sea region, oil and gas potential.

Вступ

Оцінка здатності органічної речовини (ОР), розсіяної в продуктивних осадових комплексах порід нафтогазоносних регіонів, до генерування вуглеводнів є важливим елементом системних робіт з пошуку нових родовищ енергетичної сировини та оцінки перспективності окремих районів загалом. Крім того, аналіз геохімічних особливостей складу газової та рідкої фракцій сучасних родовищ викопних вуглеводнів надає інформацію про еволюцію речовини, умови її утворення та зміни, що відбувались в часі, включно з міграцією – вертикальною, латеральною та змішаною. Повнота уявлень про

еволюцію ОР можлива лише із залученням відомостей про геодинамічні умови розвитку регіону, палеореконструкцію температурного та редокс-режиму тощо, що досягається використанням широкого комплексу методів сучасної геологічної науки, насамперед геофізичних та геохімічних. Введення додаткових елементів, які деталізують складну картину динамічних перетворень структурно-речовинних комплексів нафтогазоносних регіонів, покращує стан розуміння змін якісних та кількісних параметрів всієї системи в часі загалом. Позаяк кінцевою метою кожного моделювання є відтворення подій минулого на базі відомостей сього-

дення із проекцією на майбутнє, ми вважаємо, що використання та вдосконалення методів, суміжних з геологією наук, у тому числі й рівноважної термодинаміки, є важливим та актуальним завданням в контексті оцінювання перспектив нафтогазоносності тих чи інших ділянок земної кори.

Перевіреною методом оцінки глибини трансформації материнської ОР, що представлена переважно керогенами II, III та зрідка I типів, є дослідження ступеня їхньої катагенетичної зрілості вуглепетрографічними методами, у тому числі палінологічним аналізом [1, 2]. Сучасні засоби мікроскопії дозволяють вирізняти в осадових породах ОР та визначати його кількісні та якісні характеристики. Мікрокомпонентний склад ОР визначають в тонких шліфах у світлі, що проходить та відбивається, та в УФ-світлі, а ступінь катагенетичного перетворення встановлюють або за показником відбиття вітриніту, або за забарвленням мікрокомпонентів (мікрофітофосилій). Колір мікрофітофосилій закономірно змінюється від світло-жовтого через відтінки коричневого до чорного слідом за зростанням ступеня теплового впливу на породи, що вміщують досліджувану ОР [3]. Низка палінологічних методів дозволяє використовувати різноманітні мікрофітофосилії (спори, пилок, акритархи, водорості тощо) як індикатори катагенетичних перетворень ОР за шкалою, яка корелюється зі ступенем відбиття вітриніту – одним з найважливіших методів вуглепетрографії при встановленні глибини трансформації вихідного рослинного матеріалу.

Так, за допомогою палінологічного аналізу встановлено, що для ОР, яка перебуває в зоні «нафтового вікна» (ступінь перетворень в діапазоні початкового мезокатагенезу $МК^1_1$ - $МК^2_1$), колір мікрофітофосилій змінюється від темно-жовтого до темно-коричневого, причому показник відбиття вітриніту (R_o) знаходиться в межах 0,65–1,4 %. Це відповідає досить широкому діапазону палеотемператур – 65–170 °С. Очевидно, що для застосування цього методу необхідно вилучити зразки порід в кількості, достатній для виокремлення та концентрування ОР.

Інше завдання в контексті виявлення умов еволюції ОР – пряме встановлення генераційного потенціалу ОР, здійснюється різноманітними піролітичними методами, серед яких «класичні» визначення показника термічної стійкості, встановлення виходу летких речовин, елементного складу тощо, і найбільш поширений останніми десятиріччями піроліз за Rock-Eval [4, 5]. Його виконання включає нагрівання

зразку масою приблизно 100 мг в пристрої для піролізу, який підключено до детектора іонізації полум'я. Вимірюється декілька параметрів, таких як S_1 , S_2 , S_3 і T_{max} . Величина S_1 , показує кількість вуглеводнів, що виділились при нагріванні до 300 °С, тобто це вміст вуглеводнів, які вже були у зразку до дослідження. Величина S_2 показує кількість вуглеводнів, утворених при нагріванні від 300 до 550 °С з кроком 25 °С на хвилину – це генераційний потенціал керогену. Температура, при якій виділення вуглеводнів при S_2 вимірюванні досягає свого максимуму, називається T_{max} . Для остаточних висновків визначають також загальний вміст органічного вуглецю (ТОС). За встановленими при піролізі параметрами розраховують такі величини, як водневий (HI) та кисневий (OI) індекси, індекс продуктивності (PI) та кількість вуглецю, яка піддається піролізу (PC). Виконання піролітичних досліджень так само, як вуглепетрографічних та палінологічних, потребує наявності зразків порід, що вміщують ОР.

Низка робіт, які здійснювались за останні десятиріччя, переконливо доводять, що склад газів у сучасних покладах містить інформацію про еволюцію ОР – від утворення через низку трансформацій до деструкції. На основі цих робіт утворилась нова галузь – газова геохімія. Інтерпретація хімічного складу родовищ вуглеводнів, особливо низькомолекулярних складових, стає все більш досконалим інструментом для розуміння геологічної історії нафтогазоносних регіонів. Складну історію перетворень вуглеводнів непросто уявити за допомогою лише декількох показників, які десятиліттями використовувались в газовій геохімії – вологість (сухість) газу та ізотопний склад вуглецю метану. Станом на сьогодні виокремлено більше десятка показників, які сумарно дають широкий спектр даних про еволюцію ОР, зокрема це співвідношення C_2/C_1 , C_2/C_3 , $i-C_4/n-C_4$, крім того оцінюється вміст окремих ізотопів – $\delta^{13}C_1$, $\delta^{13}C_2$, $\delta^{13}C_3$, $\delta^{13}i-C_4$, $\delta^{13}n-C_4$, $\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_3$, $\delta^{13}n-C_4-\delta^{13}i-C_4$, та $\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_1$; три з них пов'язані з ефективністю накопичення (три останні різниці коефіцієнтів ізотопних співвідношень), а три – з відстанню, що подолана при міграції (всі параметри включають метан) [6].

Простота одержання матеріалу для досліджень разом із нескладною технікою його виконання є позитивною стороною газової геохімії. Суміш газоподібних органічних і неорганічних сполук містить невелику кількість компонентів, яка легко розділяється газовою хроматографією на двох і більше колонках. Високі концентрації складників не вимагають особли-

во точних детекторів для їхнього кількісного визначення. Як зазначено вище, сучасні геохімічні інструменти включають дослідження ізотопного складу вуглеводневих газів [7], проте з огляду на складність таких досліджень і відсутність достатньої кількості фактичного матеріалу, в своїх розрахунках ми обмежились лише хімічним складом газів родовищ Південного нафтогазоносного регіону України (ПНГР) за даними [8].

Ще одна перевага методів, заснованих на інтерпретації складу газів сучасних родовищ – можливість використання методів термодинаміки для встановлення закономірностей еволюції складних систем, які складаються з органічних та неорганічних компонентів. Як зазначалось вище, піролітичні методи займають чільне положення серед технік дослідження ОР. Проте, очевидним є той факт, що безпосередня екстраполяція результатів піролітичних дослідів на шлях еволюції ОР неможлива, з огляду на значні відмінності в умовах, особливо щодо температури та тривалості. Виведення кількісних закономірностей з піролітичних дослідів здається сумнівним, однак, вони можуть демонструвати загальні тенденції у змінах геохімічних показників природного газу відповідно до зміни геологічної ситуації.

З іншого боку, якщо прийняти за основу перебування геохімічної системи в стані термодинамічної рівноваги, то для розрахунку її складу можна застосувати перевірені методики рівноважної термодинаміки [9]. Ми вважаємо, що природний газ у покладі є достатньо ізольованим від зовнішнього впливу, перебуває у пастиці тривалий час і на нього впливають лише термодинамічні умови (температура та тиск) та склад матеріалу керогену. В такий спосіб використання методів рівноважної термодинаміки може показати якісний характер змін, що відбуваються з газами в контакт з ОР порід.

Наші попередні роботи [10, 11] засвідчили, що термодинамічне моделювання складу системи кероген/газова фаза надає відомості щодо глибини перетворення керогену, умови, в яких відбувались його катагенетичні перетворення тощо.

Мета дослідження: засобами рівноважної термодинаміки та газової геохімії встановити режими еволюції та оцінити потенційну продуктивність керогену ПНГР.

Предмет дослідження

Предметом дослідження є поклади вкопних вуглеводнів ПНГР, їхній хімічний склад та

умови формування. Історія еволюції ОР літосфери нерозривно пов'язана із енергетичними та матеріальними потоками, їхнім просторовим та часовим розподілом. Геодинаміка регіону протягом мільйонів років його формування регулювала ці потоки та перенаправляла їх.

Південний нафтогазоносний регіон України складається з материкової та акваторіальної частин – Кримського півострову та шельфів Чорного і Азовського морів. Їхнє формування відбувалось протягом альпійського циклу тектоногенезу в субдукційному геодинамічному режимі та режимі задугового спредінгу [12]. Внаслідок взаємодії країв плити в процесі занурення, в регіоні спостерігався активний вулканізм, що, очевидно, впливало на палеотемпературний режим. В свою чергу, магматичний матеріал, що піднімався в області рифтів у процесі спредінгу, здійснював тотальне прогрівання всього масиву осадових порід в області свого впливу. Ще одним важливим параметром, який впливає на рівноважні концентрації суміші ОР/гази, є тиск. Слід припустити наявність локальних ділянок аномально високих тисків, пов'язаних з поверхнями зіткнення Аравійського та Євразійського континентів.

Періоди активізації тектоногенезу спостерігались в тріасі-ранній юрі, крейді та олігоцені-пліоцені. У тріас-юрський період розглянута територія Євразійської активної континентальної окраїни західнотихоокеанського типу. Сучасні моря регіону є реліктами океану Тетіс, які почали розширюватись у період пізньої крейди і досягли максимальних розмірів в еоцені.

Процеси зіткнення плит та спредінг, що їх супроводжував, прискорився у міру зближення континенту Аравії з Євразією. На північному Аравійському виступі, що просунувся до Євразійської окраїни Тетісу, виокремлюються два блоки, на торцях яких безпосередньо відбувалось зіткнення та нагромадження континентальних мас. В такий спосіб були утворені складчасті пасма Таврид. Плітотектонічні процеси супроводжувались формуванням гірської споруди Криму.

Серед тектонічних структур ПНГР важливе місце посідають розломи, які утворюють сітки – субмеридіональну та субширотну. Субмеридіональні розломи – це давні дорифейські диз'юнктивні дислокації, які спрямовані майже перпендикулярно до загального простягання альпійської складчастості. Найбільш помітними з них є Одеський, Білозерський та Фрунзенсько-Арцизький. Субширотні розломи є молодими диз'юнктивними порушеннями, які розділяють в Південному регіоні блоки кори із різ-

Таблиця 1 – Хімічний склад родовищ ПНГР, використаний у термодинамічному моделюванні

Родовище	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
Східно-Саратське(н)	74,33	11,06	5,29	1,750	0,877	0,48	0,53	–	0,20	2,73	–
Жовтвярське(н)	84,98	4,69	1,34	0,42	0,23	0,16	0,13	–	0,56	7,37	–
Штормове (гк)	85,70	6,49	2,90	0,77	0,65	0,31	0,39	–	0,31	2,20	–
Західно-Октябрське(гк)	80,00	10,40	3,40	1,70	0,89	0,68	–	–	0,33	2,30	0,008
Кіровське (г)	81,80	10,60	3,80	0,80	1,00	0,10	0,30	–	0,20	1,40	–
Глібівське(гк)	87,60	5,80	2,30	0,60	0,60	0,50	–	–	0,80	1,30	–
Семенівське(н)	83,37	7,30	0,41	0,14	0,30	0,50	0,30	–	7,07	1,80	–
Куйбишевське (г)	95,35	2,30	0,70	0,18	0,18	0,075	–	–	0,80	0,30	0,200
Олексіївське(г)	92,76	5,33	0,97	0,04	0,06	–	–	–	2,30	0,55	–

ним режимом тектонічних рухів, що зумовило їхню різну геологічну історію. Вони є шовними структурами, які позначають границі великих тектонічних елементів регіону, в яких локалізовані і родовища вуглеводнів. В контексті нафтогазосності варто розглядати лише три таких тектонічних елементи: Східноєвропейську платформу, Скіфську плиту та Чорноморську глибоководну западину. Четверта складова – складчаста споруда Гірського Криму не містить родовищ нафти і газу [12, 13].

Зазначені зони розуцільнення тісно пов'язані з просторовим розміщенням покладів вуглеводнів та впливали на процеси їхньої міграції та акумуляції як флюїдопроводи різного рангу та напрямків руху речовини. Таким чином, можна стверджувати, що зони нафтонагромадження в межах ПНГР контролюються переважно регіональною розломною тектонікою. Просторово в межах Азово-Чорноморського регіону поклади нафти, газу та газоконденсату приурочені до двох великих тектонічних одиниць лінійного простягання – Індоло-Кубанського та Каркінітсько-Північнокримського прогинів. Різні за величиною геодинамічні напруження компресії пояснюють відмінність між регіональними нафтогазовими структурами цих одиниць, внаслідок яких виникло три зони накопичення нафти і газу – акваторіальна частина, де відбувалось газонагромадження, Індоло-Кубанський прогин, що характеризується нафтогазонагромадженням та суходіл, для якого характерним є газонафтонагромадження.

Методика

Основою для розрахунку складу системи кероген/газ включно із кількістю метану, який

міг бути згенерованим ОР, є відомості про родовища вуглеводнів ПНГР, зібрані в шостому томі атласу родовищ нафти і газу України [8]. Нами відібрано відомості (табл. 1) про хімічний склад газів газоконденсатних та газових родовищ, та вільні і розчинені гази нафтових родовищ регіону. Основним критерієм відбору була наявність даних про вміст метану та кожного з ізомерів бутану.

В першій колонці після назви родовища індексом «г» позначені газові, «н» – нафтові та «гк» – газоконденсатні. Щоб розрахунки були збіжними, об'ємні частки приводились до 100%.

Дані з таблиці 1 були використані для побудови декількох графіків, які надають інформацію про тренди еволюції родовищ регіону. Оцінку напрямку перетворень газу, що відбулись після акумуляції в покладі, ми здійснили за допомогою графіку, де на осі ординат відкладено відношення етану до пропану (C₂/C₃), абсцисі – етану до ізобутану (C₂/i-C₄) [6], як показано для родовищ ПНГР на рис. 1.

Цей спосіб аналізу нечасто використовується в оцінці еволюції ОР, втім він дає змогу оцінити один з двох основних трендів, за яким може відбуватись перетворення системи газ/кероген – це дозрівання (на рис. 1. позначено як «Зрілість») або біодеградація (Prinzhofer, 2000). Експерименти з штучного катагенезу (піролізу за помірних температур без доступу кисню) засвідчили, що кількість ізобутану i-C₄ зростає швидше, ніж пропану за ідентичних умов. Натомість, під час біодеградації пропан швидше розкладається до легших сполук (порівняно із ізобутаном). З рис. 1. випливає, що родовища ПНГР розвивались у напрямку дозрівання, і ОР Олексіївського газового родовища

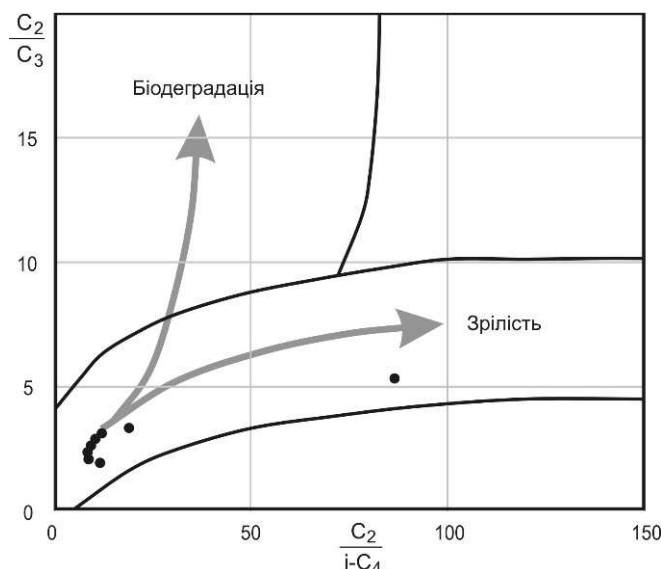


Рисунок 1 – Тренди перетворень системи кероген/газ для родовищ ПНГР

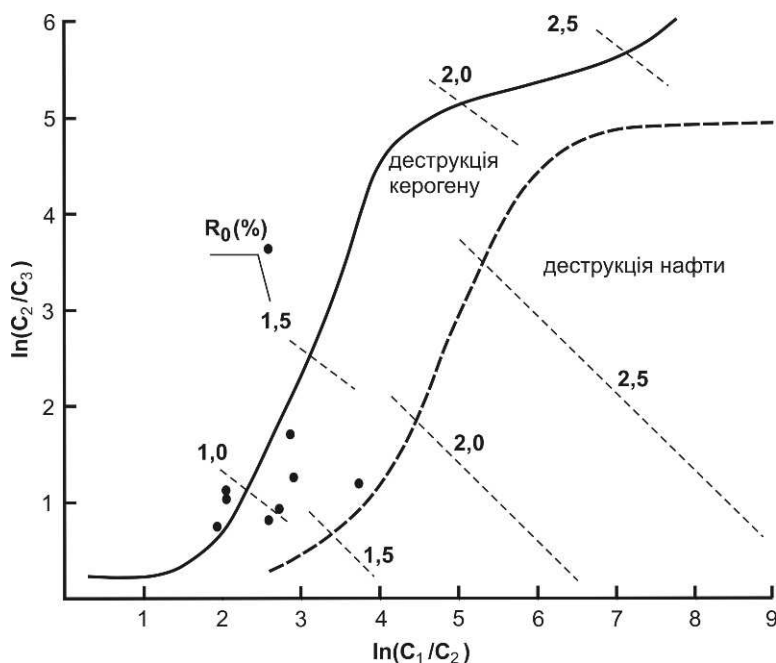


Рисунок 2 – Діаграма шляхів утворення газів родовищ ПНГР за співвідношенням метану, етану та пропану в їхньому хімічному складі

можна вважати максимально зрілою серед усіх ($C_2/i-C_4 = 88,8$).

З метою оцінки ймовірності утворення газів родовищ ПНГР внаслідок вторинної деструкції, нами побудовано графік залежності двох геохімічних показників – відношення метану до етану (C_1/C_2) та етану до пропану (C_2/C_3) в логарифмічній формі [14], як показано на рис. 2.

Побудова рис. 2. спиралась на дослідження (Li, 2017), який провів аналіз масиву даних про співвідношення перших трьох найлегших алканів, що не мають ізомерів (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8) в газах різного генезису – первинних, що утворились при деструкції керогену та вторинних, де

початковим матеріалом була нафта. Особливості пропорційного вмісту метану, етану та пропану пояснюються відмінністю в хімічній будові нафти та керогену, отже і енергією активації, необхідною для їхнього крекінгу або деградації. За діаграмою на рис. 2. можливо відокремити гази, утворені безпосередньо при деструкції керогену, та згенеровані через утворення первинної нафти.

З рис. 2 випливає, що всі розглянуті родовища ПНГР належать до групи сформованих внаслідок первинної деструкції керогену. Це дозволяє припустити наявність потужного теп-

лового потоку, який сприяв реалізації такого шляху перетворень первинного матеріалу.

Розрахунок складу системи керован/гази спирався на аналітичний апарат рівноважної термодинаміки у поєднанні із формалізмом Джейнса. В геологічній літературі будову природних полімерів традиційно описують модельними структурами, які будують на базі накопиченої інформації про елементний склад, довжину ланцюгів та відомостей про функціональні групи, одержані переважно спектральними фізико-хімічними методами [1, 15]. Ми пропонуємо інший шлях – уявляти природні полімери як набір адитивних складових, кожна з яких робить свій внесок у термодинамічні потенціали. Серед адитивно-групових методів, що застосовуються для визначення термодинамічних функцій, нами обрано метод ван Кревелена [16], що широко застосовується в геохімії.

Вихідні дані для розрахунку не містять достатньої кількості інформації для визначення ймовірностей, під якими ми маємо на увазі мольні частки компонентів газу та адитивні складові ОР. Для вирішення подібного завдання слід звернутись до математичного апарату, який дозволяє розрахувати найбільш несуперечливий розподіл ймовірностей. В 1957 році Е. Т. Джейнс дійшов висновку, що методи статистичної механіки, які лежать в основі термодинаміки, є окремим випадком загальної методики попередження помилок. В обчисленнях за методом Джейнса, так само, як в загальній методиці попередження помилок, ми намагаємось визначити функцію ймовірності на основі заданих середніх значень.

Метод формалізму Джейнса в термодинаміці був формалізований М. Трайбусом [17]. Завдання пошуку найменш суперечливого розподілу ймовірностей p_i зводиться до максимізації невідомої функції S , яка задовольняє рівнянням зв'язку (1) та (2):

$$\sum_i p_i = 1, \quad (1)$$

для поставленого завдання умова (1) зводиться до суми мольних часток:

$$\sum_{i=1}^{44} n_i^{add} + \sum_{i=1}^m n_i^{gas} = 1,$$

де індекс *add* відповідає 44-м адитивним складовим, з яких складається природній полімер за (van Krevelen and Chermine, 1951), *m* – кількість газів у системі, а сукупність адитивних складових та газів назвемо «компоненти»;

$$\sum_i p_i g_i(X_i) = \{g_r\}; r = 1, 2, \dots, \quad (2)$$

де $\{g_r\}$ – математичне очікування; для поставленого завдання:

$$\{g_r\} = N_r^{el}; r = C, H, O, N, S,$$

де N_r^{el} – кількість елементу *r* в 1 молі компонентів, з яких складена система. Цільова функція S задається рівнянням:

$$S = -K \sum_i p_i \cdot \ln(p_i), \quad (3)$$

де K – постійна; для обраної системи цільова функція:

$$S = -R \left[\sum_{i=1}^{44} n_i^{add} \cdot \ln(n_i^{add}) + \sum_{i=1}^m n_i^{gas} \cdot \ln(n_i^{gas}) \right]. \quad (4)$$

Прирівнювання до нуля варіації функції (4) є залежність для визначення мольної частки компоненту системи (як адитивної складової, так і газу), вираженої через потенціал Планка:

$$n_i = e^{-\left(\lambda_0 + \lambda_C \cdot N_i^C + \lambda_H \cdot N_i^H + \lambda_O \cdot N_i^O + \lambda_N \cdot N_i^N + \lambda_S \cdot N_i^S\right)}, \quad (5)$$

$$\lambda = \lambda / RT,$$

де $N^C, N^H \dots$ – кількість елементу в компоненті. Для елементів λ – невизначений множник Лагранжа, фізичний зміст якого є безрозмірний потенціал Планка, μ – потенціал Гіббса (Дж/моль) компонента; а λ_0 – нульовий множник Лагранжа:

$$\lambda_0 = \ln \left(\sum_{i=1}^{44+m} \lambda_C N_i^C + \lambda_H N_i^H + \lambda_O N_i^O + \lambda_N N_i^N + \lambda_S N_i^S + \Delta G_i / RT \right). \quad (6)$$

Застосування цього методу на практиці потребує інформації про хімічний потенціал компонентів системи. Щоб визначити цей потенціал, достатньо володіти інформацією про енергію Гіббса утворення кожної зі сполук, що складають систему. Цей потенціал при стандартному тиску може бути розрахований квантово-хімічними методами. Якщо тиск відмінний від стандартного, необхідно використати рівняння стану, яке врахує його консолідуючий вплив на сили міжмолекулярної взаємодії.

Для кожного з газоподібних компонентів системи обрано надійне рівняння стану, рекомендоване NIST. Якщо межі застосування рівняння стану менші, ніж тиск або температура розрахунку, то нами оцінювалась можливість екстраполяції рівняння стану.

Розрахунок енергії Гіббса утворення компонентів природного газу $\Delta G_f^P(T)$ за температур та тисків земної кори здійснювався за формулою:

$$\Delta G_f^P(T) = \Delta G_f^0(T) + \left[\left(G_T^P - G_T^0 \right)_{com} - \sum \left(G_T^P - G_T^0 \right)_{el} \right], \quad (7)$$

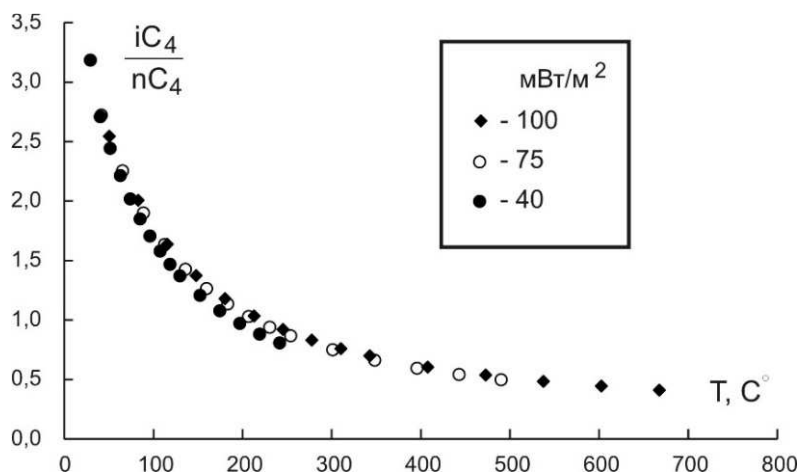


Рисунок 3 – Залежність відношення і-С₄/п-С₄ від рівноважної температури

у якому значення енергій Гіббса G_T^P та G_T° визначали за рівнянням стану із використанням бібліотеки CoolProp [18], а енергію Гіббса утворення індивідуальної речовини при стандартному тиску P і температурі T , позначену як $\Delta G_f^\circ(T)$, обирали з результатів квантово-механічних розрахунків, детально описаних у роботі [19]. Розрахунок $\Delta G_f^\circ(T)$ проводився після встановлення значень ентальпії $\Delta H_f^\circ(T)$ та ентропії $\Delta S_f^\circ(T)$.

Результати

Для визначення умов еволюції ОР ПНГР нами за формулами (1-7) проведено розрахунок складу системи кероген II типу/гази (склад газів див. табл. 1) в межах глибин 1-20 км та 3-х теплових потоків: 40, 75 та 100 мВт/м². Результати, одержані при термодинамічному моделюванні, задовільно збігаються із дослідями з піролізу керогену.

За результатами термодинамічного моделювання встановлено, що коефіцієнт і-С₄/п-С₄ демонструє монотонну залежність від рівноважної температури, як показано на рис. 3.

Різниця між значенням коефіцієнта і-С₄/п-С₄ для різних теплових потоків значуща лише в діапазоні від 90 до 300 °C; в ділянках малих та високих температур відмінності нівелюються. Графічним або інтерполяційним методами за даними, наведеними на рис. 3, можна встановити рівноважну температуру утворення системи газ/кероген, де складники перебувають у контакті, для різних теплових потоків.

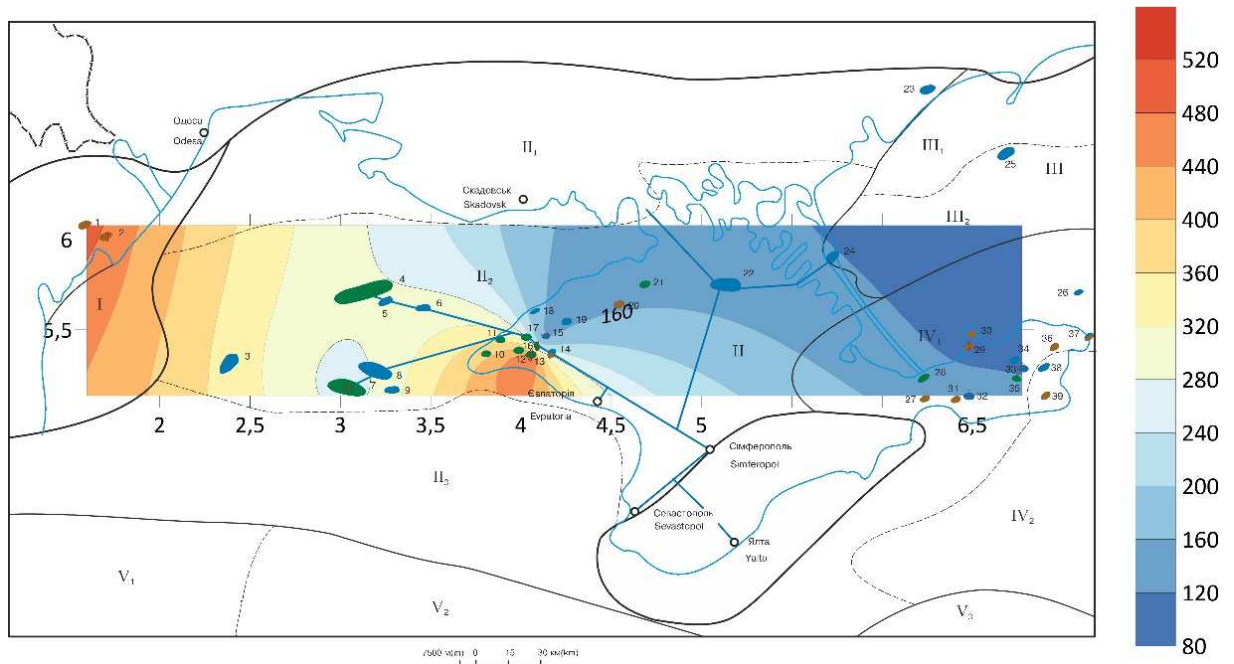
При візуалізації використані дані з табл. 1. Для кожного з теплових потоків побудована картосхема рівноважних температур утворення системи заданого складу. Наприклад, для потоку в 75 мВт/м².

Розподіл рівноважних температур для інших теплових потоків подібний за тенденціями (рис. 4). Звертає увагу відмінність у значеннях рівноважних температур для родовищ Кілійсько-Зміїного та Каламітського підняття, що характеризуються високими температурами катагенезу, у порівнянні із родовищами Керченсько-Таманського міжпериклінального прогину.

Цікавою є відмінність між трьома родовищами, розташованими в межах Каламітського підняття: газоконденсатними Західно-Октябрським і Глібівським та газовим Кіровським. Так, для теплового потоку в 75 мВт/м² рівноважна температура утворення Кіровського та Глібовського родовищ становить 150 та 204 °C, тоді як Західно-Октябрське, яке географічно знаходиться близько до них, показує 492 °C. Всі три родовища приурочені до південного борту Каркінітсько-Північно-Кримського прогину.

Причиною цієї відмінності ми вважаємо різницю у джерелах наповнення родовищ ОР та, відповідно, умовах за яких відбувалась деструкція первинної речовини. Якщо аналізувати їхню геологічну будову, до перші два, антиклінального типу, знаходяться в палеогенових горизоннтах на глибинах 900-1100 м та пов'язані із органо-детритовими вапняками палеоцену. Натомість Західно-Октябрське родовище цілковито відмінне від них – поклад виявлений у породах верхньої крейди (альбійський ярус) на глибині 3000-3300 м. Він, на відміну від Кіровського та Глібовського, порушений скидами субширотного простягання, які, вочевидь, могли слугувати флюїдопроводами, якими крила покладу наповнювались ОР.

Ця різниця в будові та наявність ймовірного розуцільнення підтверджується результатами термодинамічного моделювання і зумовлює



Номера та назви родовища, включених у розрахунок:
 1 – Східно-Саратське, 2 – Жовтоярське, 7 – Штормове, 13 – Західно-Октябрське, 15 – Кіровське,
 16 – Глібівське, 29 – Семенівське, 32 – Куйбишевське, 33 – Олексіївське [8]

Рисунок 4 – Розподіл рівноважних температур утворення газів вуглеводневих родовищ ПНГР для теплового потоку 75 мВт/м²

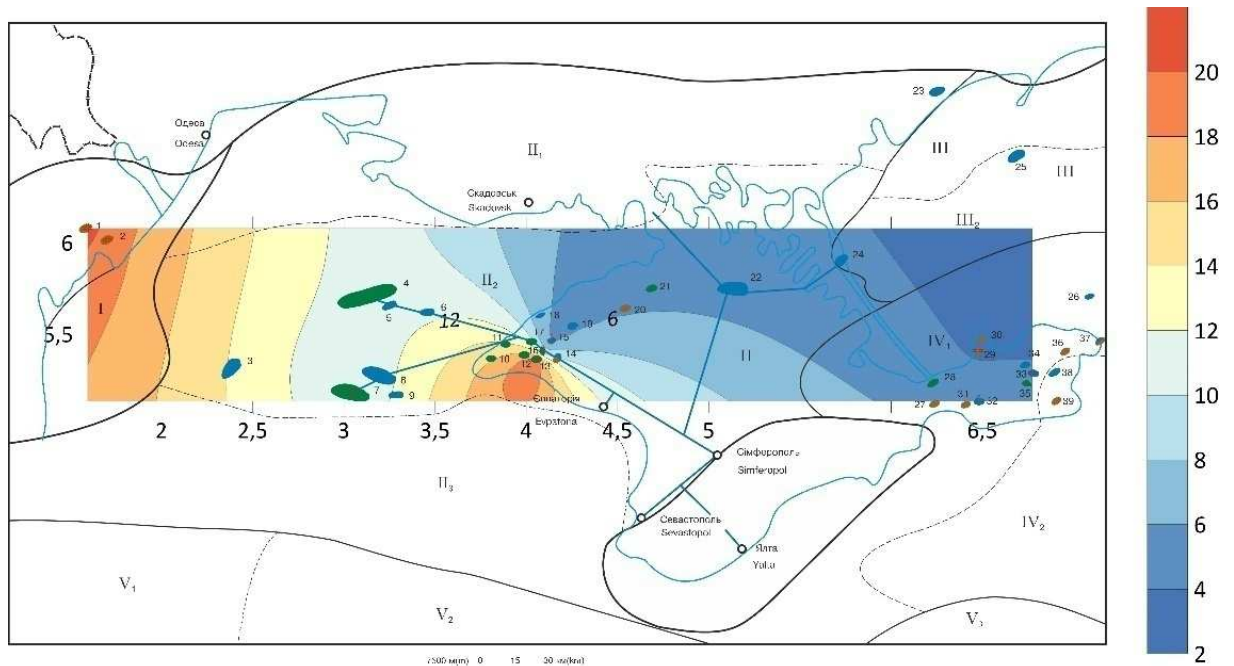


Рисунок 5 – Розподіл рівноважних глибин утворення газів вуглеводневих родовищ ПНГР для теплового потоку 75 мВт/м². (Номери та назви родовища див. рис. 4)

високу рівноважну температуру формування ОР Західно-Октябрського родовища. Ці дані можна порівняти з нашими попередніми роботами, де термодинамічне моделювання методом констант незалежних хімічних реакцій показало відмінність між речовиною багатоплас-

тових покладів, що надходила з глибинних джерел, та з осадових продуктивних шарів [20]. Залежно від геологічної будови, рівноважні глибини утворення окремих пластів Архангельського та Голіцинського родовищ коливались від 30-33 до 120 км.

Родовища Керченсько-Таманського міжпериклінального прогину належать до Індоло-Кубанської нафтогазоносною області. Всі три розглянутих поклади – Семенівське, Куйбишевське та Олексіївське характеризуються малими відмінностями в рівноважних температурах, які для теплового потоку в 75 мВт/м^2 знаходяться в межах від 106 до 142 °С. Продуктивні пласти знаходяться в породах неогену, палеогену та крейди на різних горизонтах від 200 до 3600 м і характеризуються наявністю чисельних порушень, що дозволяє припустити єдине джерело наповнення покладів ОР, що й зумовило рівномірний розподіл розрахованих характеристик.

Два родовища в межах Кілійсько-Зміїного підняття належать до Передобрудзької нафтогазоносною області – Східно-Саратське та Жвотоярське. Обидва характеризуються практично однаковою будовою, знаходяться в породних комплексах девону на значних глибинах, що й зумовило близькі значення рівноважних температур, глибин та продуктивності керогену за термодинамічним розрахунком.

Позаяк температура для кожного теплового потоку пов'язана із глибиною, нами побудовані карти рівноважних глибин утворення родовищ ПНГР за даними термодинамічного моделювання:

Розраховані нами абсолютні значення рівноважних глибин і температур не несуть повної кількісної інформації про умови катагенезу ОР регіону. Їх слід приймати як відносний показник, який вказує на особливості еволюції речовини сучасних родовищ, насамперед усереднених температур катагенезу. Чим вище значення рівноважної температури, тим активніше прогрівалася породи, насичені ОР, під час формування речовини родовищ.

Причиною отримання занадто високих значень для глибин і рівноважної температури термодинамічними методами (порівняно із палінологічними чи вуглепетрографічними) є особливості обраної моделі, насамперед вимоги до досягнення термодинамічної рівноваги. За результатами розрахунку адитивних складових ОР встановлено, що в стані термодинамічної рівноваги відбувається цілковита дегідрогенізація твердої фази. На практиці повної дегідрогенізації керогену практично не спостерігається. Лише за певних умов утворюються речовини, схожі за елементним складом на антрацит. Можна прийняти, що термодинамічне моделювання відтворює еволюцію ОР саме до стадії глибинних перетворень метакатагенезу.

Крім значень рівноважних температур та глибин, нами розраховано об'єм метану, що продукується з 1 кг керогену II типу при співвідношенні ізомерів бутану, яке спостерігається в сучасних покладах і є відбитком, який вказує на температуру катагенезу початкової ОР. Обчислення проведено за формулою:

$$V(CH_4) = V_m \left(Ae^{\frac{1}{2B}} + C \right) \frac{n_{CH_4}}{\sum n_i};$$

де $V(CH_4)$ – об'єм метану в дм^3 ,

V_m – молярний об'єм ідеального газу ($22,4 \text{ дм}^3/\text{моль}$),

A і C – безрозмірні коефіцієнти, які дорівнюють 0,1594 та 0,0494 відповідно,

B – безрозмірне відношення об'ємних часток ізобутану до н-бутану,

n_{CH_4} – об'ємна частка метану в газі;

$\sum n_i$ – сума мольних часток всіх компонентів газової суміші, для яких проводилось вимірювання. Вищенаведена формула дає надійні результати лише в діапазоні відношення ізомерів бутану B від 0,3 до 3,5.

Приклад картосхеми розподілу метаногенеративної продуктивності керогену II типу для ПНГР наведено на рис. 6.

З рис. 6 випливає, що ОР регіону загалом характеризується невисокими значеннями згенерованого метану. Це означає, що кероген ПНГР, за винятком крайніх східних ділянок Керченсько-Таманського міжпериклінального прогину, ще зберігає достатній потенціал для наповнення екранованих резервуарів вуглеводневим матеріалом.

Висновки

1. Методи рівноважної термодинаміки у поєднанні з формалізмом Джейнса можна застосувати для розрахунку еволюції складної системи органічних та неорганічних речовин в геодинамічних умовах літосфери.

2. Рівноважні температури утворення газів Південного нафтогазоносного регіону України, розраховані методами рівноважної термодинаміки, несуть в собі інформацію про первинні умови катагенезу керогену та корелюються з геологічною будовою окремих родовищ.

3. Методи рівноважної термодинаміки дають змогу за хімічним складом газів сучасних родовищ викопних вуглеводнів розрахувати кількість метану, який генерується ОР, що дозволяє встановити газогенераційний потенціал окремих ділянок нафтогазових регіонів.

4. Для Південного нафтогазоносного регіону виявлено, що кероген Керченсько-Таман--

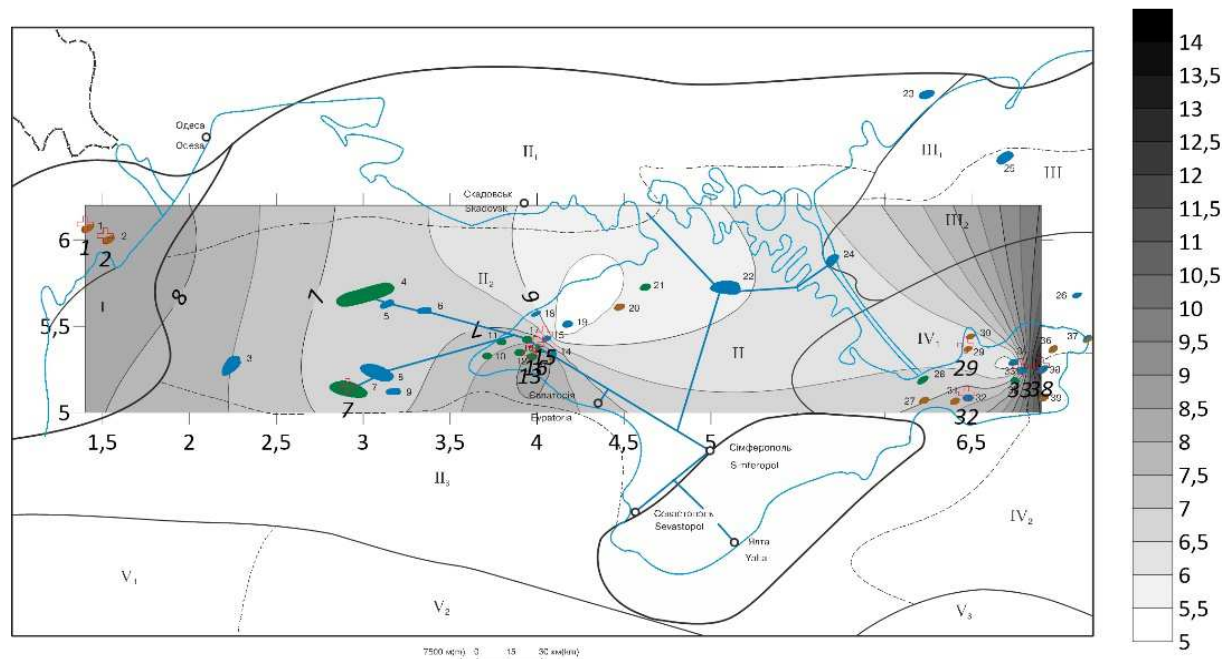


Рисунок 6 – Об'єм метану $V(CH_4)$, згенерованого ОР ПНГР (номери та назви родовища див. рис. 4)

ського міжпериклінального прогину максимально виснажився, і його газогенераційні можливості, з огляду на втрату водню, є мінімальними, натомість кероген південного борту Каркінітсько-Північно-Кримського прогину зберігає високий потенціал до утворення легких вуглеводнів.

Література

1. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 501 с.
2. Иванова А.В. Методика обработки данных витринитовой термометрии для проведения палеогеотермических и палеотектонических реконструкций. *Геологический журнал*. 1992. № 6. С. 32–36.
3. Іваніна А. Катагенетичні зміни нерозчинної дисперсної органіки як критерій нафтогазоносності девонських і кам'яновугільних відкладів Волино-Поділля. *Вісник Львівського університету. Серія геологічна*. 2016. № 30. С. 16–30.
4. Behar F., Beaumont V., De B. Penteado H.L. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. *Oil & Gas Science and Technology*. 2001. Vol. 56. No 2. P. 111-134.
5. Peters K.E. Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *AAPG Bulletin*. 1986. Vol. 70. No 3. P. 318-329.
6. Prinzhofer A., Mello M. R., Takaki T. Geochemical Characterization of Natural Gas: A

Physical Multivariable Approach and its Applications in Maturity and Migration Estimates. *AAPG Bulletin*. 2000. Vol. 84. No 8. P. 1152–1172.

7. Prinzhofer A., Battani A. Gas Isotopes Tracing: an Important Tool for Hydrocarbons Exploration. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*. 2003. Vol. 58. No 2. P. 299-311.

8. Атлас родовищ нафти і газу України. В 6 т. / За ред. Іванюти М. М. Львів: Центр Європи, 1998. 2354 с.

9. Хоха Ю.В. Термодинаміка глибинних вуглеводнів у прогнозуванні регіональної нафтогазоносності. Київ: Наукова думка, 2014. 57 с.

10. Хоха Ю., Любчак О., Яковенко М. Термодинаміка трансформації керогену II типу. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2019. № 3(180). С. 25-40.

11. Хоха Ю., Любчак О., Яковенко М. Вплив температурного режиму на газогенераційний потенціал гумінових кислот органічної речовини. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2018. № 3-4 (176-177). С. 49-63.

12. Павлюк М. І. Геодинамічна еволюція та нафтогазоносність Азово-Чорноморського і Баренцевого морського периконтинентальних шельфів. Львів: ТзОВ "ПРОМАН", 2014. 365 с.

13. Савчак О.З. Структурні умови формування нафтових і газових родовищ Азово-Чорноморського шельфу. К.: Наук. думка, 2010. 95 с.

14. Li J., Li Z., Wang X., Wang D., Xie Z., Li J., Wang Y., Han Z., Ma C., Wang Z., Cui H., Wang R., Hao A. New indexes and charts for genesis identification of multiple natural gases. *Petroleum Exploration and Development*. 2017. Vol. 44. No 4. P. 535-543.

15. Vandenbroucke M., Largeau C. Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry*. 2007. Vol. 38. P. 719-833.

16. Van Krevelen D. W., Chermis H. A. G. Estimation of the free enthalpy (Gibbs free energy) of formation of organic compounds from group contributions. *Chemical Engineering Science*. 1951. Vol 1. No 2. P. 66-80.

17. Трайбус М. Термостатика и термодинамика. М.: Энергия, 1970. 504 с.

18. Bell I.H., Wronski J., Quoilin S., Lemort V. Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2014. Vol. 53. No 6. P. 2498-2508.

19. Stull D.R., Westrum Jr. E.F., Sinke G.C.. The chemical thermodynamics of organic compounds. J. Wiley, 1969. 865 p.

20. Lyubchak O. V., Kolodiy I. V., Khokha Yu.V. Thermobaric conditions of oil and gas contents and predicting of hydrocarbon phase state (on the example of the Bilche-Volytsa oil- and gas-bearing area). *Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна, серія "Геологія. Географія. Екологія"*. 2017. № 46. С. 15-23.

References

1. Tyso B., Velte D. *Образование и распространение нефти*. М.: Мир, 1981. 501 p. [in Ukrainian]

2. Ivanova A.V. Metodika obrabotki danykh vitrinitovoy termometrii dlya provedeniya paleogeotermicheskikh i paleotektonicheskikh rekonstruktsiy. *Geologichnyi zhurnal*. 1992. No 6. P. 32-36. [in Russian]

3. Ivanina A. Katahenetychni zminy nerozchynnoi dyspersnoi orhaniky yak kryterii naftohazonosnosti devonskykh i kamiano-vuhilnykh vidkladiv Volyno-Podillia. *Visnyk Lvivskoho universytetu. Seriya heolohichna*. 2016. No 30. P. 16-30. [in Ukrainian]

4. Behar F., Beaumont V., De B. Pentead H.L. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. *Oil & Gas Science and Technology*. 2001. Vol. 56. No 2. P. 111-134.

5. Peters K.E. Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *AAPG Bulletin*. 1986. Vol. 70. No 3. P. 318-329.

6. Prinzhofer A., Mello M. R., Takaki T. Geochemical Characterization of Natural Gas: A Physical Multivariable Approach and its Applications in Maturity and Migration Estimates. *AAPG Bulletin*. 2000. Vol. 84. No 8. P. 1152-1172.

7. Prinzhofer A., Battani A. Gas Isotopes Tracing: an Important Tool for Hydrocarbons Exploration. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*. 2003. Vol. 58. No 2. P. 299-311.

8. Atlas rodovyshch nafty i hazu Ukrainy. V 6 t. / Za red. Ivaniuty M. M. Lviv: Tsentr Yevropy, 1998. 2354 p. [in Ukrainian]

9. Khokha Yu.V. Termodynamika hlybynnykh vuhlevodniv u prohnozuvanni rehionalnoi naftohazonosnosti. Kyiv: Naukova dumka, 2014. 57 p. [in Ukrainian]

10. Khokha Yu., Liubchak O., Yakovenko M. Termodynamika transformatsii kerohenu II typu. *Heolohiia i heokhimiia horiuchykh kopalyn*. 2019. No 3(180). P. 25-40. [in Ukrainian]

11. Khokha Yu., Liubchak O., Yakovenko M. Vplyv temperaturnoho rezhymu na hazoheneratsiinyi potentsial huminovykh kyslot orhanichnoi rechovyny. *Heolohiia i heokhimiia horiuchykh kopalyn*. 2018. No 3-4 (176-177). P. 49-63. [in Ukrainian]

12. Pavliuk M. I. Heodynamichna evoliutsiia ta naftohazonosnist Azovo-Chornomorskoho i Barentsevo morskoho perykontynentalnykh shelfiv. Lviv: TzOV "PROMAN", 2014. 365 p. [in Ukrainian]

13. Savchak O.Z. Strukturni umovy formuvannia naftovykh i hazovykh rodovyshch Azovo-Chornomorskoho shelfu. K.: Nauk. dumka, 2010. 95 p. [in Ukrainian]

14. Li J., Li Z., Wang X., Wang D., Xie Z., Li J., Wang Y., Han Z., Ma C., Wang Z., Cui H., Wang R., Hao A. New indexes and charts for genesis identification of multiple natural gases. *Petroleum Exploration and Development*. 2017. Vol. 44. No 4. P. 535-543.

15. Vandenbroucke M., Largeau C. Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry*. 2007. Vol. 38. P. 719-833.

16. Van Krevelen D. W., Chermis H. A. G. Estimation of the free enthalpy (Gibbs free energy) of formation of organic compounds from group contributions. *Chemical Engineering Science*. 1951. Vol 1. No 2. P. 66-80.

17. Traybus M. Термостатика и термодинамика. М.: Энергия, 1970. 504 p. [in Russian]

18. Bell I.H., Wronski J., Quoilin S., Lemort V. Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2014. Vol. 53. No 6. P. 2498-2508.

19. Stull D.R., Westrum Jr. E.F., Sinke G.C.. The chemical thermodynamics of organic compounds. J. Wiley, 1969. 865 p.

20 Lyubchak O. V., Kolodiy I. V., Khokha Yu.V. Thermobaric conditions of oil and gas contents and predicting of hydrocarbon phase state (on the example of the Bilche-Volytsa oil- and gas-bearing area) *Visnyk Kharkivskoho natsionalnoho universytetu imeni V.N. Karazina, seriia "Heolohiia. Heohrafiia. Ekolohiia"*. 2017. No 46. P. 15–23.

УДОСКОНАЛЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ФУНКЦІЇ ПЕРЕДАЧІ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ПОТУЖНОСТІ НА ВАЛІ ДВИГУНА ЕЛЕКТРОБУРА

В. М. Гарасимів, Т. Г. Гарасимів

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: viraharasymiv78@gmail.com*

З метою підвищення продуктивності бурових установок удосконалено структурну схему системи регулювання потужності на валі двигуна електробура із використанням функції передачі замкнутої системи за задаючим впливом, де електробур розглядається як об'єкт керування, що функціонує в умовах апріорної та поточної невизначеності під впливом зовнішніх збурень. Для покращення якості перехідного процесу в умовах змін параметрів об'єкта керування, які неможливо контролювати, розроблено алгоритм налаштування адаптивного нечіткого ПІД-регулятора з використанням гібридної адаптивної системи, що володіє перевагами штучних нейронних мереж та нечіткої логіки. Вказано на ефективність розробленого алгоритму при дії на об'єкт керування параметричного збурення, на підставі чого можна зробити висновок, що реалізація адаптивних нечітких ПІД-регуляторів дасть змогу покращити показники якості функції передачі системи автоматичного регулювання потужності на валі двигуна електробура, який функціонує в умовах невизначеності. Розроблений алгоритм не потребує спеціальних методів ідентифікації параметрів електробура, а його реалізація за допомогою сучасних мікроконтролерів є достатньо простою та доступною.

Ключові слова: функція передачі, об'єкт керування, електробур, адаптивний нечіткий ПІД-регулятор, гібридна адаптивна система, нечітка логіка, параметричне збурення.

С целью повышения производительности буровых установок усовершенствована структурная схема системы регулирования мощности на валу двигателя электробура с использованием функции передачи замкнутой системы с задающим воздействием, где электробур рассматривается как объект управления, функционирующий в условиях априорной и текущей неопределенности под воздействием внешних возмущений. Для улучшения качества переходного процесса в условиях изменчивости неконтролируемых параметров объекта управления разработан алгоритм настройки адаптивного нечеткого ПИД-регулятора с использованием гибридной адаптивной системы, объединяющей преимущества искусственных нейронных сетей и нечеткой логики. Показана эффективность разработанного алгоритма при воздействии на объект управления параметрического возмущения, в результате чего можно сделать вывод, что реализация адаптивных нечетких ПИД-регуляторов позволит улучшить показатели качества функции передачи системы автоматического регулирования мощности на валу двигателя электробура, функционирующего в условиях неопределенности. Разработанный алгоритм не требует специальных методов идентификации параметров электробура, а его реализация с помощью современных микроконтроллеров является достаточно простой и доступной.

Ключевые слова: функция передачи, объект управления, электробур, адаптивный нечеткий ПИД-регулятор, гибридная адаптивная система, нечеткая логика, параметрическое возмущение.

In order to get better rigs performance the authors improve the schematic diagram of the power control system at the electric drill engine shaft using control input transfer function, where the electric drill is considered to be the control object which operates in conditions of a priori and current uncertainty under the influence of external perturbations. To improve the quality of the transient process under the conditions of changes in the parameters of the control object (when these parameters cannot be checked on), the authors have developed the algorithm of tuning the adaptive fuzzy PID controller based on the hybrid adaptive system. This algorithm includes the advantages of artificial neural networks and fuzzy logic. The efficiency of the algorithm with the parametric disturbance has been shown. It is concluded that the implementation of adaptive fuzzy PID controllers makes it possible to improve the quality of the transfer function of the power control system at the electric drill engine shaft when this drill operates in the indefinite conditions. The advantage of the developed algorithm is that it does not require special methods of the object parameters identification. Its implementation using modern microcontrollers is quite simple and accessible.

Keywords: transfer function, control object, electric drill, adaptive fuzzy PID controller, hybrid adaptive system, fuzzy logic, parametric disturbance.

Вступ

Процес буріння свердловин електробурами є недостатньо визначеним у зв'язку з наявністю нелінійних статичних та динамічних характеристик [1-4]. Для покращення ефективності регулювання потужності на валі електробура доцільно використовувати адаптивні нейро-нечіткі мережі ANFIS (Adaptive Network-Fuzzy Inference System), так як вони ефективні для вирішення задач керування, для яких традиційні методи неможливо застосувати.

ANFIS – це багатошарова штучна нейронна мережа (ШНМ) без зворотніх зв'язків, входи та виходи якої представлені у вигляді лінгвістичних змінних. Адаптивно нейро-нечіткі мережі ANFIS включають в себе переваги ШНМ: можливість побудови та навчання правил нечітких продукцій, та переваги нечіткої логіки: простота представлення вхідних і вихідних даних та структури правил нечітких продукцій.

Задача визначення оптимальних параметрів регулятора полягає в покращенні показників якості функції передачі, що характеризують її швидкодію, перерегулювання та характер коливань перехідного процесу. За об'єкт керування (ОК) вибрано електробур, який функціонує в умовах апріорної та поточної невизначеності під впливом зовнішніх збурень.

Відомо, що методи оптимального керування, які базуються на ШНМ, використовують складний математичний апарат і їх важко реалізувати на виробництві. Тому в більшості системах автоматичного керування (САК) використовують пропорціонально-інтегровані (ПІ) та пропорціонально-інтегрально-диференціальний (ПІД) алгоритми керування [5]. У свою чергу, ПІД-регулятори не є ефективними для нелінійних об'єктів керування або об'єктів керування з невідомими параметрами. Тому в останні роки інтенсивно розвиваються нелінійні модифікації ПІД-регуляторів на базі нейромережевих та нечітких технологій.

Аналіз літературних джерел

Завдання підвищення якості функції передачі системи регулювання потужності на валі електробура, який функціонує за умов поточної невизначеності щодо своєї структури та параметрів, є одним із ключових у сучасній теорії керування [6].

Використання стандартних ПІД-регуляторів для регулювання потужності на валі електробура є досить поширеним на практиці, проте через виникнення зовнішніх завад та невизначеність умов функціонування електробура актуальним залишається завдання щодо удоско-

налення алгоритму налаштування ПІД-регуляторів, який зможе адаптуватися до змін режимів функціонування електробура або до виникнення зовнішніх збурень.

Існують різні методи налаштування адаптивних нечітких ПІД-регуляторів. Так, в праці [7] за вхідні параметри автори обрали похибку керування, її похідну та її другу похідну, що ускладнює процес створення бази правил нечітких продукцій та приводить до суттєвого збільшення її розміру.

Один з варіантів налаштування нечіткого нейромережевого ПІД-регулятора розглянуто в праці [8], на вході якого розглядається інформація про зміну похибки керування та її похідної. Для опису кожної з вхідних змінних регулятора використані лінгвістичні змінні, що мають по п'ять термів з трикутними функціями належності. База правил умовно складається із трьох частин – окремо для кожного коефіцієнта налаштування ПІД-регулятора. Загальна кількість правил – триста сорок три, невизначеність їх формулювання висока.

Основна частина

ПІД-регулятори є основним інструментом автоматизації виробництва, проте їх налаштування традиційними засобами вимагає виконання дослідів з ОК, що знижує ефективність системи керування при зміні умов функціонування. Для вирішення цієї проблеми необхідно налаштувати адаптивний нечіткий ПІД-регулятор за допомогою гібридної адаптивної системи. Алгоритм налаштування адаптивного нечіткого ПІД-регулятора для регулювання потужності на валі двигуна електробура включає такі етапи [9]:

- розроблення структурної схеми адаптивної системи регулювання потужності на валі електробура та визначення її вхідних та вихідних параметрів;
- збір даних про зміну вхідних та вихідних параметрів системи регулювання потужності на валі електробура з метою отримання навчальної вибірки для нечіткої нейронної мережі (ННМ);
- розробка структури ННМ, визначення методу навчання;
- навчання ННМ;
- апробація результатів навчання ННМ зі використанням програмного середовища Matlab.

Під час проведення досліджень коефіцієнти налаштування ПІД-регулятора (K_p , K_i та K_d) були визначені класичним методом [10]. Для дослідження поведінки передавального

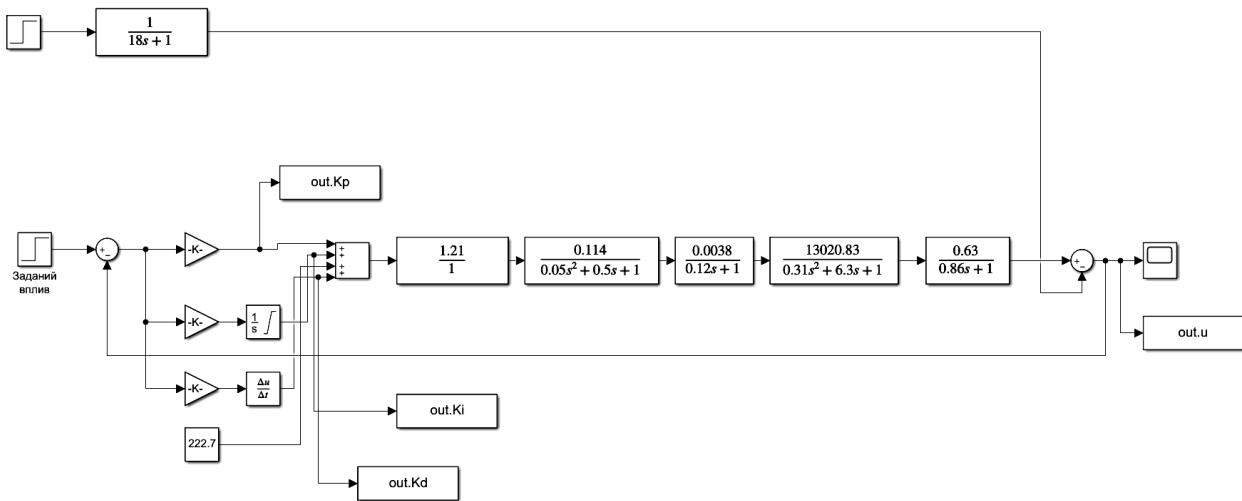


Рисунок 1 – Структурна схема системи регулювання потужності на валі електродвигуна з стандартним ПІД-регулятором

процесу регулювання потужності на валі електродвигуна та формування навчальної вибірки ННМ значення величин коефіцієнтів налаштування ПІД-регулятора заносили у Workspace програмного середовища Matlab (рис. 1) [11].

Досліджено систему регулювання потужності на валі електродвигуна, функцію передачі якого, отримано експериментально в роботі [6] і встановлено, що вільний рух системи є стійким (рис. 1).

Припустимо, що а ОК діє зовнішнє збурення N , передавальна характеристика якого має вигляд:

$$W(p) = \frac{1}{18p + 1},$$

де p – оператор Лапласа.

Вирішення задачі синтезу нечіткого ПІД-регулятора для системи регулювання потужності на валі електродвигуна здійснювалося в програмному середовищі Matlab редактора ANFIS, за допомогою якої створюють, редагують модель адаптивної нейромережевої системи, виконують навчання, візуалізують структуру, змінюють та налаштовують параметри, а також використовують ШНМ для отримання результатів нечіткого висновку.

Синтезована структура регулятора складається із чотирьох шарів (рис. 2): в першому шарі виконується процес фазифікації вхідних даних (*inputmf*), другому – агрегування значень активації умов нечіткої бази правил (*rule*), в третьому – агрегування правил виводу і генерації нормалізуючого сигналу (*outputmf*), в четвертому (вихідному) – нормалізація та формування вихідного сигналу (*output*). Перший і третій шари Ванга-Менделя [12] використовуються за замовчуванням та є параметричними. Корекція по-

чатково заданих параметрів здійснюється у процесі навчання.

В нашому випадку вибрано гібридний метод, який поділяє процес навчання на два етапи:

1 етап. Уточнюються лінійні параметри третього шару (для нечіткого логічного висновку використаний алгоритм Сугено) при фіксованих значеннях функцій належності першого шару.

2 етап. Здійснюється адаптація нелінійних параметрів першого шару.

Даний цикл повторюється до стабілізації усіх параметрів процесу чи до закінчення кількості епох навчання. Основною перевагою даного методу є поділ процесу навчання на два етапи, завдяки чому зменшується розмірність задачі оптимізації, кількість математичних операцій та збільшується швидкість виконання алгоритму.

Для навчання ННМ використано метод зворотного поширення похибки, кількість циклів навчання – 200, похибка Error tolerance рівна нулю. В процесі спостерігаємо графік зміни похибки навчання (рис.3). Мінімальна похибка навчання ННМ становить 0.033647, що свідчить про адекватність розробленої ННМ.

Структурна схема системи регулювання потужності на валі електродвигуна з адаптивним нечітким нейромережевим ПІД-регулятором показана на рисунку 4.

Аналіз показників якості адаптивного перехідного процесу показує, що час регулювання з нечітким нейромережевим регулятором становить 7.2 сек., а перерегулювання – 4.65%. Час регулювання зі стандартним ПІД-регулятором є дещо меншим (4.3 сек.), проте перерегулювання становить 8.41% (рис. 5).

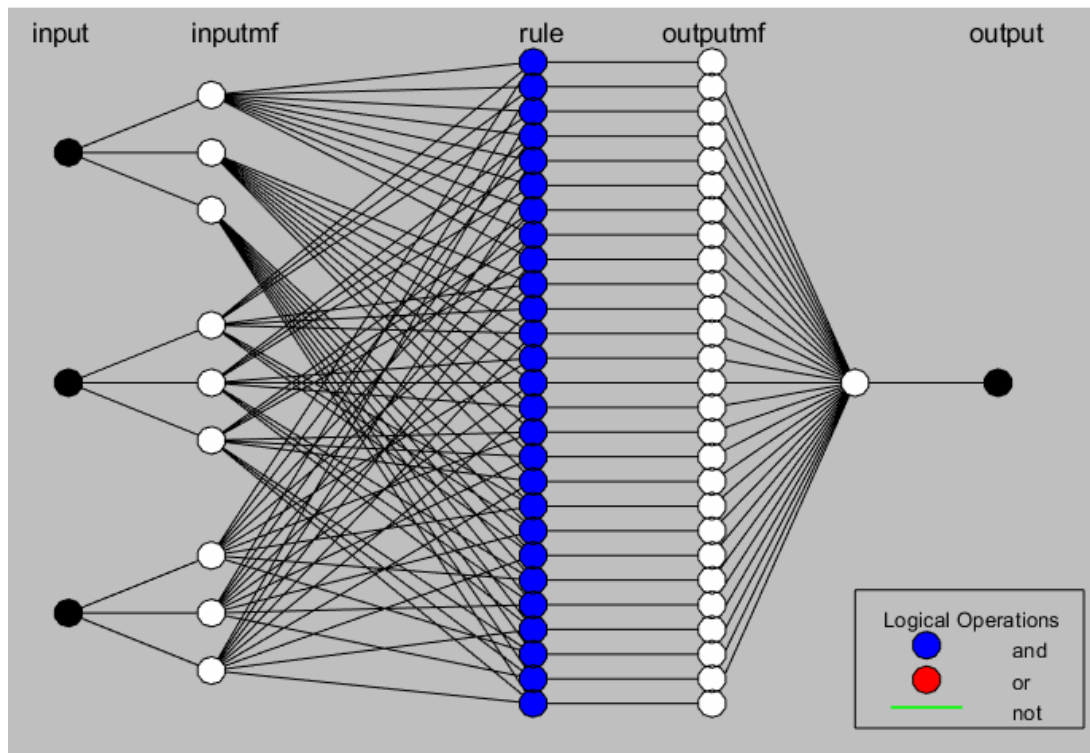


Рисунок 2 – Структура ННМ

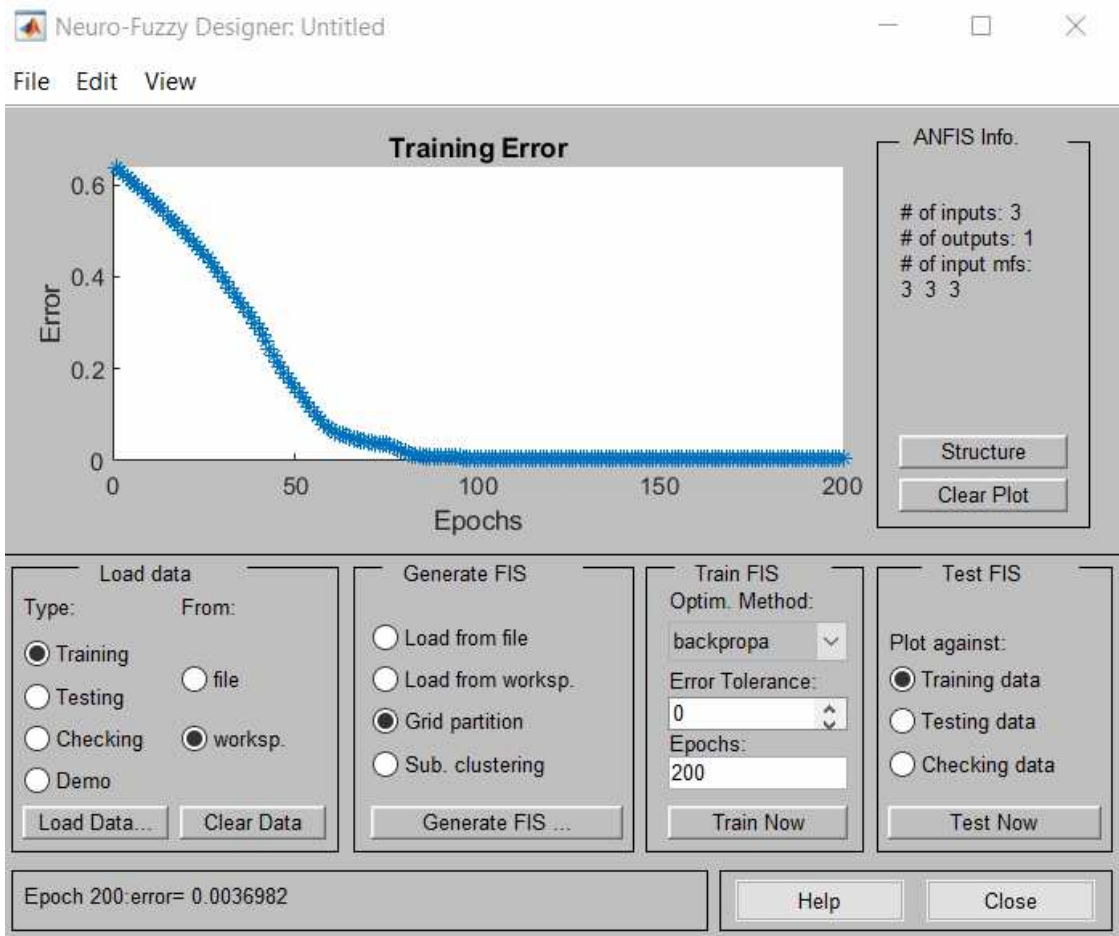


Рисунок 3 – Графік зміни похибки навчання

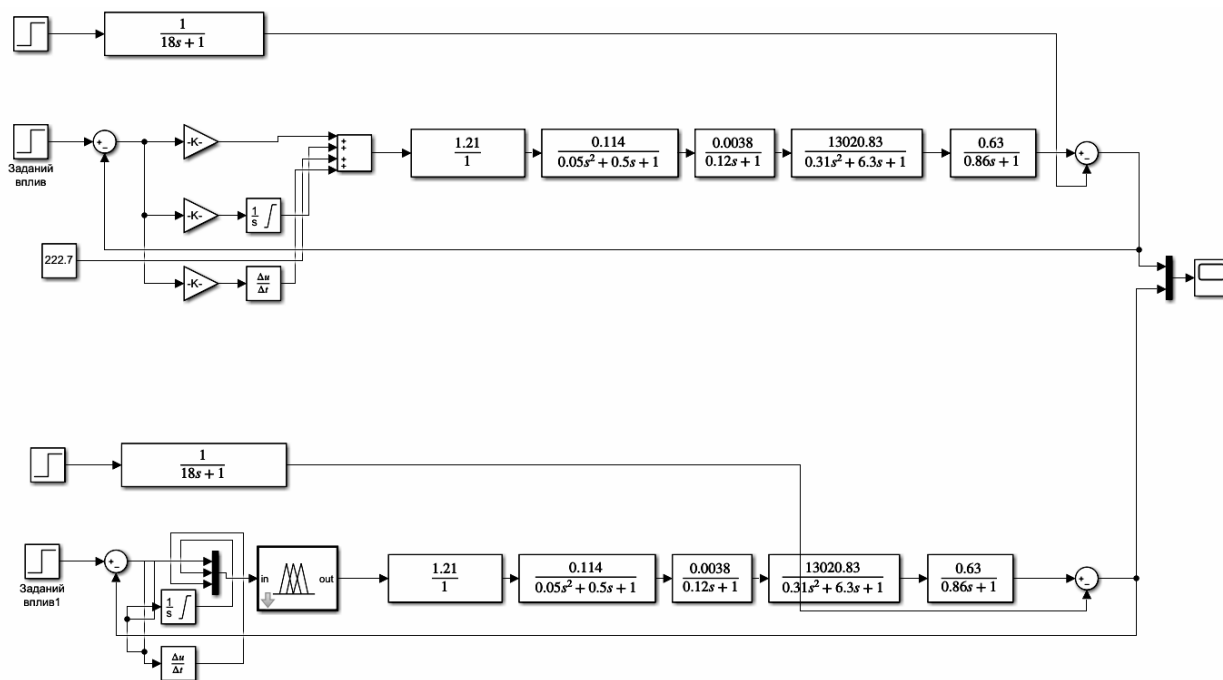


Рисунок 4 – Структурна схема системи регулювання потужності на валі електробура зі стандартним ПІД-регулятором та адаптивним нечітким ПІД-регулятором

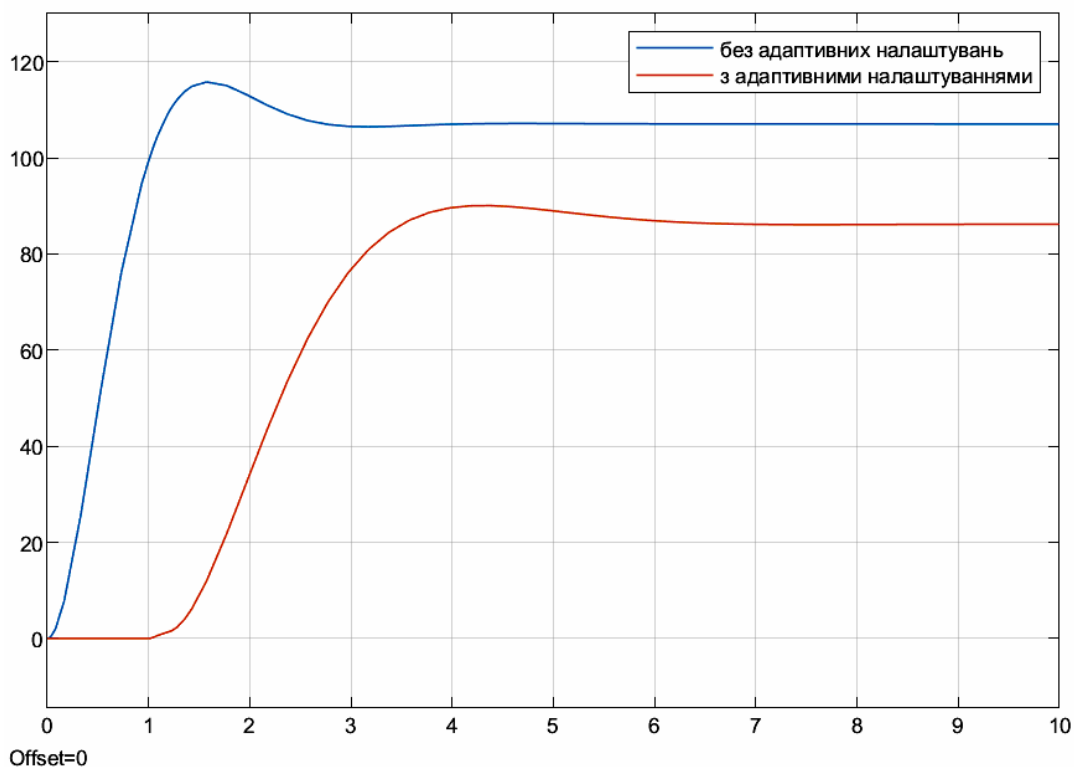


Рисунок 5 – Перехідні процеси зі використанням стандартного ПІД-регулятора та адаптивного нечіткого ПІД-регулятора

Для перевірки ННС для налаштування адаптивного нечіткого ПІД-регулятора, який регулює потужність на валі електробура, що функціонує в умовах невизначеності чи під впливом параметричного збурення, проведений експеримент в програмі Matlab (Simulink). При

цьому нова функція передачі після впливу параметричного збурення матиме вигляд:

$$W(p) = \frac{6}{13p^2 + 2p + 1}$$

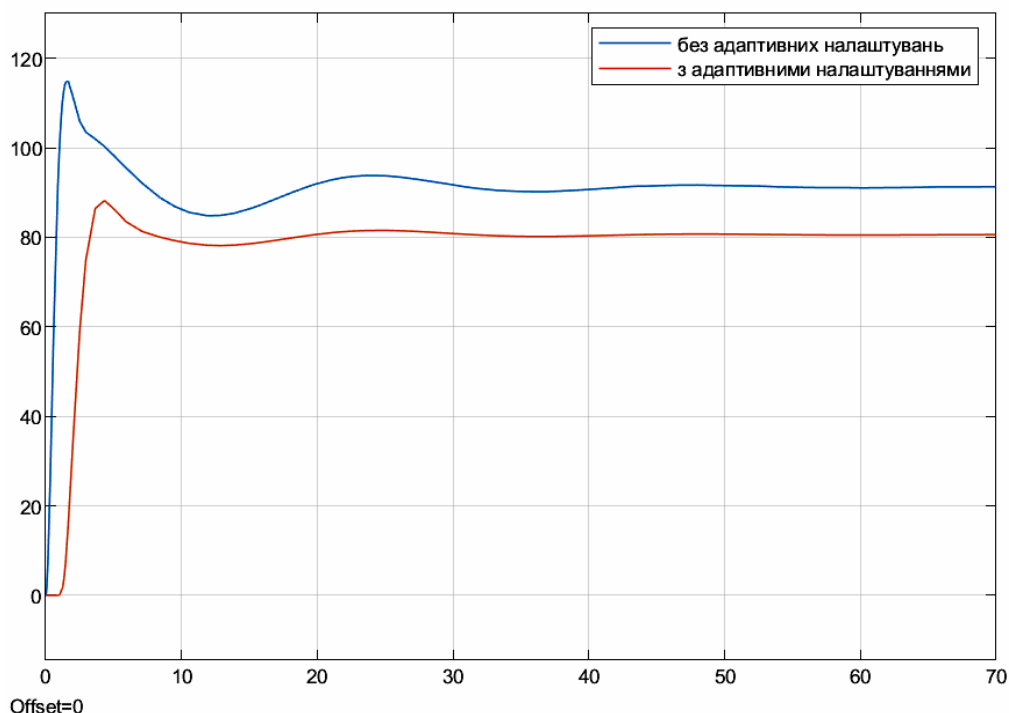


Рисунок 6 – Перехідні процеси зі використанням стандартного ПД-регулятора та адаптивного нечіткого ПД-регулятора під впливом параметричного збурення

Порівнюючи показники якості адаптивного переходного процесу (час регулювання – 34 с та перегулювання 10%) та переходного процесу зі використанням стандартного ПД-регулятора (рис. 6), можна зробити висновок, що представлений алгоритм налаштування адаптивного нечіткого ПД-регулятора на основі гібридної адаптивної системи є ефективним і може бути рекомендований для регулювання потужності на валі електробура. Використання даного алгоритму покращує процес адаптації системи регулювання потужності на валі електробура, не потребує спеціальних методів ідентифікації параметрів електробура, що, в свою чергу, лише ускладнить якість керування.

Висновки

Удосконалено структурну схему системи регулювання потужності на валі двигуна електробура для покращення показників якості функції передачі даної системи регулювання та її адаптації до змін умов функціонування електробура та виникнення зовнішніх збурень.

Розроблено алгоритм налаштування адаптивного нечіткого ПД-регулятора на основі гібридної адаптивної системи, за допомогою якого знаходяться оптимальні значення коефіцієнтів налаштування ПД-регулятора під час регулювання потужності на валі двигуна електробура в умовах невизначеності.

Показано, що використання даного алгоритму покращує процес адаптації системи регулювання потужності на валі двигуна електробура за наявності параметричного збурення порівняно з використанням стандартного алгоритму налаштування ПД-регулятора.

Література

1. Фоменко Ф. Н. Бурение скважин электробурами. Москва : Недра, 1974. 260 с.
2. Бунчак З., Дудар О., Кекот О., Турянський О. Парадокси і реальність. *Електроінформ.* 2003. № 4. С. 8-11
3. Балденко Ф. Д., Шмидт А. П. Автоматизирование системы управления режимом бурения скважин забойными двигателями. *Бурение и нефть.* 2003. № 4. С. 14-17
4. Ситников Н. Б., Семенцова А. А., Трапезников В. Т. Зависимость эффективности бурения глубоких скважин от мощности на долоте. *Горный журнал.* 1987. №1. С. 53-55.
5. Ротач В. Я. Теория автоматического управления. Москва : МЭИ, 2008. 396 с.
6. Семенцова А. О., Ужелин Я. А., Лагойда А. І. Аналіз динаміки регулювання процесу буріння нафтових і газових свердловин електробурами за умов дії факторів невизначеності. *Енергетика, контроль та діагностика об'єктів нафтогазового комплексу.* 2011. № 1 (14). С. 76-84.

7. Jin J., Huang H., Sun J., Pang Y. Study on Fuzzy Self-Adaptive PID Control System of Biomass Boiler Drum Water. *Journal of Sustainable Bioenergy Systems*. 2013. Vol. 3. P. 93-98.

8. Гостев В. И. Нечеткие регуляторы в системах автоматического управления : монография. Киев : Радиоаматор, 2008. 972 с.

9. Михайленко В. С. Алгоритм настройки адаптивного нейро-нечеткого ПИ-регулятора. *Праці Одеського політехнічного університету*. 2011. № 2 (36). С. 149-154.

10. Лукас В. А. Теория управления техническими системами : учебное пособие. Екатеринбург : УГГУ, 2005, 677 с.

11. Штовба С. Д. Проектирование нечетких систем средствами Matlab. Москва : Горячая линия – Телеком, 2007. 288 с.

12. Осовский С. Нейронные сети для обработки информации. Москва : Финансы и статистика, 2002. 344 с.

References

1. Fomenko F. N. Burenie skvazhin elektroburami. Moskva : Nedra, 1974. 260 p. [in Russian]

2. Bunchak Z., Dudar O., Kekot O., Turianskyi O. Paradoksy i realnist. *Elektroinform*. 2003. No 4. P. 8-11. [in Ukrainian]

3. Baldenko F. D., Shmidt A. P. Avtomatizirovanie sistemy upravleniya rezhimom bureniya skvazhin zaboynymi dvigatelyami. *Burenie i nef*t. 2003. No 4. P. 14-17. [in Russian]

4. Sitnikov N. B., Semencova A. A., Trapeznikov V. T. Zavisimost ehffektivnosti bureniya glubokikh skvazhin ot moshchnosti na dolote. *Gornyj zhurnal*. 1987. No 1. P. 53-55. [in Russian]

5. Rotach V. Ya. Teoriya avtomaticheskogo upravleniya. Moskva : MEHI, 2008. 396 p. [in Russian]

6. Sementsova A. O., Uzhelyn Ya. A., Lakhoida A. I. Analiz dynamiky rehuliuвання процесу буріння нафтових і газових свердловин електробурими за умов дії факторів невизначеності. *Enerhetyka, kontrol ta diahnostyka ob'ektiv naftohazovoho kompleksu*. 2011. No 1 (14). P. 76-84. [in Ukrainian]

7. Jin J., Huang H., Sun J., Pang Y. Study on Fuzzy Self-Adaptive PID Control System of Biomass Boiler Drum Water. *Journal of Sustainable Bioenergy Systems*. 2013. Vol. 3. P. 93-98.

8. Gostev V. I. Nechetkie regulatory v sistemakh avtomaticheskogo upravleniya : monografiya. Kiev : Radioamator, 2008. 972 p. [in Russian]

9. Mikhajlenko V. S. Algoritm nastrojki adaptivnogo nejro-nechetkogo PI-regulyatora. *Praci Odeskogo politekhnichnogo universitetu*. 2011. No 2 (36). P. 149-154. [in Russian]

10. Lukas V. A. Teoriya upravleniya tekhnicheskimi sistemami : uchebnoe posobie. Ekaterinburg : UGGU, 2005, 677 p. [in Russian]

11. Shtovba S. D. Proektirovanie nechetkikh sistem sredstvami Matlab. Moskva : Goryachaya liniya – Telekom, 2007. 288 p. [in Russian]

12. Osovskij S. Nejronnye seti dlya obrabotki informacii. Moskva : Finansy i statistika, 2002. 344 p. [in Russian]

ПОЗАШТАТНІ НАПРУЖЕННЯ У ПІДЗЕМНОМУ ТРУБОПРОВОДІ ВІД СТАТИЧНОГО ТА ДИНАМІЧНОГО РОЗВОРОТУ ДЕКІЛЬКОХ БЛОКІВ ОСНОВИ

М. І. Васьковський¹, А. Б. Струк², М. В. Маковійчук³, І. П. Шацький³

¹АТ “НАК “Нафтогаз України”; 01601, м. Київ, вул. Б. Хмельницького, 6, тел. (099) 658-60-01, e-mail: Vaskovskyi@naftogaz.com

²НВЦ технічної діагностики “Техдіагаз”; 76011, м. Івано-Франківськ, вул. Січинського, 3В, тел. (097)9313537, e-mail: andrij_struk@ukr.net

³Івано-Франківський відділ Інституту прикладних проблем механіки і математики ім. Я. С. Підстригача НАН України; 76002, м. Івано-Франківськ, вул. Микитинецька, 3, тел. (050)7832439, e-mail: makoviy@ua.fm, ipshatsky@gmail.com

Розглядаються питання прогнозування міцності підземних трубопроводів, які прокладені на сейсмоактивних територіях, через ділянки, складені з відносно жорстких рухливих блоків. У таких небезпечних зонах, окрім штатного навантаження тиском транспортованого продукту, труба зазнає додаткових впливів від рухів фрагментів блочної основи. Як показують літературні дані, задачі про вплив взаємодії розломів на напружений стан трубопроводу на сьогодні не досліджені. Метою роботи є розвиток моделі для аналізу позаштатних напружень у підземному трубопроводі на пошкодженій основі, спричинених статичними або гармонічними за часом взаємними розворотами блоків довкола осі труби обабіч декількох розломів. Статичну рівновагу та гармонічні коливання трубопроводу досліджували у лінійній постановці, моделюючи його стержнем з кільцевим поперечним перерізом. Інерцію транспортованого продукту не брали до уваги. Для розгляду питань граничної рівноваги труби використали безмоментну теорію оболонок та енергетичну теорію міцності. Грунтову засипку, що працює на зсув, розглядали як тонкий пружний прошарок Вінклера. Множинне пошкодження суцільної основи подається у вигляді кількох розломів, на яких має місце розрив кута повороту довкола осі труби. Сформулювали крайові задачі для диференціальних рівнянь статичного скруту та крутих гармонічних коливань з розривними правими частинами. На підставі аналітичних розв’язків цих задач для випадків антисиметричного та симетричного розвороту блоків основи досліджено розподіли кута закручування та еквівалентного напруження в трубі, залежні від віддалі між розломами та від частоти вимушених коливань системи.

Ключові слова: підземний трубопровід, статика, гармонічні коливання, напруження, взаємодія розломів, розворот блоків основи.

Рассматриваются вопросы прогнозирования прочности подземных трубопроводов, проложенных на сейсмоактивных территориях через участки, сложенные из относительно жестких подвижных блоков. В таких опасных зонах, кроме штатного нагружения давлением транспортируемого продукта, труба испытывает дополнительные воздействия от движений фрагментов блочного основания. Как показывают литературные данные, задачи о влиянии взаимодействия разломов на напряженное состояние трубопровода на сегодня не исследованы. Целью работы является развитие модели для анализа внештатных напряжений в подземном трубопроводе на поврежденной основе, вызванных статическими или гармоническими во времени взаимными разворотами блоков вокруг оси трубы вблизи нескольких разломов. Статическое равновесие и гармонические колебания трубопровода исследовали в линейной постановке, моделируя его стержнем с кольцевым поперечным сечением. Инерцию транспортируемого продукта не принимали во внимание. Для рассмотрения вопросов предельного равновесия трубы использовали безмоментную теорию оболочек и энергетическую теорию прочности. Грунтовую засыпку, работающую на сдвиг, рассматривали как тонкий упругий слой Винклера. Множественное повреждение сплошного основания представляется в виде нескольких разломов, на которых имеет место разрыв угла поворота вокруг оси трубы. Сформулированы краевые задачи для дифференциальных уравнений статического кручения и крутящих гармонических колебаний с разрывными правыми частями. На основании аналитических решений этих задач для случаев антисимметричного и симметричного разворота блоков основания исследованы распределения угла закручивания и эквивалентного напряжения в трубе, зависящие от расстояния между разломами и от частоты вынужденных колебаний системы.

Ключевые слова: подземный трубопровод, статика, гармонические колебания, напряжения, взаимодействие разломов, разворот блоков основания.

The article discusses the issues of forecasting the strength of underground pipelines laid in seismically active areas through sections composed of relatively rigid moving blocks. In such dangerous areas, in addition to the normal pressure load of the transported product, the pipe is subjected to additional effects from the movements of the fragments of the block foundation. As the literature data show, the problems of the influence of the interaction of faults on the stress state of the pipeline have not yet been studied. The aim of the study is to develop a model for the analysis of abnormal stresses in the underground pipeline on a damaged foundation caused by static or time-harmonic reciprocal turns of the blocks around the axis of the pipe on both sides of several faults. Static equilibrium and harmonic oscillations of the pipeline are investigated in a linear setting, modelling it with a rod with an annular cross section. The inertia of the transported product is not taken into account. To consider the issues of the ultimate equilibrium of the pipe, the momentless theory of shells and the energy theory of strength are used. The soil backfill is considered as Winkler's elastic layer. Multiple damages to the solid foundation are presented in the form of several faults on which there is a rupture of the angle of rotation around the axis of the pipe. We formulated boundary value problems for differential equations of static torsion and torsional harmonic oscillations with discontinuous right-hand sides. Based on the analytical solutions of these problems for the cases of antisymmetric and symmetrical reversal of the foundation blocks, the distributions of the torsion angle and equivalent stress in the pipe, depending on the distance between faults and the frequency of forced oscillations of the system, are investigated.

Key words: underground pipeline, statics, harmonic oscillations, stresses, fault interaction, reversal of foundation blocks.

Вступ

Для обґрунтованого аналізу ризиків експлуатації трубопровідних систем, що пронизують території тектонічних розломів, необхідно розвивати моделі та методи розрахунку напружено-деформованого та граничного станів трубопроводів у місцях локального пошкодження основи, яка на таких проблемних ділянках структурно виглядає як система взаємно рухомих блоків. Поведінку трубопроводу в складних гірничо-геологічних умовах вивчають, залучаючи підходи гідро- та інженерної геології, механіки та реології ґрунтів, теорії тонких стержнів та оболонок, механіки руйнування. Незважаючи на різноманіття цих моделей, передбачити рівень силового навантаження на трубопровід від основи на аномальних ділянках всередині складно [1–4]. Іноді дослідники обмежуються лише оцінюванням допустимих навантажень на трубопровід на зсувонебезпечних ділянках [5–7], все частіше для дослідження поведінки трубопроводів на порушених територіях застосовується числовий аналіз та імітаційне моделювання [8–10].

У попередніх працях авторів [11, 12] запропоновано методіку аналітичної оцінки позаштатних статичних напружень у трубопроводі під тиском за кінематичними параметрами локалізованих пошкоджень основи. Досліджено вплив статичних розривів переміщень та кутів повороту на поодинокому розломі для безмежного трубопроводу [11, 12] та для трубопроводу з анкерним кріпленням [13]. Згодом цю методіку розповсюдили на випадки вібрації [14, 15] та раптового руху [16] фрагментів основи обабіч ізольованого пошкодження. Проведений нами аналіз літературних джерел свідчить про

те, що питання про вплив декількох розломів на граничний стан трубопроводу досі не вивчалися.

Мета цієї статті полягає у розвитку моделі для аналізу позаштатних напружень у підземному трубопроводі на пошкодженій основі, спричинених статичними або гармонічними за часом взаємними розворотами блоків довкола осі труби обабіч декількох розломів. Передбачається вирішення таких задач: опис ключових гіпотез моделі, формулювання крайових задач статичного та стаціонарного динамічного скруту трубопроводу, побудова аналітичних розв'язків задач для випадків антисиметричного та симетричного розвороту фрагментів основи, аналіз впливів віддалі між розломами та частоти вимушених коливань на напружено-деформований стан труби.

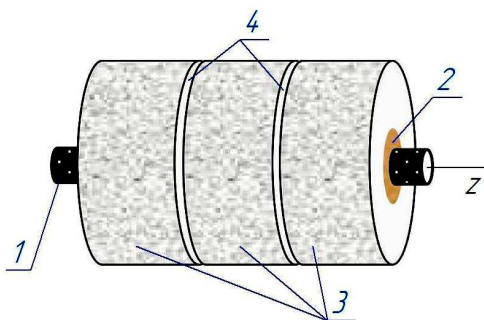
Статичний скрут трубопроводу на блокової основі

Розглянемо прямолінійний трубопровід, який перебуває під штатним внутрішнім тиском транспортованого продукту і взаємодіє з блоковою основою через шар ґрунтової засипки (рис. 1). Фрагменти (блоки) пошкодженої основи обабіч розломів здійснюють повороти довкола осі трубопроводу. Величина та напрям цих поворотів вважаються заданими. У цьому розділі у статичній постановці досліджуємо позаштатні напруження в трубопроводі, спричинені таким кінематичним збуренням.

Сумістимо вісь z з віссю труби. Нехай основа поділена на три блоки пошкодженнями (розломами), локалізованими в точках $z = \pm a$.

Прийmemo основні припущення одновимірної моделі, описаної в працях [11, 12]. Це означає: аналіз проводимо в геометрично та

фізично лінійній постановці; трубопровід моделюємо нескінченним прямолінійним трубчастим стержнем; блоки основи вважаємо абсолютно жорсткими; поведінку тонкого шару ґрунтової засипки описуємо гіпотезою Вінклера; кінематику взаємних поворотів фрагментів основи задаємо розривними функціями від осової координати; міцність трубопроводу оцінюємо, сумуючи штатні та позаштатні напруження; при цьому труба вважається безмоментною оболонкою.



1 – труба, 2 – ґрунтовий шар, 3 – блоки основи, 4 – пошкодження (розломи)
Рисунок 1 – Схема підземного трубопроводу на пошкодженій основі

На підставі згаданих гіпотез сформулювали крайову задачу статичного скруту нескінченного стержня, яка включає рівняння рівноваги з урахуванням спряження через пружний прошарок [17]:

$$\frac{d^2 \varphi_z}{dz^2} - \lambda^2 (\varphi_z - \varphi_z^0) = 0, \quad -\infty < z < \infty, \quad (1)$$

та крайові умови на безмежності:

$$\frac{d\varphi_z}{dz}(\pm\infty) = 0. \quad (2)$$

Тут прийнято позначення:

z – осьова координата;

$\varphi_z(z)$ – кут закручування трубопроводу;

$$\lambda = \sqrt{\frac{\pi D^3 k_\tau}{4GJ_p}} \approx \sqrt{\frac{k_\tau}{Gh}} \quad \text{– коефіцієнт защем-$$

лення;

GJ_p – жорсткість труби щодо скруту;

G – модуль зсуву матеріалу труби;

D, h – зовнішній діаметр та товщина стінки труби;

k_τ – коефіцієнт зсувної жорсткості ґрунтової постелі;

задана кусково-стала функція розвороту основи

$$\varphi_z^0(z) = \varphi_z^0(-\infty) + \Theta_1 H(z+a) + \Theta_2 H(z-a); \quad (3)$$

$\varphi_z^0(-\infty)$ – кут повороту крайнього лівого блоку основи;

Θ_1, Θ_2 – стрибки кута повороту блоків основи при переході через розломи $z = -a$ та $z = a$ відповідно;

$H(\dots)$ – функція Гевісайда,

$2a$ – віддаль між пошкодженнями.

Детально розглядали два випадки кінематичного збурення основи обабіч розломів.

Перший варіант – антисиметричний скрут. Нехай у формулі (3) $\varphi_z^0(-\infty) = -\Theta$, $\Theta_1 = \Theta$, $\Theta_2 = \Theta$. Тоді вираз

$$\varphi_z^0(z) = \frac{\Theta}{2} (\text{sgn}(z+a) + \text{sgn}(z-a)) \quad (4)$$

означає, що два півнескінченні фрагменти основи повертаються у різні боки на кут Θ відносно нерухомого середнього.

Другий варіант – симетричний скрут. Якщо у формулі (3) $\varphi_z^0(-\infty) = 0$, $\Theta_1 = \Theta$, $\Theta_2 = -\Theta$, то

$$\varphi_z^0(z) = \frac{\Theta}{2} (\text{sgn}(z+a) - \text{sgn}(z-a)), \quad (5)$$

тобто середній фрагмент основи повертається на кут Θ відносно нерухомих крайніх.

Аналітичний розв'язок крайової задачі (1), (2) побудували за результатами праць [11, 12]. Так, для антисиметричного збурення (4)

$$\varphi_z(z) = \Theta (\varphi_z^*(z+a) + \varphi_z^*(z-a)), \quad (6)$$

а для симетричного збурення (5)

$$\varphi_z(z) = \Theta (\varphi_z^*(z+a) - \varphi_z^*(z-a)). \quad (7)$$

Тут:

кут повороту труби, спричинений одиничним взаємним розворотом блоків при $z = 0$ [11, 12];

$$\varphi_z^*(z) = \frac{1}{2} \left(1 - \exp\left(-\frac{|z|}{\gamma_\theta}\right) \right) \text{sgn } z;$$

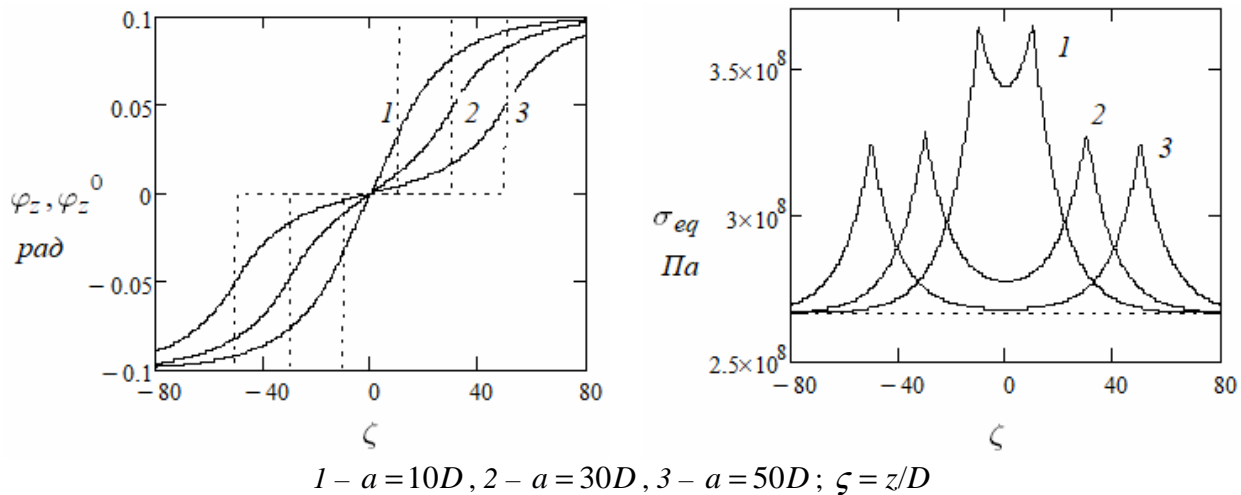
$\gamma_\theta = 1/\lambda \approx \sqrt{Gh/k_\tau}$ – характерний лінійний розмір системи “ґрунт – труба” (обернений до коефіцієнта защемлення).

За розв'язками (6) та (7) компоненти тензора напружень у стінці труби знаходимо із співвідношень:

$$\sigma_z = \nu p \frac{D}{2h}, \quad \sigma_\theta = p \frac{D}{2h}, \quad \tau_{z\theta} = G \frac{D}{2} \frac{d\varphi_z}{dz}. \quad (8)$$

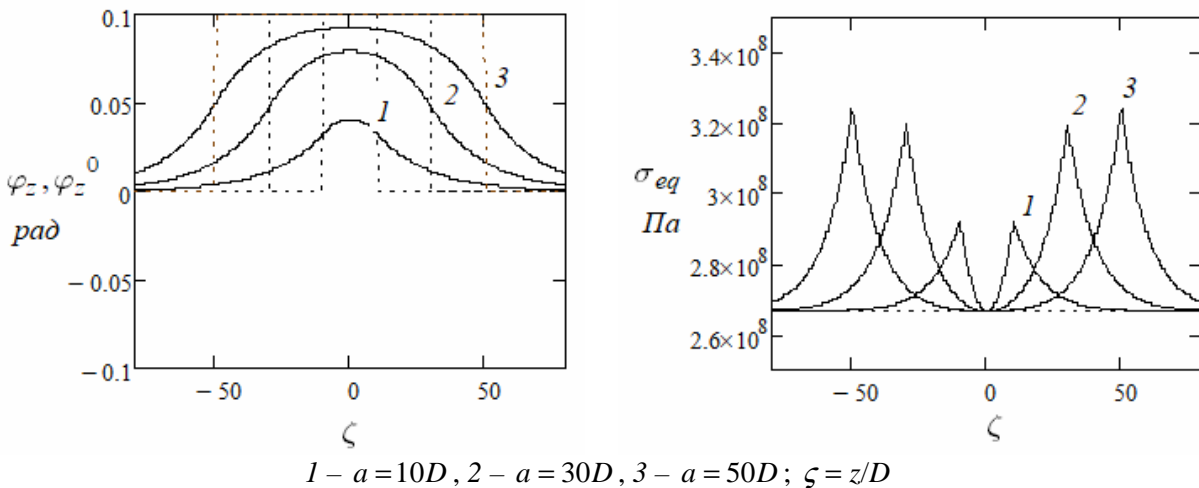
Тут p – внутрішній тиск у трубопроводі;

ν – коефіцієнт Пуассона матеріалу труби; нормальні напруження викликані штатним внутрішнім тиском p , а дотичне напруження – збуренням від повороту блоків основи.



1 – $a = 10D$, 2 – $a = 30D$, 3 – $a = 50D$; $\zeta = z/D$

Рисунок 2 – Розподіл кута закручування та еквівалентного напруження вздовж осі труби (статика, антисиметрична задача)



1 – $a = 10D$, 2 – $a = 30D$, 3 – $a = 50D$; $\zeta = z/D$

Рисунок 3 – Розподіл кута закручування та еквівалентного напруження вздовж осі труби (статика, симетрична задача)

Для аналізу граничного рівноваги труби використали енергетичну теорію міцності [16]:

$$\sigma_{eq} \equiv \sqrt{\sigma_z^2 - \sigma_z \sigma_\theta + \sigma_\theta^2 + 3\tau_{z\theta}^2} \leq [\sigma], \quad (9)$$

$\sigma_{eq}, [\sigma]$ – еквівалентне та допустиме напруження.

Числові розрахунки виконали, прийнявши для підземного магістрального трубопроводу: $D = 1420 \text{ мм}$, $h = 18 \text{ мм}$, $G = 8,1 \cdot 10^{10} \text{ Па}$, $\nu = 0,3$, а для шару ґрунтової засипки – $k_\tau = 2 \text{ МПа/м}$. Внутрішній тиск p вважали таким, що створює у трубі тангенціальне напруження $\sigma_\theta = 300 \text{ МПа}$. Кут повороту довкола осі труби $\Theta = 0,1 \text{ рад} \approx 6^\circ$. Значення піввіддалі між розломами основи варіювали: $a = 10D; 30D; 50D$.

За формулами (6)–(9) побудували графіки статичного розподілу кута закручування трубо-

проводу та еквівалентного напруження стінці труби у разі антисиметричної (рис. 2) та симетричної (рис. 3) задачі. Штриховими лініями відзначено розривні функції повороту основи (4) та (5).

Бачимо, що ефекти взаємодії розломів за антисиметричного та симетричного скруту принципово відрізняються між собою. У разі асиметричного розвороту крайніх блоків основи зменшення віддалі між розломами супроводжується істотним зростанням еквівалентних напружень (див. рис. 2). У той же час при повороті середнього блоку основи зближення розломів призводить загалом до зменшення напружень у трубі (див. рис. 3).

Крутні коливання трубопроводу на пошкодженій основі

Розглянемо тепер усталені крутні коливання трубопроводу, спричинені гармонічними за

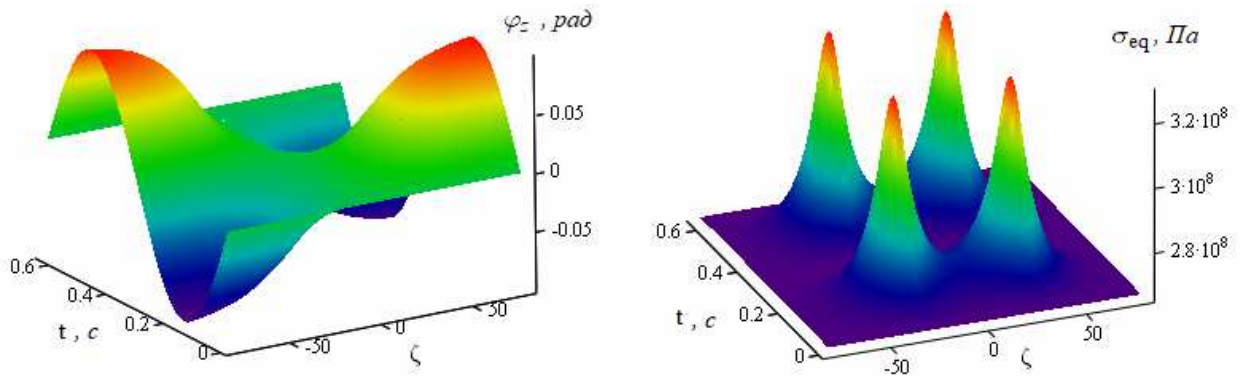


Рисунок 4 – Просторово-часовий розподіл кута закручування та еквівалентного напруження (коливання, антисиметрична задача); $\zeta = z/D$

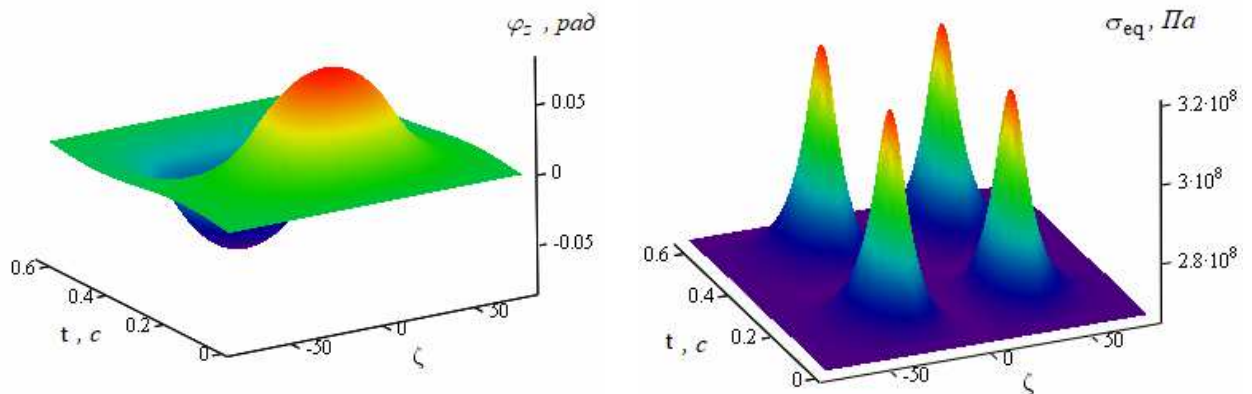


Рисунок 5 – Просторово-часовий розподіл кута закручування та еквівалентного напруження (коливання, симетрична задача); $\zeta = z/D$

часом взаємними розворотами фрагментів пошкодженої основи. Кінетичним моментом транспортованого продукту нехтуємо порівняно з кінетичним моментом труби. Задачу стаціонарної динаміки нескінченного стержня сформулювали без початкових умов [17]:

$$\frac{\partial^2 \varphi_z}{\partial z^2} - \lambda^2 (\varphi_z - \varphi_z^0) = \frac{1}{c_2^2} \frac{\partial^2 \varphi_z}{\partial t^2},$$

$$-\infty < z < \infty, \quad t > 0, \quad (10)$$

$$\frac{\partial \varphi_z}{\partial z}(\pm\infty) = 0, \quad t > 0. \quad (11)$$

Тут:

z, t – осьова координата та час;

$\varphi_z(z, t)$ – динамічний кут закручування;

$c_2 = \sqrt{G/\rho}$ – швидкість розповсюдження хвилі зсуву;

ρ – густина матеріалу труби;

задана функція розвороту основи

$$\varphi_z^0(z, t) = \left\{ \varphi_z^0(-\infty) + \Theta_1 H(z+a) + \Theta_2 H(z-a) \right\} \sin \omega t;$$

Θ_1, Θ_2 – амплітуди розривів кута повороту блоків основи при переході через розломи $z = -a$ та $z = a$ відповідно;

ω – частота вимушених коливань.

Інші позначення такі, як у формулах (1), (2).

Подібно до задачі статики досліджували два варіанти збурення основи: гармонічні повороти крайніх блоків у протифазі відносно нерухомого середнього фрагмента (антисиметрія):

$$\varphi_z^0(z, t) = \frac{\Theta}{2} (\text{sgn}(z+a) + \text{sgn}(z-a)) \sin \omega t, \quad (12)$$

та гармонічні коливання середнього блоку відносно нерухомих крайніх (симетрія):

$$\varphi_z^0(z, t) = \frac{\Theta}{2} (\text{sgn}(z+a) - \text{sgn}(z-a)) \sin \omega t. \quad (13)$$

Для кінематичних збурень (12) та (13) отримали аналітичні розв'язки задачі динамічного скруту –

$$\varphi_z(z, t) = \Theta (\Phi_z^*(z+a) + \Phi_z^*(z-a)) \sin \omega t \quad (14)$$

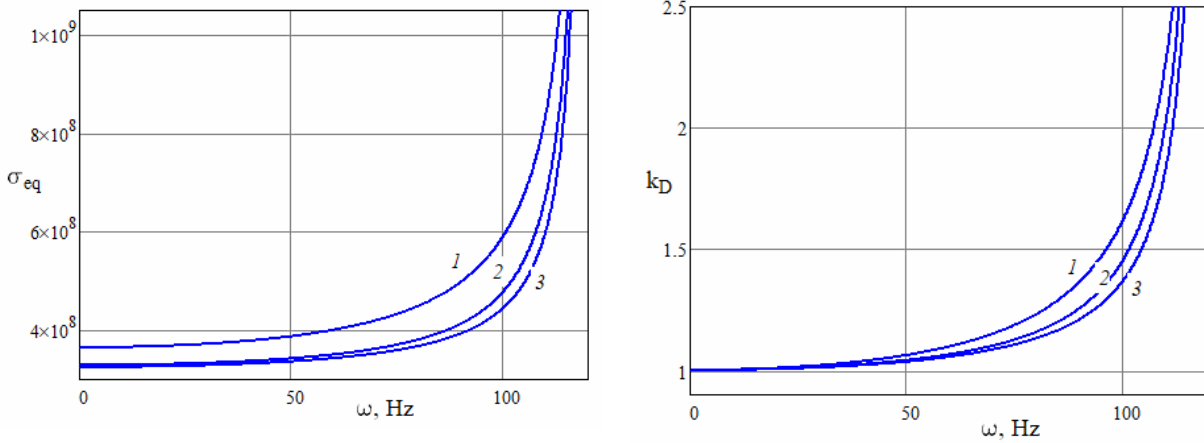
та

$$\varphi_z(z, t) = \Theta (\Phi_z^*(z+a) - \Phi_z^*(z-a)) \sin \omega t \quad (15)$$

відповідно.

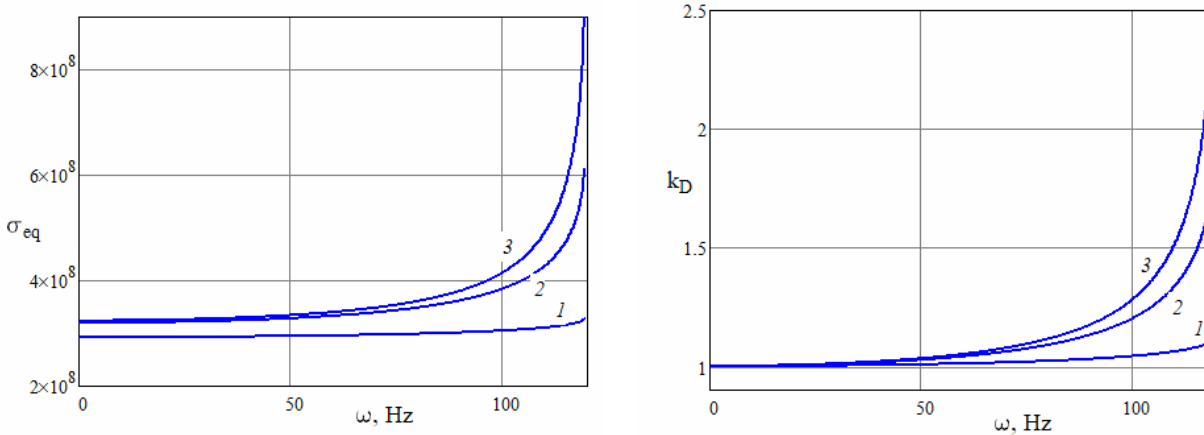
Тут:

амплітуда коливань труби для поодинокого розлому



1 – $a = 10D$, 2 – $a = 30D$, 3 – $a = 50D$

Рисунок 6 – Частотні залежності максимального еквівалентного напруження та коефіцієнта динамічності (антисиметрична задача)



1 – $a = 10D$, 2 – $a = 30D$, 3 – $a = 50D$

Рисунок 7 – Частотні залежності максимального еквівалентного напруження та коефіцієнта динамічності (симетрична задача)

$$\Phi_z^*(z) = \frac{\operatorname{sgn} z}{2 \left(1 - \frac{\omega^2}{\omega_0^2}\right)} \left(1 - \exp\left(-\sqrt{1 - \frac{\omega^2}{\omega_0^2}} \frac{|z|}{\gamma_\theta}\right)\right);$$

$$\omega_0 = \lambda c_2 = \frac{c_2}{\gamma_\theta} \approx \sqrt{\frac{k_\tau}{\rho h}} - \text{частота відсікання.}$$

Числовий аналіз амплітуди динамічних полів для різних віддалей між пошкодженнями проводили за формулами (14), (15) та (8), (9). Під час розрахунків користувались такими ж параметрами, як у статичній задачі. При $\rho = 7,8 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ значення частоти відсікання становить $\omega_0 \approx 119 \text{ Гц}$.

Графіки зміни просторового розподілу кута закручування та еквівалентного напруження за період коливань при фіксованих $\omega = 10 \text{ Гц}$ та $a = 30D$ зображені на рис. 4 і 5 відповідно для антисиметричної та симетричної задачі. Аналіз результатів показав, що при гармонічному збудженні кут повороту та дотичне напруження є

гармонічними функціями від часу, тоді як еквівалентне напруження є загалом періодичною функцією від часу, яка змінюється з удвічі більшою частотою. Зазначене є наслідком нелінійності умови міцності. Із збільшенням частоти збудження амплітуда коливань труби зростає, прямуючи до безмежності при $\omega \rightarrow \omega_0$. Найбільші значення еквівалентного напруження спостерігаємо в місцях розломів. Із збільшенням частоти коливань коефіцієнт защемлення зменшується, отож ширина піків напружень зростає, а це сприяє підсиленню взаємодії пошкоджень при усталеній вібрації. Залежності максимального на періоді еквівалентного напруження в трубі $\max \sigma_{eq} = \sigma_{eq}(\pm a, \pi/(2\omega))$ та коефіцієнта динамічності $k_D = \max \sigma_{eq}^{dyn} / \max \sigma_{eq}^{cm}$ від частоти вимушених коливань для різних віддалей між розломами показані на рис. 6, 7. Ефект інтерференції пошкоджень якісно такий самий, як у задачах статички.

Висновки

Розроблена модель деформування підземного трубопроводу на пошкодженій основі дозволяє оцінити кінематику, напружено-деформований та граничний стан труби за заданими параметрами статичного та вібраційного розвороту фрагментів блочної основи.

За розв'язками задач статичного та динамічного скруту встановлено, що зближення пошкоджень основи призводить до збільшення (зменшення) еквівалентних напружень у трубі при антисиметричному (симетричному) розвороті блоків основи.

Коефіцієнт динамічності напружень зростає із збільшенням частоти гармонічних коливань, прямуючи до безмежності в околі частоти відсікання.

Значення частоти відсікання залежить тільки від жорсткості шару ґрунтової засипки, від густини матеріалу труби та від товщини її труби. На частоту відсікання практично не впливають ні діаметр, ні жорсткість матеріалу трубопроводу.

Започатковані у цій статті дослідження доцільно розповсюдити на задачі нестационарної динаміки трубопроводів, споруджених на пошкодженій основі.

Література

1. Айнбиндер А. Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость. Справочное пособие. М.: Недра, 1992. 287 с.
2. Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы. Проектирование и строительство. М.: Недра, 1982. 384 с.
3. Мазур И. И., Иванцов О. М. Безопасность трубопроводных систем. М.: ИЦ „ЕЛИМА”, 2004. 1104 с.
4. Харионовский В. В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. М.: Недра, 2000. 467 с.
5. Trifonov O. V., Cherniy V. P. Elastoplastic stress-strain analysis of buried steel pipelines subjected to fault displacements with account for service loads. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*. 2012. Vol. 33, Issue 1. P. 54–62.
6. Velychkovych A. S., Andrusyak A. V., Pryhorovska T. O., Ropyak L. Y. Analytical model of oil pipeline overground transitions, laid in mountain areas. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*. 2019. Vol. 74, Article Number 65.
7. Крижанівський Є. І., Рудко В. П., Шацький І. П. Оцінка допустимих навантажень на

трубопровод у зоні сповзань ґрунту. *Фіз.-хім. механіка матеріалів*. 2004. Т. 40, № 4. С. 98–100.

8. Vazouras P., Karamanos S.A., Dakoulas P. Mechanical behavior of buried pipes crossing active strike-slip faults. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*. 2012. Vol. 61. P. 164–180.

9. Zhang J., Liang Z., Han C. J. Finite element analysis of wrinkling of buried pressure pipeline under strike-slip fault. *Mechanika*. 2015. Vol. 21, Issue 3. P. 31–36.

10. Орыняк И. В., Богдан А. В. Проблема больших перемещений подземных трубопроводов. Сообщ. 1. Разработка численной процедуры. *Пробл. прочности*. 2007. № 3. С. 51–74.

11. Шацький І. П., Струк А. Б. Напружений стан трубопроводу в зонах локального руйнування ґрунту. *Пробл. прочности*. 2009. № 5. С. 127–133.

12. Шацький І. П., Струк А. Б. Деформування підземного трубопроводу в місцях локального руйнування основи. *Доп. НАН України*. 2009. № 12. С. 69–74.

13. Струк А. Б. Напруження у підземному трубопроводі від пошкодження основи поблизу анкерного кріплення. *Нафтогазова енергетика*. 2019. № 2(32). С. 53–60.

14. Shatskyi I., Struk A., Vaskovskyi M. Static and dynamic stresses in pipeline built on damaged foundation. *Trans. VŠB – TU Ostrava, Civ. Eng. Ser.* 2017. Vol. 17, Issue 2. P. 119–124.

15. Shatskyi I., Vaskovskyi M., Aksionov V., Venhrynyuk T. Cyclic straining of pressurized buried pipeline crossing the fault. *Proc. 22nd Int. Sci. Conf. “MECHANIKA 2017” (19 May 2017, Kaunas, Lithuania)*. Kaunas, 2017. P. 351–354.

16. Васьковський М. І. Динамічний скрут підземного трубопроводу від раптового повороту фрагмента основи. *Нафтогазова енергетика*. 2020. № 1 (33). С. 66–72.

17. Rabotnov Y. N. Mechanics of deformable solids. М.: Nauka, 1988. 712 p.

References

1. Aynbinder A. B. Raschet magistralnyh i promyslovyh truboprovodov na prochnost i ustoychivost. Spravochnoe posobie. М.: Nedra, 1992. 287 p. [in Russian]
2. Borodavkin P. P. Podzemnyie magistralnyie truboprovody. Proektirovanie i stroitelstvo. М.: Nedra, 1982. 384 p. [in Russian]
3. Mazur I. I., Ivantsov O. M. Bezopasnost truboprovodnyh sistem. М.: ELIMA, 2004. 1104 p. [in Russian]

4. Kharionovskii V. V. Nadezhnost i resurs konstruksiy gazoprovodov. M.: Nedra, 2000. 467 p. [in Russian]
5. Trifonov O. V. Cherniy V. P. Elastoplastic stress-strain analysis of buried steel pipelines subjected to fault displacements with account for service loads. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*. 2012. Vol. 33, Issue 1. P. 54–62.
6. Velychkovych A. S., Andrusyak A. V., Pryhorovska T. O., Ropyak L. Y. Analytical model of oil pipeline overground transitions, laid in mountain areas. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*. 2019. Vol. 74, Article Number 65.
7. Kryzhanivskyi E. I., Rudko V. P., Shats'kyi I. P. Estimation of admissible loads upon a pipeline in the zone of sliding ground. *Materials Science*. 2004. Vol. 40, Issue 4. P. 547–551. [in Ukrainian]
8. Vazouras P., Karamanos S. A., Dakoulas P. Mechanical behavior of buried pipes crossing active strike-slip faults. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*. 2012. Vol. 61. P. 164–180.
9. Zhang J., Liang Z., Han C. J. Finite element analysis of wrinkling of buried pressure pipeline under strike-slip fault. *Mechanika*. 2015. Vol. 21, Issue 3. P. 31–36.
10. Orynyak I. V., Bogdan A. V. Problem of large displacements of buried pipelines. Part 1. Working out a numerical procedure. *Strength of Materials*. 2007. Vol. 39, Issue 3. P. 257–274. [in Russian]
11. Shats'kyi I. P., Struk A. B. Stressed state of pipeline in zones of soil local fracture. *Strength of Materials*. 2009. Vol. 41, Issue 5. P. 548–553. [in Ukrainian]
12. Shatskyi I. P., Struk A. B. Deformuvannya pidzemnoho truboprovodu v mistsiakh lokalnoho ruinuвання osnovy. *Dop. NAN Ukrainy*. 2009. Nr 12. P. 69–74. [in Ukrainian]
13. Struk A. B. Underground pipeline stresses caused by damage near anchor mounting. *Oil and Gas Power Eng*. 2019. No 2(32). P. 53–60. [in Ukrainian]
14. Shatskyi I., Struk A., Vaskovskyi M. Static and dynamic stresses in pipeline built on damaged foundation. *Trans. VŠB – TU Ostrava, Civ. Eng. Ser.* 2017. Vol. 17, Issue 2. P. 119–124.
15. Shatskyi I., Vaskovskyi M., Aksionov V., Venhrynyuk T. Cyclic straining of pressurized buried pipeline crossing the fault. *Proc. 22nd Int. Sci. Conf. "MECHANIKA 2017" (19 May 2017, Kaunas, Lithuania)*. Kaunas, 2017. P. 351–354.
16. Vaskovskyi M. I. Dynamic torsion of underground pipeline due to sudden rotation of foundation fragment. *Oil and Gas Power Engineering*. 2020. No 1 (33). P. 66–72. [in Ukrainian]
17. Rabotnov Y. N. Mechanics of deformable solids. M.: Nauka, 1988. 712 p.

Наука — виробництву

УДК 622.24.065

DOI: 10.31471/1993-9973-2020-3(76)-61-70

АНАЛІЗ ЧИННИКІВ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ТРАЄКТОРІЮ РУХУ СИТОПОЛОТНА ВІБРОСИТА

Н. В. Федоляк, М. М. Лях, В. В. Михайлів

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727101,
e-mail: no@nimg.edu.ua

Оскільки форма траєкторії руху ділянок ситополотна вібросита суттєво впливає на ефективність очищення бурового розчину від вибуреної породи, в даній статті визначено та проаналізовано чинники, що впливають на формування траєкторії руху ситополотна. При цьому досліджено характер руху частинок вибуреної породи. Рівняння руху точки віброграми і певної ділянки ситополотна може бути описане неоднорідним диференціальним рівнянням другого порядку (рівнянням Ньютона). Також розглянуто рівняння траєкторії руху віброрами, що враховує вплив на траєкторію руху кількості бурового розчину, який знаходиться в певний момент часу на ситополотні. Враховано складну систему бурового розчину, який перебуває на ситополотні і складається з рідини та твердих фракцій – мулу, піску та шламу. Кожна з складових бурового розчину в різні періоди часу в залежності від положення на ситополотні рухаються з різними траєкторіями і різними іншими змінними параметрами по довжині ситополотна. Так, рідина та глина рухаються без відриву від ситополотна, а шлам та зкоагульована глина – з відривом від транспортуючої площини. Тому основною метою досліджень було отримання графічної реальної траєкторії руху вибраної точки віброрами бурових вібросит, порівняння її з теоретичними графічними залежностями та встановлення параметрів, які впливають на зміну амплітуди коливань віброрами в реальних умовах його роботи. Висвітлення проблеми та основні результати досліджень виконані в реальних умовах при роботі вібросит на бурових установках з використанням простих пилючих пристроїв, встановлених в шести місцях – з лівої і правої сторін віброрами вище передньої та задньої амортизуючих пружин, а також в центрі мас – між пружинами. Всі реальні траєкторії руху окремих точок віброрами і ситополотна можна описати певними фігурами Ліссажу. Однак, встановлено, що не всі траєкторії руху повністю співпадають з класичними фігурами Ліссажу, оскільки на траєкторію руху впливають сторонні фактори, спричиняючи хаотичність руху віброрами – ефект Зомерфельда, а також нерівномірність подачі бурового розчину. На характер руху віброплощини - ситополотна також впливає жорсткість віброопори, в тому числі і всієї конструкції віброрами. В зоні віброопор можливе виникнення явища резонансу. Крім цього, попередньо встановлено, що траєкторія руху точки певної ділянки ситополотна є фігурою просторовою, яка вимагає додаткових теоретичних і експериментальних досліджень. Під час руху бурового розчину ситополотном з підкиданням ефективність очищення буде значно вищою за рахунок збільшення вібросили. На основі аналізу результатів чинників, що впливають на траєкторію руху ситополотна, даються попередні рекомендації для правильно налаштування вібросита.

Ключові слова: бурове вібросито, очищення бурового розчину, траєкторія руху вібросита, ситополотно вібросита, віброрама, рух з підкиданням, фігура Ліссажу.

Так как форма траектории движения участков ситополотна вибросита существенно влияет на эффективность очистки бурового раствора от выбуренной породы, в данной статье приводится определение и анализ факторов, влияющих на формирование траектории движения ситополотна. При этом проводится исследование характера движения частиц выбуренной породы. Уравнения движения точки вибросита, соответственно, и определенного участка ситополотна, которое может быть описано неоднород-

ным дифференциальным уравнением второго порядка (уравнением Ньютона). Также рассмотрены уравнения траектории движения виброрама, учитывающие влияние на траекторию движения количества бурового раствора, который находится в определенный момент времени на ситополотне. Учтена сложность системы находящегося на ситополотне бурового раствора, который состоит из жидкости и твердых фракций – ила, песка и шлама. Каждая из составляющих бурового раствора в различные периоды времени в зависимости от положения на ситополотни движутся с разными траекториями и разными другими переменными параметрами по длине ситополотна. Так, жидкость и глина движутся без отрыва от ситополотна, а шлам и свернутой глина – на расстоянии от транспортирующей плоскости. Поэтому основной целью исследований было получение графической реальной траектории движения выбранной точки виброрама буровых вибросит, сравнение ее с теоретическими графическими зависимостями и установление параметров, влияющих на изменение амплитуды колебаний виброрама в реальных условиях его работы. Освещение проблемы и основные результаты исследований выполнены в реальных условиях при работе вибросит на буровых установках с использованием простых пилющих устройств, установленных в шести местах – с левой и правой сторон виброрама выше передней и задней амортизирующих пружин, а также в центре масс – между пружинами. Все реальные траектории движения отдельных точек виброрама и ситополотна можно описать определенными фигурами Лиссажа. Однако не все траектории движения полностью совпадают с классическими фигурами Лиссажа из-за влияния на нее посторонних факторов, вызывающих хаотичность движения виброрама (эффект Зомерфельда), а также неравномерности подачи бурового раствора. На характер движения виброплоскости – ситополотна также влияет жесткость виброопоры, в том числе и всей конструкции виброрама. В зоне виброопоры возможно возникновение явления резонанса. Кроме этого, предварительно установлено, что траектория движения точки определенного участка ситополотна является фигурой пространственной, которая требует дополнительных теоретических и экспериментальных исследований. При движении бурового раствора по ситополотне с подбрасыванием эффективность очистки будет значительно выше за счет увеличения вибросилы. На основе анализа результатов факторов, влияющих на траекторию движения сито полотна, даются предварительные рекомендации для правильной настройки вибросита.

Ключевые слова: буровое вибросито, очистки бурового раствора, траектория движения вибросита, ситополотно вибросита, виброрама, движение с подбрасыванием, фигура Лиссажа.

Due to the fact that the shape of the trajectory of the sieve vibrating screen significantly affects the efficiency of cleaning the drilling mud from the drilled rock, this article identifies and analyzes the factors influencing the formation of the trajectory of the sieve. The study of the nature of the motion of the particles of the drilled rock is carried out. The motion-equation of the point of the jiggling frame, respectively, and a certain section of the screen can be described by an non-homogeneous second-order differential equation (Newton equation). The equation of the trajectory of the jiggling frame is also considered. The influence of the amount of drilling mud, which is on the vibrating screen at a certain time-point, on the trajectory is taken into account in this equation. The drilling mud complex system consisting of liquid and solid fractions – sludge, sand and sludge – is taken into account. In this case, the fluid and clay move without separation from the sieve, and sludge and coagulated clay – with separation from the transport surface. Depending on the position on the sieve, each component of the drilling mud at different time periods moves with different trajectories and different other variable parameters along the length of the sieve. Therefore, the main purpose of the research is to obtain a graphical real trajectory of the selected point of the jiggling frame of vibrating screens, to compare it with theoretical graphical dependences and to establish parameters that affect the change in the amplitude of jogging frame vibrations in real operating conditions. The coverage of the problem and the main results of the research are performed in real conditions (when vibrating screens work on the drilling rigs). The research is performed using simple recording devices installed at six places – on the left and right sides of the jiggling frame above the front and rear shock absorbing springs, and in the center of stuff – between springs. All the real trajectories of certain points of the jiggling frame and screen can be described using certain Lissajous figures. However, it was found that not all trajectories coincide completely with the classic Lissajous figures, because the trajectory is influenced by external factors that cause chaotic motion of the jiggling frame – the Sommerfeld effect, as well as non-uniformity of drilling fluid delivery. The nature of the movement of the vibrating plane - the screen - is also affected by the rigidity of the vibrating support, including the entire structure of the vibrating screens. The phenomenon of resonance is possible in the area of vibration supports. In addition, it was previously established that the trajectory of the point of a certain area of the screen is a spatial figure that requires additional theoretical and experimental studies. When moving the drilling fluid on the sieve with the toss, the cleaning efficiency will be much higher due to the increase in vibration force. Based on the analysis of the results of the factors influencing the trajectory of the sieve, preliminary recommendations are given for the correct adjustment of the vibrating screen.

Key words: drilling vibrating screen, drilling mud cleaning, vibration screen movement trajectory, vibrating screen sieve, vibrating frame, throwing motion, Lissajous figure.

Вступ

Однією з найважливіших конструктивно-робочих ознак віброст є форма траєкторії руху точок віброрами, що суттєво впливає на ефективність очищення бурового розчину від вибуреної породи. В залежності від фізичних властивостей бурового розчину, що очищується на ситополотні вібростита, будуть змінюватись характеристики руху точок віброрами. В свою чергу, характер руху частинок бурового розчину по ситополотні залежатиме від характеру руху віброрами. Для різних типів віброст цей вплив може бути різним, що суттєво впливатиме на якісні показники роботи. Тому дослідження чинників, що впливають на форму траєкторії руху віброрами та характер руху частинок вибуреної породи ситополотном, є актуальною проблемою, яка потребує не лише теоретичного вивчення, а й експериментального дослідження.

Аналіз досліджень і публікацій, в яких започатковано вирішення проблеми. Бурові вібростита генерують колову, лінійну, незбалансовано-, прогресивно- або збалансовано-еліптичну траєкторію руху точок віброрами залежно від конструктивних особливостей їх виконання. Траєкторії руху віброрами існуючих вібростита відповідають фігурам Ліссажу з співвідношеннями між періодами частот коливань (власної та вимушеної) $\omega_0 : \omega = 1 : 1$ [1]. Траєкторія руху віброрами має вигляд кола (при зсуві фаз $\psi = \pi / 2$), еліпса (при $\psi = \pi / 4$ та $\psi = 3\pi / 4$). При зсуві фаз $\psi = 0$ чи $\psi = \pi$ рух віброрами буде лінійним. В [1] теоретично доведено, що дані твердження мають місце лише в ідеальних випадках, а в реальних умовах роботи форма траєкторії руху точок віброрами є складною просторовою фігурою, яка має вигляд квазіатрактора.

Рівняння руху точки віброрами залежить від траєкторії її руху та описується лінійним

неоднорідним диференціальним рівнянням другого порядку (рівнянням Ньютона) [3]:

$$\ddot{y} + \omega_0^2 y = P \cos \omega x, \quad (1)$$

де \ddot{y} – друга похідна вертикальної складової переміщення центру мас віброрами;

ω_0 – власна частота коливань віброрами, яка опирається на віброопори;

y, x – вертикальна та горизонтальна складові переміщення центру мас віброрами;

P – рушійне зусилля, яке створюється електродвигуном, що продукує коливання частотою ω .

Графічно розв’язок диференціального рівняння другого порядку зображено на рис. 1, а.

У випадку, коли частота вільних коливань співпадає з частотою коливань, які збуджує джерело, що створює вимушуючу силу ($\omega_0 = \omega$), маємо випадок резонансних коливань. В [3] наведено графічну залежність для резонансних коливань (рис. 1, б).

В результаті теоретичних досліджень [1] було виведено рівняння траєкторії руху віброрами (ситополотна), що враховує вплив на неї кількості бурового розчину, який знаходиться в певний момент часу на ситополотні, та має вигляд:

$$\left(m_p + \sum_{i=1}^n m_{ci} + m \right) \cdot \ddot{y} + b \cdot \dot{y} + c \cdot y = \quad (2)$$

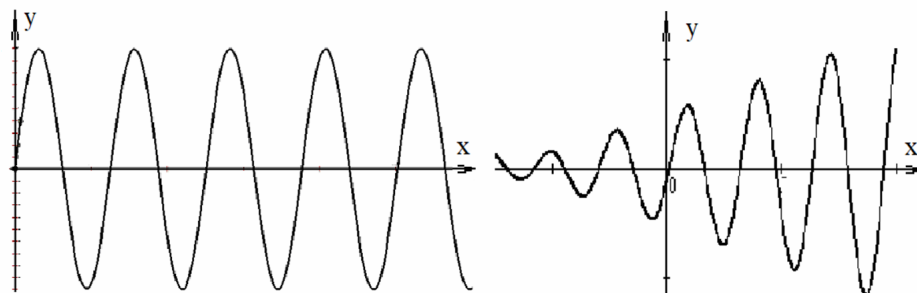
$$= P \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi) - \cos(\alpha) \cdot g \cdot \left(m_p + \sum_{i=1}^n m_{ci} + m \right),$$

де m_p – маса віброрами;

n – кількість частинок, що знаходяться на ситополотні в певний момент часу;

m_{ci} – маса твердої частинки (шламу), що рухається з підкиданням;

m – маса рідкої фази разом з піском та глиною, що рухаються без підкидання;



а) – нормальна робота; б) – випадок резонансних коливань

Рисунок 1 – Графічний розв’язок рівняння Ньютона

\ddot{y} – друга похідна вертикальної складової переміщення центру мас віброрами, що відраховується від положення статичної рівноваги (вертикальна складова вектора прискорення a);

b – коефіцієнт опору переміщенню;

\dot{y} – перша похідна вертикальної складової переміщення центру мас віброрами (вертикальна складова вектора швидкості v);

c – жорсткість пружних опор віброрами;

y – вертикальна складова переміщення центру мас віброрами;

P – рушійне зусилля, створюване електро-двигунами;

ω – частота коливань віброрами;

ψ – зсув фаз;

t – час;

g – прискорення вільного падіння;

α – кут нахилу ситополотна до горизонталі.

Рух ситополотна спричиняє переміщення бурового розчину вздовж його віброплощини, причому характер руху частинок залежить не тільки від траєкторії руху віброрами, а й від складу розчину, що очищується. Буровий розчин – складна система, що складається з рідин (води чи нафти) та твердих фракцій (мулу, піску та шламу) [5], тобто є сукупністю трьох фаз, дві з яких рухаються без відриву від ситополотна (рідина та глина), а тверда фаза (шлам та зкоагульована глина) – з відривом від ситополотна. При очищенні бурового розчину на віброситі кожна з складових в різний період часу та в залежності від положення на ситополотні рухається неоднаково. Характер її руху залежатиме від різних факторів [2].

Зокрема, частинка може рухатись без відриву від поверхні віброплощини (без підкидання) в тому випадку, коли виконується умова $N(t) > 0$, де $N(t)$ – нормальна реакція віброплощини. Тобто параметр перевантаження

$$\xi = \frac{A\omega^2 \sin \beta}{g \cos \alpha} \leq 1, \quad (3)$$

де A – амплітуда,

ω – частота коливань віброрами,

β – кут нахилу траєкторії коливання відносно площини,

g – прискорення вільного падіння;

α – кут нахилу ситополотна до горизонталі [2].

Частинки бурового розчину також можуть рухатись з підкиданням (з відривом від віброплощини). При цьому повинна виконуватись умова $N(t) \leq 0$, і параметр перевантаження повинен задовольняти умові

$$\xi = \frac{A\omega^2 \sin \beta}{g \cos \alpha} > 1. \quad (4)$$

При відриві від поверхні ситополотна нормальна реакція віброплощини рівна 0 ($N(t)=0$), а в момент часу, коли $N(t) < 0$, частинка перебуває в польоті.

Твердження, наведені вище, мають місце під час руху частинки нерухомою площиною.

Мета та задачі дослідження

Метою досліджень було отримати графічно реальну траєкторію руху точки віброрами бурових вібросит та порівняти її з теоретичними графічними залежностями – розв'язком диференціальних рівнянь (рис.1) та фігурами Ліссажу [1, 4]. В результаті проведених досліджень автори встановили параметри, які впливають на зміну амплітуди коливань вібросита в реальних умовах його роботи.

Висвітлення проблеми та основні результати досліджень

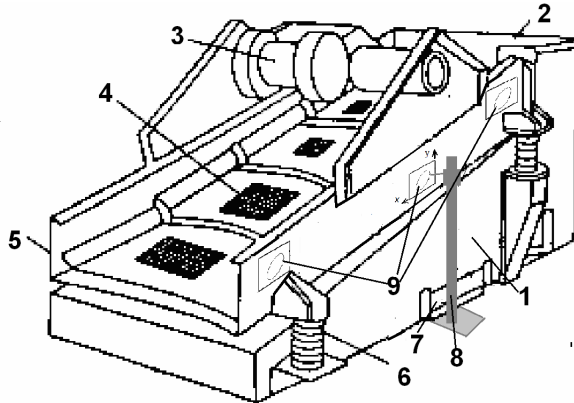
В реальних умовах роботи вібросит теоретичні основи роботи віброрами не повністю відповідають реальним умовам, тому для дослідження роботи реальних вібросит було проведено ряд експериментів на бурових Хрещинського відділення бурових робіт бурового управління «Укрбургаз» ДК «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України». Зокрема, експериментальні дослідження проводились на свердловині «Веснянка-112», циркуляційна система якої обладнана двома віброситами ВС-1. Дане вібросито застарілої конструкції, траєкторія руху точок його віброрами незбалансовано-еліптична, тобто амплітуда коливань ситополотна змінюється в залежності від віддаленості його від центру збудження коливань. В дію вібросито приводиться двома електродвигунами потужністю 3 кВт, продукуючи частоту коливань 17,3 Гц та максимальну амплітуду 3,5 мм. Його найбільша продуктивність на воді при роботі з сіткою чарунками 0,16x0,16 становить 0,038 м³/с [1]. Віброрама опирається на чотири віброопори пружинного типу, розміщені симетрично з лівої та правої сторони вібросита. Також проводився експеримент на свердловині того ж підприємства, циркуляційна система якої обладнана віброситами ЛВС-5 Сумського заводу „Укрнефтьзапчасть”. Віброрама цих сит здійснює лінійний рух.

Для побудови графіків руху точки віброрами було використано найпростіший спосіб реєстрації – пишучий пристрій (стіжка, встановлена нерухомо відносно основи блоку очи-

щення, пишучий наконечник якого дотикається до торця віброрами, на якій закріплено папір, на якому відбуватиметься реєстрація траєкторії) (рис. 3). Пишучий наконечник має можливість незначного горизонтального переміщення вісю у. Зареєструвати рух точки віброрами можливо тільки в площині ху, оскільки для просторової фіксації потрібне більш складне реєструюче обладнання.



Рисунок 2 – Віброрито ВС-1



1 – нерухома рама, 2 – завантажувальний бункер, 3 – вібродвигун, 4 – ситополотно, 5 – віброрама, 6 – віброопори, 7 – скид очищеного бурового розчину, 8 – реєструючий пристрій, 9 – місця реєстрації

Рисунок 3 – Схема реєстрації траєкторії руху точки на віброрамі

Для проведення експерименту на віброрами бурових віброрит ВС-1 та ЛВС-5 було закріплено міліметровий папір в шести місцях – з лівої та правої сторін віброрами вище передньої та задньої амортизуючих пружин, а також в центрі – між двома пружинами (рис. 4, а, б).

Реєстрація траєкторій руху проводилась простим пишучим пристроєм, що здійснював рух горизонтально відносно монтажної бази віброрита, встановленої на блоці очищення бурового розчину.

Твердження 1. Реальні траєкторії руху точки можна описати фігурами Ліссажу. В результаті графічної реєстрації кривих траєк-



а)



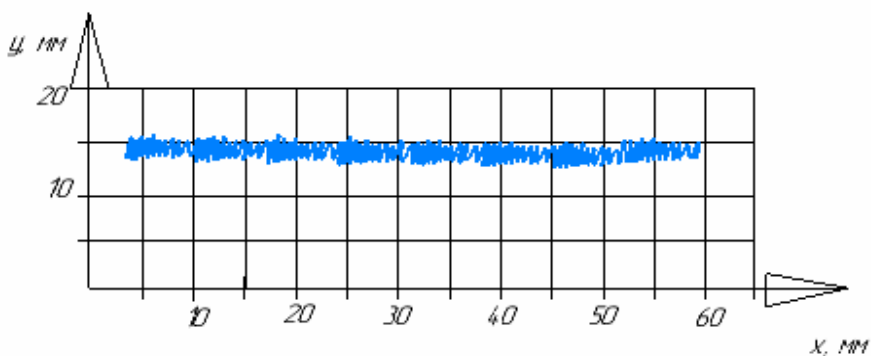
б)

а – задня віброопора, б – середина віброрами та передня пружинна віброопора

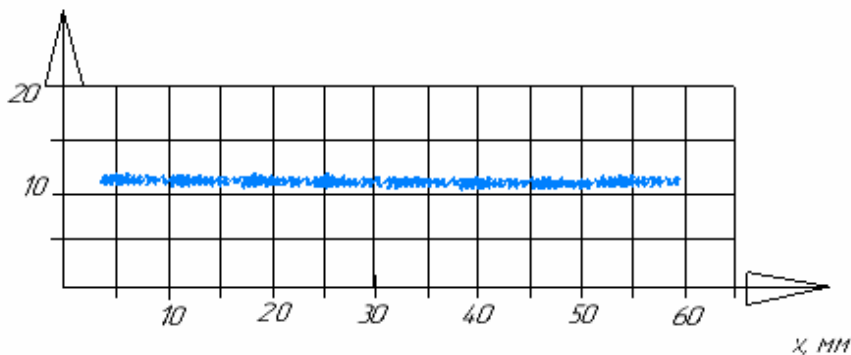
Рисунок 4 – Місця реєстрації амплітуди коливань віброрами на віброриті ВС-1 на свердловині Веснянка-112 Хрещищенського ВБР

торій переміщення точок віброрами в умовах Хрещищенського ВБР на свердловині Веснянка-112 було отримано графічні зображення (рис. 5). З правої та лівої сторони віброрами вдалось зареєструвати майже ідентичні графічні залежності, тому в подальшому вважатимемо їх практично однаковими.

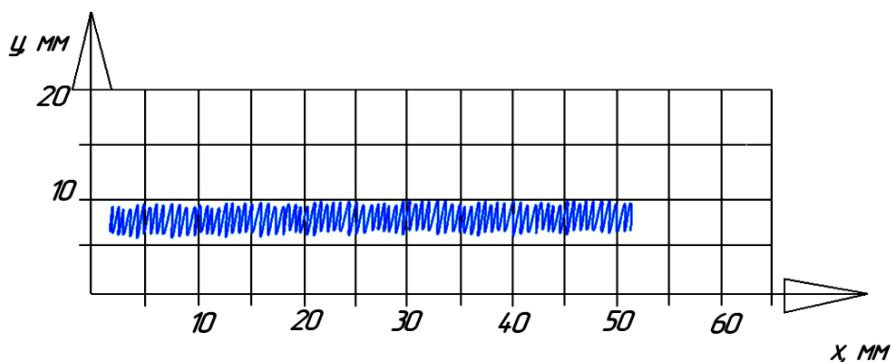
На діючій буровій було проведено також дві експериментальні реєстрації траєкторій руху віброрами віброрита ЛВС-5 Сумського заводу „Укрнефтьзапчасть”. Перша – на віброриті, де віброрама коливалась без наявності бурового розчину на ситополотні, друга – при наявності на ситополотні бурового розчину. Результати графічної реєстрації представлені на рис. 6. Доречно відмітити, що експеримент проводився тоді, коли нове віброрито було змонтоване, але ще не було в експлуатації, оскільки зношеність робочих вузлів могла б вплинути на результати досліджень. Дослідження ж при наявності бурового розчину реєструвались на максимальній подачі бурових насосів в умовах спорудження даної свердловини (на початку буріння подача насосів повинна бути максимальною для забезпечення технологічних умов буріння, а тиск – мінімальним).



а)



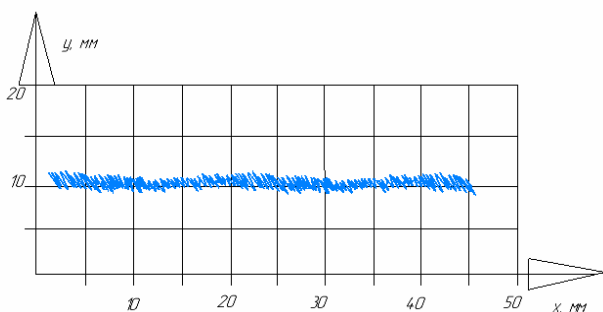
б)



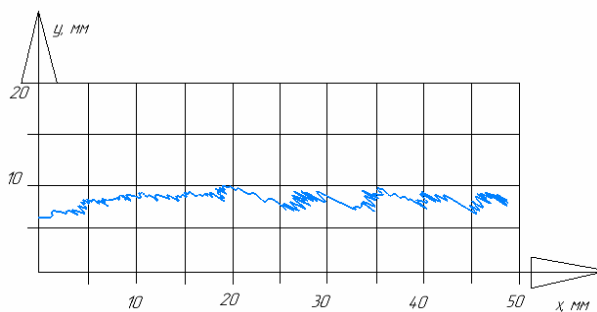
в)

*а – зона задньої пружинної віброопори; б – середина віброрами;
в – зона передньої пружинної віброопори*

Рисунок 5 – Графічна реєстрація траєкторій переміщення точок віброрами на свердловині Веснянка-112 Хрестищенського ВБР



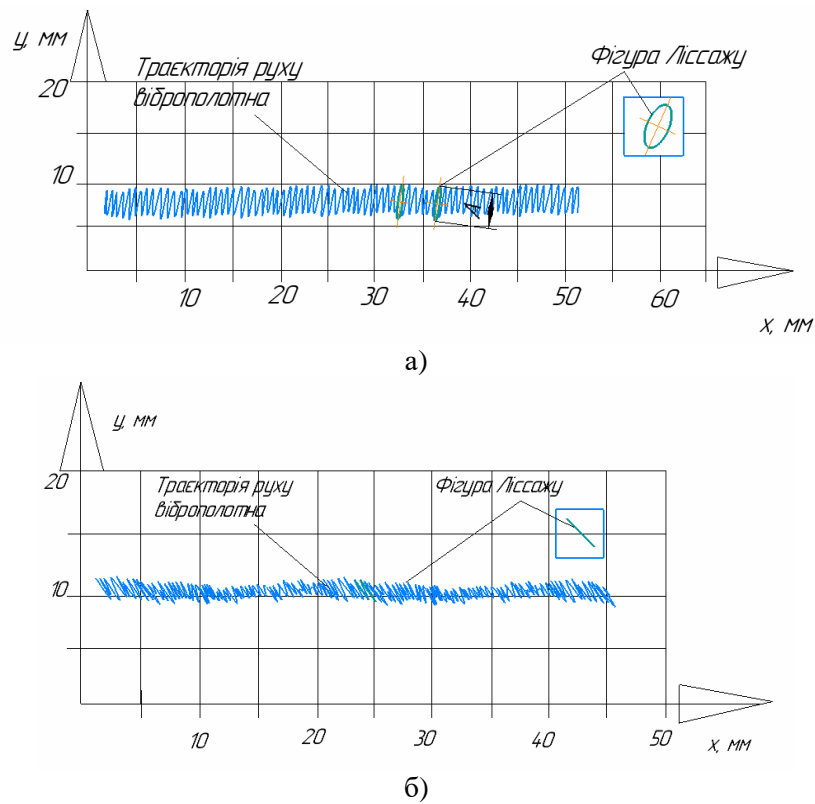
а)



б)

а – при незавантаженому ситополотні; б – за наявності бурового розчину на ситополотні

Рисунок 6 – Графічна реєстрація траєкторій переміщення точок віброграми бурового вібростата ЛВС-5 над передньою лівою пружинною віброопорою



а – вібросита ВС-1, що здійснює незбалансовано-еліптичний рух;
 б – вібросита ЛВС-5, що здійснює лінійний рух

Рисунок 7 – Фігури Ліссажу та реальна траєкторія руху точки

Згідно [1] траєкторія руху точки віброплощини незбалансовано-еліптичного вібросита є еліпсом, а для лінійного – лінією, як зображено на рис. 7. вібросита ВС-1 (рис. 1) має збалансовано-еліптичну траєкторію руху, тобто вершини кривих реєстрації заокруглені при вершинах, а вібросита ЛВС-5 – лінійну (вершини його кривих реєстрації гострі, що свідчить про різку зміну напрямку руху віброрами, що є характерним для лінійного руху).

Для реального руху віброрами траєкторії руху не повністю співпадають з класичними фігурами Ліссажу, оскільки на траєкторію руху впливають різні фактори, які спричиняють хаотичність руху віброрами (ефект Зомерфельда), а також нерівномірність подачі бурового розчину, його маса, що є змінною в часі тощо [1].

Твердження 2. На характер руху віброплощини впливає маса бурового розчину, який знаходиться на ній. Для доведення даного твердження було проведено реєстрацію руху віброплощини лінійного вібросита ЛВС-5. У першому випадку (рис. 6, а) – при незавантаженому віброситі, у другому (рис. 6, б) – за наявності на ситополоні бурового розчину. При незавантаженому віброситі амплітуда змінюється не-

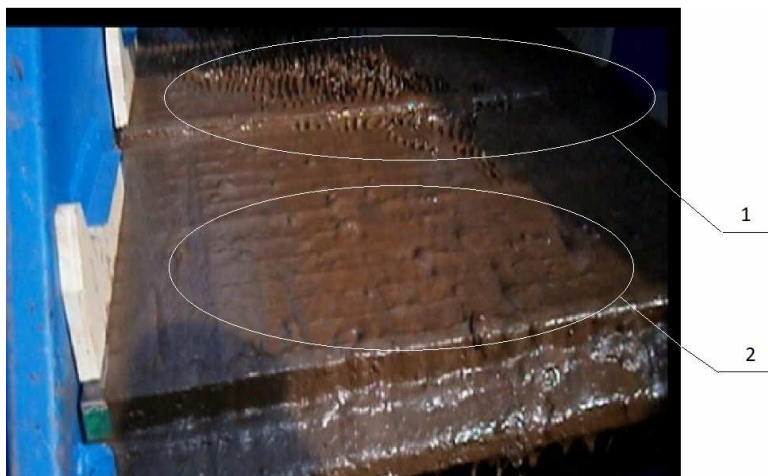
значно, є майже сталою на всій довжині реєстрації, частота коливань постійна, що видно з рівновіддаленості ліній реєстрації одна від одної. При реєстрації з навантаженим віброситом, коли подача максимальна, бачимо зростання амплітуди коливань, причому в різних ділянках вона не є сталою. Це є причиною зміни ваги бурового розчину в різний проміжок часу на віброплощині.

Щодо ваги бурового розчину, який потрапляє на ситополотно, можемо стверджувати: його вплив не є системним, про що свідчить нерівномірність стрибків кривих реєстрації.

За таких умов в результаті експерименту можна візуально краще побачити зміни амплітуди коливань за наявності на ситополоні бурового розчину та вплив його ваги на зміну траєкторії руху точок віброрами.

Твердження 3. На характер руху віброплощини впливає жорсткість віброопори.

На рис. 5 видно, що амплітуда коливань віброрами в зоні передньої пружинної віброопори (передня частина вібросита – зона потрапляння бурового розчину на ситополотно) значно більша, ніж в зоні задньої віброопори та по середині віброрами (15 см від центру мас). Це пояснюється впливом жорсткості пружин на



1 – з підкиданням; 2 – без підкидання

Рисунок 8 – Рух бурового розчину по ситополотні віброрита ВС-1

траєкторію руху точок, і, відповідно, на амплітуду коливань.

Жорсткість пружинних віброопор дозволяє збільшити або зменшити амплітуду коливань віброрита та змінити траєкторію коливань віброрами [6].

Твердження 4. У зоні віброопор можливе виникнення явища резонансу [6].

При знятті даних з передньої пружинної віброопори спостерігаємо максимальне значення амплітуди, яке рівне 3,8 мм, що більше за максимальне паспортне значення амплітуди. Ріст значень амплітуди цілком очікуваний, оскільки кінці віброрами не є жорстко закріплені та коливаються відносно центру мас віброрита більше, ніж середина ситополотна, яка розташована під центром мас.

При аналізі даних графічної реєстрації амплітуд задньої пружинної віброопори та в середній частині віброрами віброрита можна зробити припущення, що спостерігаємо резонанс коливань пружинної віброопори та частоти коливань, що створюється двигуном.

Випадок резонансних коливань (частота вільних коливань співпадає з частотою коливань, яке збуджує джерело, що створює вимушуючу силу ($\omega_0 = \omega$)) яскраво спостерігаємо на передній пружинній віброопорі (рис. 5, в): порівняно з серединою віброрами, амплітуда на якій складає 0,1 мм, стрибок значення амплітуди над передньою віброопорою значний і досягає максимального значення – 3,8 мм. Це можна пояснити тим, що відбувся резонанс і частота коливань віброрами, яка збуджується електродвигуном потужністю 3кВт співпав з частотою коливань віброопори, яка має жорсткість меншу, аніж в заводському виконанні даного віброрита.

В задній частині віброрами над пружинною віброопорою спостерігаємо також підвищення амплітуди до 0,3 мм, що менше аніж над передньою пружиною, але більше, ніж над середньою частиною віброрами.

Твердження 5. Траєкторія руху точки певної ділянки ситополотна є фігурою просторовою.

При детальному розгляді графіка (рис. 1, в) можемо спостерігати нечіткість ліній, що свідчить про наявність горизонтальних відхилень від площини реєстрації. Тому можемо зауважити, що реєстрована траєкторія не є плоскою, як фігури Ліссажу, а об'ємною. В [1] було доведено, що сукупність траєкторій руху точок віброрами є просторовими фігурами, причому хаос є впорядкованим і траєкторія руху одиничної точки є квазіатрактором.

Твердження 6. При русі з підкиданням ефективність очищення бурового розчину вища. Як можемо бачити на рис. 8, характер руху бурового розчину на ситополотні на різних ділянках неоднаковий. На початку очищення частинки в передній частині ситополотна рухаються з відривом від ситополотна (з підкиданням), а в зоні осушування шламу (в другій половині ситополотна) спостерігаємо рух без підкидання.

При здійсненні віброплощиною еліптичних рухів параметр перевантаження становить

$$\psi = \frac{A_{\eta} \omega^2}{g \cos \alpha}, \quad (5)$$

де A_{η} – амплітуда переміщення поперечної складової коливань;

ω – частота коливань віброрами;

g – прискорення вільного падіння;

α – кут нахилу ситополотна до горизонталі [2].

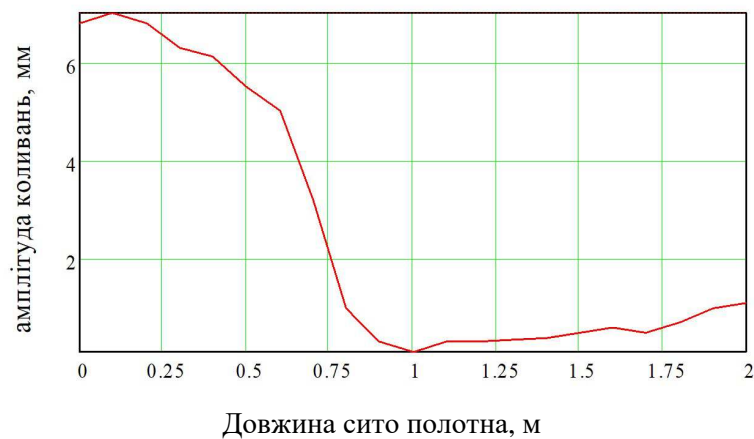


Рисунок 9 – Графічна залежність зміни амплітуди по довжині ситополотна

При $\psi \leq 1$ частинка рухається без підкидання, а при $\psi > 1$ має місце режим з підкиданням [1].

На початку очищення спостерігаємо рух з інтенсивним підкиданням, ближче до середини поверхні режим перехідний – деякі частинки рухаються з підкиданням, але більшість вже рухається без відриву від поверхні. Наприкінці ситополотна буровий розчин рухається без відриву від поверхні. При цьому кут нахилу ситополотна до горизонту α залишається незмінним, але змінюється амплітуда коливання (5-7 мм на початку ситополотна, 0,1-0,3 мм на середині та 0,5-1 мм в кінці).

Практикою встановлено, що на площі віброповерхні, де спостерігається рух з підкиданням, очищується до 75 % бурового розчину, а в площині, де він рухається без підкидання, відбувається так зване осушення шламу. Отож, ефективність очищення при русі з підкиданням значно вища, проте енергетичні затрати при цьому також значно вищі.

Режим високої пропускної здатності забезпечують вібросити, що генерують значну силу коливань (до 6-8G), що дозволяє зменшити час перебування бурового розчину на ситополотні та збільшити об'єм розчину, що очищується. Шлам, що потрапляє при цьому в амбар, може містити значну кількість вологи, оскільки швидкість переміщення частинок по віброполотні висока, а кількість ударів до віброплощини менша через значну дальність польоту після відбивання. В результаті волога не повністю відділяється від твердих частин та певна кількість розчину потрапляє в скид разом зі шламом, що призводить до його незворотних втрат і зростання вартості метра проходки.

Тому запорукою ефективного очищення бурового розчину є правильне налаштування вібросит, оскільки це дозволить досягти макси-

мального осушення шламу, що потрапляє в скид.

На рис. 5 наведено реальний приклад налаштування вібросит на роботу з максимальною подачею. При цьому віброопори, які знаходяться біля бункера завантаження, зафіксовані з меншим зусиллям затиску, а віброопори біля скиду – з більшим зусиллям затиску. На відміну від більшості вібромашин, які використовуються в промисловості та налаштовуються на однакову жорсткість вібропружин, бурове вібросито генерує різні амплітуди по всій довжині віброплощини.

На рис. 9 зображено криву зміни амплітуди а на довжині віброполотна L як функцію $a=f(L)$ згідно даних досліджень [1, 4]. Аналізуючи наведену залежність, можна зробити висновки, що амплітуда по всій довжині змінюється по-різному і залежить від багатьох факторів. На початку завантаження бурового розчину амплітуда віброколивань найбільша, а частота – низька. Це пояснюється малою силою затягнення віброопор та тим, що кінець ситополотна є нежорстко защемлений з торців, що створює певну вільність коливань кінця ситополотна. В результаті резонансу коливань віброопори та власних коливань ситополотна, що генеруються вібродвигуном, амплітуда досягає максимальних значень.

Збільшена сила віброколивань (6-8 G) та висока амплітуда спричиняють рух бурового розчину з підкиданням (віброкипіння) (рис. 8). Сумуючи силу, з якою частинка бурового розчину рухається вниз, та нормальну реакцію віброплощини, яка рухається їй назустріч, створюється удар, що призводить до розбивання скоагульованих частинок. Це значно підвищує ефективність очищення, оскільки частинки меншого діаметра вже можуть просочитись через чарунки вібросита.

Під центром мас віброрами амплітуда досягає свого мінімального значення, а характер руху бурового розчину змінюється від руху з підкиданням на рух без відриву від ситополотна. Віброопори перед ділянкою скиду мають вищу жорсткість, оскільки затягнуті з більшим зусиллям затиску. В кінці ситополотна рух відбувається без відриву від віброплощини, при цьому амплітуда зростає. В цій ділянці відбувається осушування шлама, оскільки низька амплітуда та висока частота коливань створюють режим роботи, при якому число ударів частинки шлама об ситополотно зростає, тобто збільшується ймовірність просочування частинки через чарунки сита. Також високочастотні коливання доруйнують послаблені ударами в зоні віброкипіння частинки з'єднаної глини та піску, рідка фаза просочується через чарунки, а тверда (шлам) майже без рідкої фази транспортується до скиду.

Зростання амплітуди в кінці віброплощини (сито полотна) створюють зусилля, достатні для переміщення частинки шлама на певну віддасть від ситополотна для попередження потрапляння її під ситополотно та повторного забруднення очищеного бурового розчину, який знаходиться знизу в бункері.

Висновки

Для вибору амплітуди коливання ситополотна з метою забезпечення раціонального режиму роботи бурового віброосита доцільно брати за основу графічну залежність зміни амплітуди на довжині сито полотна. При цьому необхідно враховувати густину, в'язкість та насиченість вибуреною породою бурового розчину.

Аналізуючи основні чинники, які впливають на траєкторію руху ситополотна, встановлено, що не всі траєкторії руху співпадають з класичними фігурами Ліссажу, оскільки на траєкторію руху ситополотна впливають сторонні фактори, в т.ч. нерівномірність поступлення бурового розчину, що викликає ефект Зомерфельда. Також встановлено, що точки окремих ділянок ситополотна мають траєкторію руху, яка описується просторовою фігурою, а це вимагає додаткових теоретичних і експериментальних досліджень.

Література

1. Лях М.М., Федоляк Н.В. Дослідження впливу змінних параметрів на траєкторію руху віброрами бурового віброосита. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. № 3 (60). С. 71-78.

2. Вибрации в технике: Справочник. В 6-ти т. / Ред. совет: В.Н. Челомей (пред.). М.: Машиностроени. Т. 4. Вибрационные процессы и машины. 1981. 509 с.

3. Трофимова Т.И. Курс физики. М.: Высшая школа, 1996. 432 с.

4. Лях М.М., Федоляк Н.В., Вакалюк В.М. Дослідження впливу коливальних рухів сітки на ефективність роботи віброосита. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 4. С. 36-42.

5. Басарьгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. 674 с.

6. Лях М.М., Федоляк Н.В., Рейті О.О. Визначення жорсткості віброопор бурових віброосит. *Актуальні задачі сучасних технологій* : зб. тез доповідей міжнар. наук.-техн. конф. молодих учених та студентів, (Тернопіль, 17–18 листоп. 2016) / М-во освіти і науки України, Терн. націон. техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін.]. Тернопіль: ТНТУ, 2016. С. 46-47.

References

1. Liakh M. M., Fedoliak N. V. Doslidzhennia vplyvu zminnykh parametriv na traiektoriiu rukhu vibroramy burovoho vibrosyta. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2016. No 3 (60). P. 71-78. [in Ukrainian]

2. Vibratsii v tehnikе: Spravochnik. V 6-ti t. / Red. совет: V.N. Chelomey (pred.). M.: Mashinostroenie. T. 4. Vibratsionnyie protsessy i mashiny / Pod red. E.E. Lavendela, 1981. 509 p. [in Russian]

3. Trofimova T.I. Kurs fiziki. M.: Vysshaya shkola, 1996. 432 p. [in Russian]

4. Liakh M.M., Fedoliak N.V., Vakaliuk V.M. Doslidzhennia vplyvu kolyvalnykh rukhiv sitky na efektyvnist roboty vibrosyta. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2015. No 4. P. 36-42. [in Ukrainian]

5. Basaryigin Yu.M., Bulatov A.Y., Proselkov Yu.M. Tehnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin: Ucheb. dlya vuzov. M.: ООО «Nedra-Byznestsentr», 2001. 674 p. [in Russian]

6. Liakh M.M., Fedoliak N.V., Reiti O.O. Vyznachennia zhorstkosti vibroopor burovoykh vibrosyt. *Aktualni zadachi suchasnykh tekhnologii* : zb. tez dopovidei mizhnar. nauk.-tekhn. konf. Molodykh uchenykh ta studentiv, (Ternopil, 17–18 lystop. 2016.) / M-vo osvity i nauky Ukrainy, Tern. natsion. tekhn. un-t im. I. Puliuia [ta in.]. Ternopil: TNTU, 2016. P. 46-47. [in Ukrainian]

ДОСЛІДЖЕННЯ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ БАЛКОВИХ ПЕРЕХОДІВ З ПІДТРИМУЮЧИМ ЕЛЕМЕНТОМ РОБОЧОГО ТРУБОПРОВОДУ У ВИГЛЯДІ ФЕРМИ

Т. Ю. Пиріг*, Я. В. Дорошенко, Я. І. Матвійчук

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

Наведено сфери застосування і переваги надземної схеми прокладання трубопроводів або їхніх окремих ділянок. Розглянуто класифікацію за конструктивними ознаками найбільш поширених систем надземних трубопровідних переходів на підставі узагальнення наукових публікацій і досвіду трубопровідного будівництва. Вказано діапазони розрахункової довжини прогонів для прямолінійних одно-багатопротинних переходів без компенсаторів поздовжніх деформацій (із зацемленими кінцями), а також в багатопротинних системах з компенсаторами залежно від діаметра труб, номінальної товщини стінки труби і марки трубно-сталі для газопроводів та нафтопроводів і нафтопродуктопроводів відповідно. Наведено опис конструкції балкових систем надземних трубопровідних переходів з підтримуючим елементом робочого трубопроводу у вигляді ферми і запропоновано методіку оцінки їхнього напружено-деформованого стану. За побудованими вантажною та одиничною розрахунковими схемами ферми перерізом у вигляді рівнобедреного трикутника (висота – 3 м, ширина – 2,02 м) визначено коефіцієнти жорсткості пружно-піддатливих опор, проведено підбір поперечних перерізів елементів ферми, знайдено шукані прогини трубопроводу і виникаючі внутрішні силові фактори (згинальні моменти та реакції пружно-піддатливих опор) в точках об'єднання трубопроводу на ферму, виконано перевірку міцності трубопроводу на дію максимального згинального моменту і показано можливість прокладання через водну переешкоду балкового переходу газопроводу $D_n \times \delta_n = 1420 \times 18,7$ мм довжиною $L_n = 102$ м з компенсаторами з підтримуючим елементом у вигляді ферми, яка виключає використання проміжних опор. Таким чином, показано, що наявність ферми дозволяє збільшити довжину прогону, який перекривається, в 2-3 рази без влаштування проміжних опор при достатній горизонтальній жорсткості.

Ключові слова: надземне прокладання; інерозрізна багатопротинна балка; пружно-піддатлива опора; матричний метод розрахунку пружних стержневих систем.

Указаны области применения и преимущества надземной схемы прокладки трубопроводов или их отдельных участков. Рассмотрена классификация по конструктивным признакам наиболее распространенных систем надземных трубопроводных переходов на основании обобщения научных публикаций и опыта трубопроводного строительства. Указаны диапазоны расчетной длины пролетов для прямолинейных одно-многопролетных переходов без компенсаторов продольных деформаций (с зацемленными концами), а также в многопролетных системах с компенсаторами в зависимости от диаметра труб, номинальной толщины стенки трубы и марки трубной стали для газопроводов и нефтепроводов и нефтепродуктопроводов соответственно. Приведено описание конструкции балочных систем надземных трубопроводных переходов с поддерживающим элементом рабочего трубопровода в виде фермы и предложена методика оценки их напряженно-деформированного состояния. По построенным грузовой и единичной расчетным схемам фермы сечением в виде равнобедренного треугольника (высота – 3 м, ширина – 2,02 м) определены коэффициенты жесткости упруго-податливых опор, проведен подбор поперечных сечений элементов фермы, найдены искомые прогибы трубопровода и возникающие внутренние силовые факторы (изгибающие моменты и реакции упруго-податливых опор) в точках опоры трубопровода на ферму, выполнена проверка прочности трубопровода к действию максимального изгибающего момента и показана возможность прокладки через водную преграду балочного перехода газопровода $D_n \times \delta_n = 1420 \times 18,7$ мм длиной $L_n = 102$ м с компенсаторами с поддерживающим элементом в виде фермы, исключающей использование промежуточных опор. Таким образом, показано, что наличие фермы позволяет увеличить длину перекрываемого пролета в 2-3 раза без устройства промежуточных опор при достаточной горизонтальной жесткости.

Ключевые слова: надземная прокладка; неразрезная многопролетная балка; упруго-податливая опора; матричный метод расчета упругих стержневых систем.

The areas of application and advantages of the over-ground piping or pipe section layout are given. The classification according to the design features of the most common systems of overhead pipeline crossings on the basis of generalization of scientific publications and experience of pipeline construction are considered. The authors indicate the ranges of the effective spans for rectilinear single-span and multi-span crossings without compensators of longitudinal strains (with the fixed ends) and also in multi-span systems with compensators depending on the diameter of pipes, nominal pipe wall thickness and brand of pipe steel for gas, oil and oil-products pipelines respectively. The description of the design of beam systems of overhead pipeline crossings with a truss-form supporting element of the operating pipeline is given and the procedure for estimating their stress-strain state is suggested. According to the constructed cargo and unit calculation schemes of the truss with a cross-section in the form of an isosceles triangle (height – 3 m, width – 2.02 m) the stiffness coefficients of elastic-malleable supports is determined. The selection of cross-sections of truss members is carried out, the required deflections of the pipeline and the emerging internal force factors (bending moments and reactions of elastic-malleable supports) at the points where the pipeline rests on the truss are found. The strength of the pipeline to the action of the maximum bending moment is checked and the possibility of the cross-water layout of the beam crossing of the gas pipeline is shown. This is the $D_{ext} \times \delta_n = 1420 \times 18,7$ mm gas pipeline with the length of $L_{cr} = 102$ m. It has compensators with a truss-form supporting element which eliminates the use of intermediate supports. Thus, it was shown that the truss makes it possible to double or triple the length of the span using no intermediate supports and preserving sufficient horizontal rigidity.

Key words: over-ground layout; continuous multi-span beam; elastic-malleable support; matrix method of elastic rod systems calculation.

Вступ

Надземна схема прокладання трубопроводів або їхніх окремих ділянок (рис. 1) рекомендується до застосування в умовах сильно пересіченого рельєфу місцевості (гірські умови), через болота і обводнені ділянки, на вічномерзлих, спучуваних та просідаючих ґрунтах, в районах гірничих виробок і зсувів, барханних пісках, а також на переходах через природні та штучні перешкоди (рис. 2) [1]. При надземному прокладанні зводиться до мінімуму обсяг земляних робіт, відпадає необхідність у дороговартісному привантаженні, а також у облаштуванні захисту від ґрунтової корозії і блукаючих струмів [2].

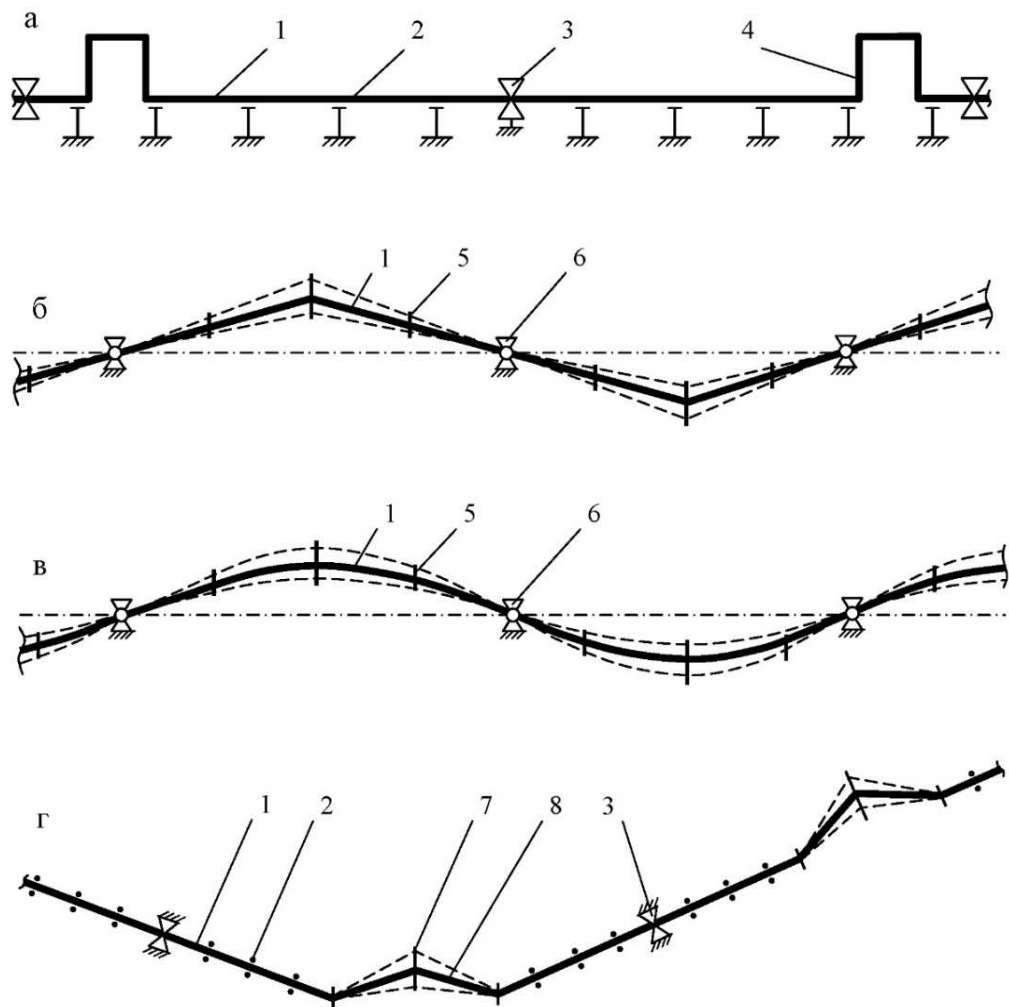
Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

На підставі узагальнення наукових публікацій і досвіду трубопровідного будівництва запропонована наступна класифікація надземних трубопровідних переходів за конструктивними ознаками [3]:

- а) із самонесучим робочим трубопроводом:
 - балкові (з компенсаторами або без компенсаторів);
 - аркові (одно- або багатотрубні);
 - провислі нитки (одно- або багатотрубні);
- б) з допоміжними підтримуючими елементами:
 - у вигляді труби (посилена кожухом або трубою над робочим трубопроводом);
 - у вигляді тросових елементів (висячі або вантові переходи);
 - у вигляді консольних опор (Т-подібних, вантових або балансірно-просторових).

Балковими називаються системи надземного прокладання газонафтопроводів, в яких трубопровід працює на згин як проста або багатопрогінна нерозрізна балка [4]. Балкові системи є самонесучими, не потребують додаткових елементів для підтримання або підсилення трубопроводу. Розрахункова довжина прогонів для прямолінійних одно-багатопрогінних переходів без компенсаторів поздовжніх деформацій (із зацемленими кінцями) залежно від діаметра труб, номінальної товщини стінки труби і марки трубної сталі складає від 20 до 40 м для газопроводів, зовнішній діаметр яких дорівнює від 530 до 1420 мм, та від 15 до 30 м для нафтопроводів і нафтопродуктопроводів, зовнішній діаметр яких дорівнює від 530 до 1220 мм [5]. В багатопрогінних системах з компенсаторами розрахункова довжина прогонів складає від 30 до 50 м для газопроводів, зовнішній діаметр яких дорівнює від 530 до 1420 мм, та від 20 до 40 м для нафтопроводів і нафтопродуктопроводів, зовнішнім діаметром від 530 до 1220 мм [6].

З метою збільшення довжини прогонів, які перекриваються, останнім часом з'явилося нове конструктивне рішення балкових систем надземних трубопровідних переходів з підтримуючим елементом робочого трубопроводу у вигляді ферми (рис. 3) [7]. Дана конструкція трубопровідного переходу складається з кінцевих опор 2 і 4 та підтримуючого елемента робочого трубопроводу у вигляді ферми 3, яка може мати прямокутний поперечний переріз, утворений двома плоскими фермами, з'єднаними між собою за допомогою поперечних і діагональних зв'язків в єдину жорстку конструкцію, або переріз у вигляді рівнобедреного трикутника. Всередині ферми розміщується трубопровід 1.



а – трубопровід з компенсаторами; б – трубопровід у вигляді зигзагоподібного самокомпенсуючого контуру; в – пружно викривлений самокомпенсуючий трубопровід; г – трубопровід зі слабозігнутими ділянками
 1 – трубопровід; 2 – проміжна поздовжньо-рухома опора; 3 – нерухома опора; 4 – П-подібний компенсатор; 5 – проміжна ковзаюча опора; 6 – шарнірна опора; 7 – вільно-рухома опора; 8 – слабозігнута ділянка (компенсатор)

Рисунок 1 – Надземні схеми прокладання лінійної частини магістрального трубопроводу

Пояси ферм 5 можуть мати тавровий поперечний переріз, а решітка 6 може бути виконана з рівнобічних кутників. Конструкція трубопровідного переходу може передбачати наявність експлуатаційного містка для огляду і обслуговування трубопроводу [8].

Формулювання цілей статті

Для оцінки напружено-деформованого стану надземних переходів з підтримуючим елементом робочого трубопроводу у вигляді ферми в якості розрахункової схеми трубопроводу запропоновано розглядати як нерозрізну багатопрогінну балку, яка обпирається в прогоні на пружно-піддатливі опори (рис. 4). Завданням дослідження є визначення коефіцієнтів жорсткості пружно-піддатливих опор, проведення

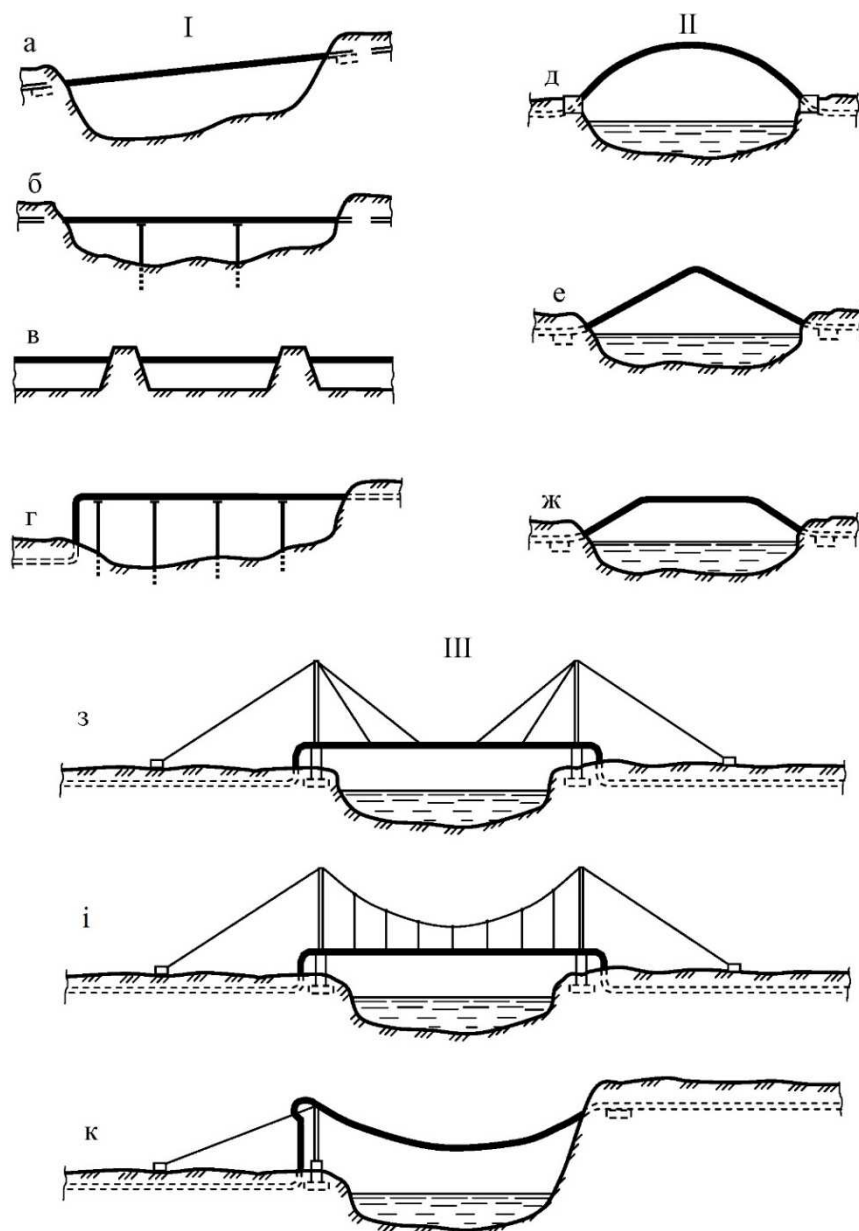
підбору поперечних перерізів елементів ферми, знаходження шуканих прогинів трубопроводу і виникаючих внутрішніх силових факторів (згинальних моментів та реакцій пружно-піддатливих опор) і перевірка міцності трубопроводу на дію максимального згинального моменту.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Розрахункова методика розглядуваного трубопровідного переходу реалізується за наступним алгоритмом:

– Розраховується розподілене навантаження, яке діє на конструкцію.

– Розрахунком підбирається підтримуюча ферма з числа типових конструкцій.



а – однопрогінний трубопровід; *б* – багатопрогінний трубопровід у звичайних ґрунтах; *в* – багатопрогінний трубопровід в земляних призмах; *г* – трубопровід з Г- або Z-подібним компенсатором; *д* – однострубний перехід по круговій або параболічній формі осі; *е* – трикутний; *ж* – трапецієдальний; *з* – вантовий перехід; *і* – гнучкий перехід; *к* – самонесучий перехід
 I – балкові системи; II – аркові системи; III – висячі системи

Рисунок 2 – Надземне прокладання окремих ділянок магістральних трубопроводів

– Трубопровідний перехід розглядається у вигляді балки кільцевого поперечного перерізу, а ферма замінюється пружно-піддатливими опорами, кількість яких відповідає кількості точок опори трубопроводу всередині цієї ферми.

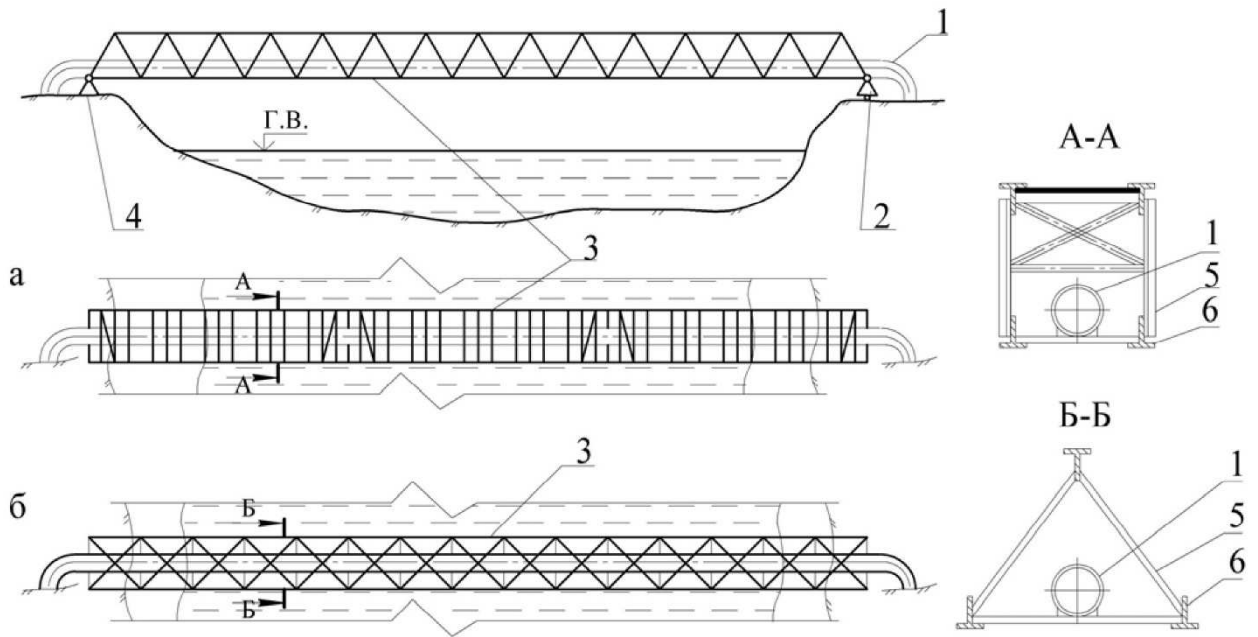
В розглядуваній розрахунковій схемі зосереджені сили $P_1 - P_n$ визначаються шляхом приведення розрахункового розподіленого навантаження на опорні вузли.

Визначаються коефіцієнти жорсткості пружно-піддатливих опор за формулою:

$$\beta_i = \frac{P_i}{f_i}, \quad (1)$$

де f_i – прогин ферми в точці прикладання одиничної сили, який визначається за формулою Максвелла-Мора:

$$f_i = \sum_{i=1}^n \int \frac{M_n^i M_{oo}^i dl}{E_i I_i} + \sum_{i=1}^n \int \frac{N_n^i N_{oo}^i dl}{E_i I_i} + \sum_{i=1}^n \int \mu_i \frac{Q_n^i Q_{oo}^i dl}{G_i A_i}, \quad (2)$$



а – з фермою прямокутного перерізу; б – з фермою перерізом у вигляді рівнобедреного трикутника
1 – трубопровід; 2, 4 – кінцеві опори; 3 – ферма; 5 – решітка ферми; 6 – пояси ферми

Рисунок 3 – Трубопровідний перехід з підтримуючим елементом робочого трубопроводу у вигляді ферми

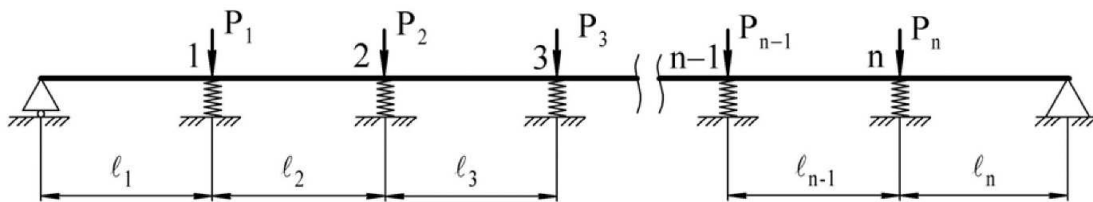


Рисунок 4 – Розрахункова схема трубопровідного переходу з підтримуючим елементом робочого трубопроводу у вигляді ферми

де i – номер силової ділянки;

n – кількість силових ділянок;

l – довжина ділянки;

M_n^i, M_{od}^i – згинальні моменти на i -тій силовій ділянці від заданого зовнішнього навантаження і одиничної сили відповідно;

N_n^i, N_{od}^i – поздовжні сили на i -тій силовій ділянці від заданого зовнішнього навантаження і одиничної сили відповідно;

Q_n^i, Q_{od}^i – поперечні сили на i -тій силовій ділянці від заданого зовнішнього навантаження і одиничної сили відповідно;

μ_i – безрозмірний коефіцієнт нерівномірності зсувів по перерізу, який залежить від форми i -того перерізу;

E_i, G_i – модулі пружності матеріалу i -тої ділянки першого і другого роду відповідно;

I_i – осьовий момент інерції i -тої ділянки;

A_i – площа поперечного перерізу i -тої ділянки.

Ферма працює таким чином, що при прикладанні в вузлах зосереджених навантажень її елементи (стрижні) працюють здебільшого на центральний розтяг або стиск. Оскільки по довжині кожного стрижня ферми поздовжні сили і площа перерізу є постійними та враховуючи, що $\int_0^l dl = l$, вираз (2) для переміщення вузлових точок ферми набуде вигляду:

$$f_i = \sum_{i=1}^n \int \frac{N_n^i N_{od}^i l_i}{E_i A_i} \quad (3)$$

Поздовжні зусилля N_n^i і N_{od}^i в елементах ферми визначаються за шарнірною схемою методом вирізання вузлів.

Проводиться підбір поперечних перерізів елементів ферми.

Поперечний переріз поясів підбирається з умови їхньої міцності за формулою:

$$A_n = \frac{N_n}{[\sigma]}, \quad (4)$$

де N_n – зусилля, яке виникає в поясах ферми від прикладених до неї зовнішніх сил;

$[\sigma]$ – допустиме напруження при розтягу (стиску) для матеріалу поясів ферми.

Для підбраного перерізу перевіряється на стійкість верхній пояс ферми при стиску з умови:

$$\frac{N_n}{\varphi A_n} \leq [\sigma], \quad (5)$$

де φ – коефіцієнт поздовжнього згину.

Значення коефіцієнта φ залежить від гнучкості елемента λ , яка може бути визначена за формулою:

$$\lambda = \frac{l_{np}}{i}, \quad (6)$$

де l_{np} – приведена довжина стрижня пояса, яка дорівнює:

$$l_{np} = \mu l_n, \quad (7)$$

де μ – коефіцієнт приведення довжини стрижня пояса (для двохшарнірної схеми навантаження $\mu = 1$);

l_n – довжина стрижня пояса;

i – радіус інерції перерізу елемента.

Поперечний переріз розкосів підбирається з умови їхньої міцності:

$$A_p = \frac{P}{\sin \alpha [\sigma]}, \quad (8)$$

де P – зовнішнє вузлове навантаження;

α – кут нахилу розкосу.

Стиснені розкоси додатково розраховуються на стійкість:

$$\frac{P}{\sin \alpha \varphi A_p} \leq [\sigma]. \quad (9)$$

Формується матриця коефіцієнтів рівнянь рівноваги у вигляді (10).

Формується матриця внутрішньої піддатливості (11) з виразу для потенціальної енергії внутрішніх сил за наявності пружно-піддатливих опор.

Реалізуючи матричний метод розрахунку пружних стрижневих систем, знаходимо шукані прогини трубопроводу і виникаючі внутрішні силові фактори (згинальні моменти та реакції пружно-піддатливих опор).

Перевіряємо міцність трубопроводу на дію максимального згинального моменту за формулою (12).

$$A = \begin{pmatrix} l_1^{-1} + l_2^{-1} & -l_2^{-1} & 0 & \dots & 0 & 1 & \dots & 0 \\ -l_2^{-1} & l_2^{-1} + l_3^{-1} & -l_3^{-1} & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & -l_3^{-1} & l_3^{-1} + l_4^{-1} & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & -l_4^{-1} & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & -l_{n-1}^{-1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -l_{n-1}^{-1} & l_{n-1}^{-1} + l_n^{-1} & 0 & \dots & 1 \end{pmatrix}. \quad (10)$$

$$B = \begin{pmatrix} \frac{l_1 + l_2}{3EI} & \frac{l_2}{6EI} & 0 & \dots & 0 & 1 & \dots & 0 \\ \frac{l_2}{6EI} & \frac{l_2 + l_3}{3EI} & \frac{l_3}{6EI} & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{l_3}{6EI} & \frac{l_3 + l_4}{3EI} & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \frac{l_{n-1}}{6EI} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{l_{n-1}}{6EI} & \frac{l_{n-1} + l_n}{3EI} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \beta_1^{-1} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \beta_n^{-1} \end{pmatrix}. \quad (11)$$

$$\sigma_{max} = \sigma_{noz(P)} + \sigma_{зг} \leq R_2, \quad (12)$$

де $\sigma_{noz(P)}$ – поздовжні напруження від внутрішнього тиску;

$\sigma_{зг}$ – напруження від згину, які дорівнюють:

$$\sigma_{зг} = \frac{M}{W}, \quad (13)$$

де M – згинальний момент в трубопроводі в точці опори на ферму;

W – осьовий момент опору поперечного перерізу труби;

R_2 – розрахунковий опір трубної сталі розтягу (стиску).

Покажемо можливість прокладання через водну перешкоду балкового трубопровідного переходу з компенсаторами з підтримуючим елементом у вигляді ферми, яка виключає використання проміжних опор.

Вихідні дані для розрахунку: зовнішній діаметр газопроводу $D_3 = 1420$ мм; номінальна товщина стінки газопроводу $\delta_n = 18,7$ мм; осьовий момент інерції поперечного перерізу трубопроводу $I = 0,0202$ м⁴; осьовий момент опору поперечного перерізу труби $W = 0,02845$ м³; матеріал трубопроводу – сталь 10Г2ФБ; розрахунковий опір трубної сталі розтягу (стиску) $R_2 = 327$ МПа; модуль пружності матеріалу трубопроводу $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа; робочий тиск в трубопроводі $P_{роб} = 7,5$ МПа; коефіцієнт надійності за навантаженням від внутрішнього тиску $n_p = 1,1$; повне розрахункове навантаження на трубопровід $q_{mp} = 9407 \frac{H}{M}$;

довжина переходу $L_{nep} = 102$ м; висота ферми – 3 м; ширина ферми – 2,02 м; кут нахилу розкошу $\alpha = 45^\circ$; довжина стержня розкошу $l_p = 4,242$ м; довжина стержня пояса $l_n = 6$ м; матеріал ферми – сталь конструкційна вуглецева звичайної якості Ст3; допустиме напруження при розтягу (стиску) для матеріалу поясів ферми $[\sigma] = 230$ МПа.

Прийmemo, що трубопровід на ферму опирається в чотирьох точках – в граничних перерізах і на дві пружно-піддатливі опори в прогоні з жорсткостями β_1 та β_2 (рис. 5). Зовнішнє вузлове навантаження, яке діє на одну половину підтримуючої ферми, визначається шляхом приведення розрахункового розподіленого навантаження на опорні вузли:

$$P = \frac{q_{mp} L_{nep}}{2} = \frac{9407 \cdot 102}{2} = 479757 \text{ Н.}$$

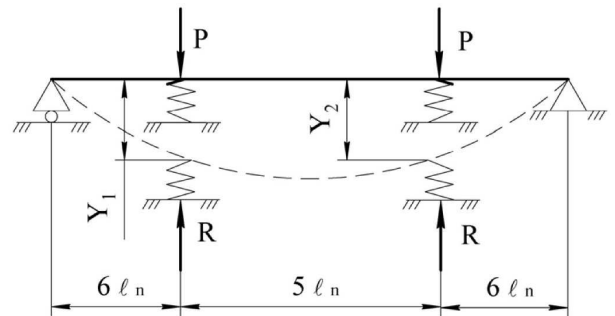


Рисунок 5 – Розрахункова схема трубопровідного переходу

На рисунку 6 представлені вантажна і одинична розрахункові схеми ферми.

Використовуючи формулу (3) знаходимо прогини ферми в табличній формі (таблиця 1).

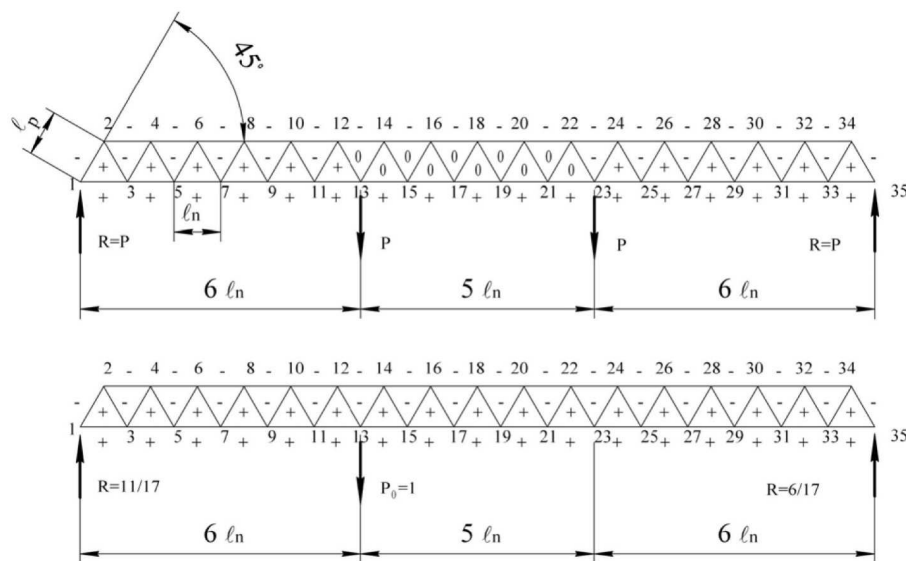


Рисунок 6 – Вантажна і одинична розрахункові схеми ферми

Таблиця 1 – Визначення прогинів в точках обпирання трубопроводу на ферму

Найменування стрижня	l_i	A_i	N_n^i	$N_{од}^i$	$\frac{N_n^i N_{од}^i l_i}{E_i A_i}$
1	2	3	4	5	6
N_{1-2}	l_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{11}{17 \sin \alpha}$	$\frac{11Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$
N_{1-3}	l_n	A_n	$Pctg\alpha$	$\frac{11ctg\alpha}{17}$	$\frac{11Pl_n ctg^2 \alpha}{17EA_n}$
N_{2-3}	l_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{11}{17 \sin \alpha}$	$\frac{11Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$
N_{2-4}	l_n	A_n	$-2Pctg\alpha$	$-\frac{22ctg\alpha}{17}$	$\frac{44Pl_n ctg^2 \alpha}{17EA_n}$
N_{3-4}	l_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{11}{17 \sin \alpha}$	$\frac{11Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$
N_{3-5}	l_n	A_n	$3Pctg\alpha$	$\frac{33ctg\alpha}{17}$	$\frac{99Pl_n ctg^2 \alpha}{17EA_n}$
N_{4-5}	l_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{11}{17 \sin \alpha}$	$\frac{11Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$
N_{4-6}	l_n	A_n	$-4Pctg\alpha$	$-\frac{44ctg\alpha}{17}$	$\frac{176Pl_n ctg^2 \alpha}{17EA_n}$
N_{5-6}	l_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{11}{17 \sin \alpha}$	$\frac{11Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$
N_{5-7}	l_n	A_n	$5Pctg\alpha$	$\frac{55ctg\alpha}{17}$	$\frac{275Pl_n ctg^2 \alpha}{17EA_n}$
N_{6-7}	l_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{11}{17 \sin \alpha}$	$\frac{11Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$
N_{6-8}	l_n	A_n	$-6Pctg\alpha$	$-\frac{66ctg\alpha}{17}$	$\frac{396Pl_n ctg^2 \alpha}{17EA_n}$
N_{7-8}	l_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{11}{17 \sin \alpha}$	$\frac{11Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$
N_{7-9}	l_n	A_n	$7Pctg\alpha$	$\frac{77ctg\alpha}{17}$	$\frac{539Pl_n ctg^2 \alpha}{17EA_n}$
N_{8-9}	l_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{11}{17 \sin \alpha}$	$\frac{11Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$
N_{8-10}	l_n	A_n	$-8Pctg\alpha$	$-\frac{88ctg\alpha}{17}$	$\frac{704Pl_n ctg^2 \alpha}{17EA_n}$
N_{9-10}	l_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{11}{17 \sin \alpha}$	$\frac{11Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$

Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5	6
N_{9-11}	l_n	A_n	$9Pctg\alpha$	$\frac{99ctg\alpha}{17}$	$\frac{891Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{10-11}	l_p	A_p	$\frac{P}{\sin\alpha}$	$\frac{11}{17\sin\alpha}$	$\frac{11Pl_p}{17EA_p\sin^2\alpha}$
N_{10-12}	l_n	A_n	$-10Pctg\alpha$	$-\frac{110ctg\alpha}{17}$	$\frac{1100Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{11-12}	l_p	A_p	$-\frac{P}{\sin\alpha}$	$-\frac{11}{17\sin\alpha}$	$\frac{11Pl_p}{17EA_p\sin^2\alpha}$
N_{11-13}	l_n	A_n	$11Pctg\alpha$	$\frac{121ctg\alpha}{17}$	$\frac{1331Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{12-13}	l_p	A_p	$\frac{P}{\sin\alpha}$	$\frac{11}{17\sin\alpha}$	$\frac{11Pl_p}{17EA_p\sin^2\alpha}$
N_{12-14}	l_n	A_n	$-12Pctg\alpha$	$-\frac{132ctg\alpha}{17}$	$\frac{1584Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{13-14}	l_p	A_p	0	$-\frac{6}{17\sin\alpha}$	0
N_{13-15}	l_n	A_n	$12Pctg\alpha$	$\frac{126ctg\alpha}{17}$	$\frac{1512Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{14-15}	l_p	A_p	0	$\frac{6}{17\sin\alpha}$	0
N_{14-16}	l_n	A_n	$-12Pctg\alpha$	$-\frac{120ctg\alpha}{17}$	$\frac{1440Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{15-16}	l_p	A_p	0	$-\frac{6}{17\sin\alpha}$	0
N_{15-17}	l_n	A_n	$12Pctg\alpha$	$\frac{114ctg\alpha}{17}$	$\frac{1368Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{16-17}	l_p	A_p	0	$\frac{6}{17\sin\alpha}$	0
N_{16-18}	l_n	A_n	$-12Pctg\alpha$	$-\frac{108ctg\alpha}{17}$	$\frac{1296Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{17-18}	l_p	A_p	0	$-\frac{6}{17\sin\alpha}$	0
N_{17-19}	l_n	A_n	$12Pctg\alpha$	$\frac{102ctg\alpha}{17}$	$\frac{1224Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{18-19}	l_p	A_p	0	$\frac{6}{17\sin\alpha}$	0
N_{18-20}	l_n	A_n	$-12Pctg\alpha$	$-\frac{96ctg\alpha}{17}$	$\frac{1152Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{19-20}	l_p	A_p	0	$-\frac{6}{17\sin\alpha}$	0

Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5	6
N_{19-21}	l_n	A_n	$12Pctg\alpha$	$\frac{90ctg\alpha}{17}$	$\frac{1080Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{20-21}	l_p	A_p	0	$\frac{6}{17\sin\alpha}$	0
N_{20-22}	l_n	A_n	$-12Pctg\alpha$	$-\frac{84ctg\alpha}{17}$	$\frac{1008Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{21-22}	l_p	A_p	0	$-\frac{6}{17\sin\alpha}$	0
N_{21-23}	l_n	A_n	$12Pctg\alpha$	$\frac{78ctg\alpha}{17}$	$\frac{936Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{22-23}	l_p	A_p	0	$\frac{6}{17\sin\alpha}$	0
N_{22-24}	l_n	A_n	$-12Pctg\alpha$	$-\frac{72ctg\alpha}{17}$	$\frac{864Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{23-24}	l_p	A_p	$-\frac{P}{\sin\alpha}$	$-\frac{6}{17\sin\alpha}$	$\frac{6Pl_p}{17EA_p\sin^2\alpha}$
N_{23-25}	l_n	A_n	$11Pctg\alpha$	$\frac{66ctg\alpha}{17}$	$\frac{726Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{24-25}	l_p	A_p	$\frac{P}{\sin\alpha}$	$\frac{6}{17\sin\alpha}$	$\frac{6Pl_p}{17EA_p\sin^2\alpha}$
N_{24-26}	l_n	A_n	$-10Pctg\alpha$	$-\frac{60ctg\alpha}{17}$	$\frac{600Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{25-26}	l_p	A_p	$-\frac{P}{\sin\alpha}$	$-\frac{6}{17\sin\alpha}$	$\frac{6Pl_p}{17EA_p\sin^2\alpha}$
N_{25-27}	l_n	A_n	$9Pctg\alpha$	$\frac{54ctg\alpha}{17}$	$\frac{486Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{26-27}	l_p	A_p	$\frac{P}{\sin\alpha}$	$\frac{6}{17\sin\alpha}$	$\frac{6Pl_p}{17EA_p\sin^2\alpha}$
N_{26-28}	l_n	A_n	$-8Pctg\alpha$	$-\frac{48ctg\alpha}{17}$	$\frac{384Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{27-28}	l_p	A_p	$-\frac{P}{\sin\alpha}$	$-\frac{6}{17\sin\alpha}$	$\frac{6Pl_p}{17EA_p\sin^2\alpha}$
N_{27-29}	l_n	A_n	$7Pctg\alpha$	$\frac{42ctg\alpha}{17}$	$\frac{294Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{28-29}	l_p	A_p	$\frac{P}{\sin\alpha}$	$\frac{6}{17\sin\alpha}$	$\frac{6Pl_p}{17EA_p\sin^2\alpha}$
N_{28-30}	l_n	A_n	$-6Pctg\alpha$	$-\frac{36ctg\alpha}{17}$	$\frac{216Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$

Закінчення таблиці 1

1	2	3	4	5	6
N_{29-30}	l_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{6}{17 \sin \alpha}$	$\frac{6Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$
N_{29-31}	l_n	A_n	$5Pctg\alpha$	$\frac{30ctg\alpha}{17}$	$\frac{150Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{30-31}	l_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{6}{17 \sin \alpha}$	$\frac{6Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$
N_{30-32}	l_n	A_n	$-4Pctg\alpha$	$-\frac{24ctg\alpha}{17}$	$\frac{96Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{31-32}	l_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{6}{17 \sin \alpha}$	$\frac{6Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$
N_{31-33}	l_n	A_n	$3Pctg\alpha$	$\frac{18ctg\alpha}{17}$	$\frac{54Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{32-33}	l_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{6}{17 \sin \alpha}$	$\frac{6Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$
N_{32-34}	l_n	A_n	$-2Pctg\alpha$	$-\frac{12ctg\alpha}{17}$	$\frac{24Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{33-34}	l_p	A_p	$-\frac{P}{\sin \alpha}$	$-\frac{6}{17 \sin \alpha}$	$\frac{6Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$
N_{33-35}	l_n	A_n	$Pctg\alpha$	$\frac{6ctg\alpha}{17}$	$\frac{6Pl_nctg^2\alpha}{17EA_n}$
N_{34-35}	l_p	A_p	$\frac{P}{\sin \alpha}$	$\frac{6}{17 \sin \alpha}$	$\frac{6Pl_p}{17EA_p \sin^2 \alpha}$

Поперечний переріз нижнього пояса за формулою (4) із врахуванням максимального зусилля з таблиці 1:

$$A_n = \frac{12Pctg\alpha}{[\sigma]} = \frac{12 \cdot 479757 \cdot ctg45^\circ}{230 \cdot 10^6} = 0,025051 \text{ м}^2.$$

За сортаментом (ГОСТ 8732-78) вибираємо гарячодформовані безшовні сталеві труби $D_3 \times \delta_n = 377 \times 25 \text{ мм}$, для яких $A_n = 0,027632 \text{ м}^2$ та $i = 0,1248 \text{ м}$.

Приведена довжина стрижня пояса за формулою (7):

$$l_{np} = 1 \cdot 6 = 6 \text{ м}.$$

Гнучкість елемента за формулою (6):

$$\lambda = \frac{6}{0,1248} = 48,09.$$

Коефіцієнт поздовжнього згину з використанням методу інтерполяції:

$$\lambda_1 = 40 \rightarrow \varphi_1 = 0,894;$$

$$\lambda_2 = 50 \rightarrow \varphi_2 = 0,852;$$

$$\varphi = \varphi_1 + \frac{(\lambda - \lambda_1)(\varphi_2 - \varphi_1)}{\lambda_2 - \lambda_1} =$$

$$= 0,894 + \frac{(48,09 - 40)(0,852 - 0,894)}{50 - 40} = 0,86.$$

Перевіряємо за формулою (5) умову стійкості верхнього стисненого пояса ферми, при цьому величина зусилля N_n також береться з таблиці 1, але це значення множиться на 2, оскільки ферма трикутного перерізу є просторовою фермою і при її розрахунку був застосований метод розкладання на дві більш прості плоскі ферми:

$$\frac{24Pctg\alpha}{\phi A_n} = \frac{24 \cdot 479757 \cdot ctg45^\circ}{0,86 \cdot 0,027632} =$$

$$= 484,9 \text{ МПа} > [\sigma] = 230 \text{ МПа}.$$

Умова не виконується, тому для верхнього пояса підберемо переріз інших розмірів. Виби-

раємо гарячедеформовані безшовні сталеві труби $D_3 \times \delta_n = 530 \times 36$ мм, для яких $A_n = 0,055842$ м² та $i = 0,1751$ м. Знаходимо гнучкість елемента:

$$\lambda = \frac{6}{0,1751} = 34,26.$$

Знаходимо методом інтерполяції значення коефіцієнта поздовжнього згину:

$$\lambda_1 = 30 \rightarrow \varphi_1 = 0,931;$$

$$\lambda_2 = 40 \rightarrow \varphi_2 = 0,894;$$

$$\varphi = 0,931 + \frac{(34,26 - 30)(0,894 - 0,931)}{40 - 30} = 0,9152.$$

Перевіряємо умову стійкості верхнього стисненого пояса ферми:

$$\frac{24 \cdot 479757 \cdot \text{ctg}45^\circ}{0,9152 \cdot 0,055842} = 225,5 \text{ МПа} < [\sigma] = 230 \text{ МПа}.$$

Умова виконується, тому остаточно приймаємо $D_3 \times \delta_n = 530 \times 36$ мм.

Поперечний переріз розкосів за формулою (8):

$$A_p = \frac{479757}{\sin 45^\circ \cdot 230 \cdot 10^6} = 0,002951 \text{ м}^2.$$

За сортаментом (ГОСТ 10704-76) вибираємо електрозварні прямошовні сталеві труби $D_3 \times \delta_n = 194 \times 5,5$ мм, для яких $A_p = 0,003255$ м² та $i = 0,0667$ м.

Приведена довжина стрижня розкосу:

$$l_{np} = 1 \cdot 4,242 = 4,242 \text{ м}.$$

Гнучкість елемента:

$$\lambda = \frac{4,242}{0,0667} = 63,62.$$

Коефіцієнт поздовжнього згину з використанням методу інтерполяції:

$$\lambda_1 = 60 \rightarrow \varphi_1 = 0,805;$$

$$\lambda_2 = 70 \rightarrow \varphi_2 = 0,754;$$

$$\varphi = 0,805 + \frac{(63,62 - 60)(0,754 - 0,805)}{70 - 60} = 0,7865.$$

Перевіряємо за формулою (9) умову стійкості стиснутого розкосу ферми:

$$\frac{479757}{\sin 45^\circ \cdot 0,7865 \cdot 0,003255} = 265,1 \text{ МПа} > [\sigma] = 230 \text{ МПа}.$$

Умова не виконується, тому підберемо переріз інших розмірів. Вибираємо електрозварні прямошовні сталеві труби $D_3 \times \delta_n = 203 \times 6$ мм, для яких $A_p = 0,003711$ м² та $i = 0,0697$ м. Знаходимо гнучкість елемента:

$$\lambda = \frac{4,242}{0,0697} = 60,88.$$

Знаходимо методом інтерполяції значення коефіцієнта поздовжнього згину:

$$\lambda_1 = 60 \rightarrow \varphi_1 = 0,805;$$

$$\lambda_2 = 70 \rightarrow \varphi_2 = 0,754;$$

$$\varphi = 0,805 + \frac{(60,88 - 60)(0,754 - 0,805)}{70 - 60} = 0,8005.$$

Перевіряємо умову стійкості стисненого розкосу ферми:

$$\frac{479757}{\sin 45^\circ \cdot 0,8005 \cdot 0,003711} = 228,4 \text{ МПа} < [\sigma] = 230 \text{ МПа}.$$

Умова виконується, тому остаточно приймаємо $D_3 \times \delta_n = 203 \times 6$ мм.

На основі таблиці 1 вирази для прогину і коефіцієнта жорсткості набудуть вигляду:

$$f_{13;23} = \left(\frac{1292}{A_{n1}} + \frac{2608}{A_{n2}} \right) \frac{Pl_n \text{ctg}^2 \alpha}{E} + \frac{24Pl_p}{EA_p \sin^2 \alpha}; \quad (14)$$

$$\beta_{13;23} = \left(\frac{A_{n1}}{1292} + \frac{A_{n2}}{2608} \right) \frac{E}{l_n \text{ctg}^2 \alpha} + \frac{EA_p \sin^2 \alpha}{24l_p}. \quad (15)$$

Для розрахункової схеми (рисунок 5) з (11) матриця внутрішньої піддатливості, отримана з виразу для потенціальної енергії внутрішніх сил, матиме вигляд:

$$B = \begin{vmatrix} 11l_n & 5l_n & 0 & 0 \\ 3EI & 6EI & 0 & 0 \\ 5l_n & 11l_n & 0 & 0 \\ 6EI & 3EI & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \beta^{-1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \beta^{-1} \end{vmatrix}. \quad (16)$$

Матриця коефіцієнтів рівнянь рівноваги з (10):

$$A = - \begin{vmatrix} 11 & -1 & 1 & 0 \\ 30l_n & 5l_n & 0 & 0 \\ 1 & 11 & 0 & 1 \\ 5l_n & 30l_n & 0 & 1 \end{vmatrix}. \quad (17)$$

Транспонована матриця коефіцієнтів рівнянь рівноваги:

$$A^T = - \begin{vmatrix} 11 & -1 \\ 30l_n & 5l_n \\ 1 & 11 \\ 5l_n & 30l_n \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{vmatrix}. \quad (18)$$

Обертаючи матрицю B , отримуємо матрицю внутрішньої жорсткості:

$$C = B^{-1} = \frac{EI}{153l_n} \begin{vmatrix} 44 & -10 & 0 & 0 \\ -10 & 44 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{153l_n\beta}{EI} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{153l_n\beta}{EI} \end{vmatrix}. \quad (19)$$

Виконавши операції над матрицями (17) – (19), знаходимо матрицю зовнішньої жорсткості за формулою:

$$R = A \times C \times A^T = \frac{EI}{68850l_n^3} \begin{vmatrix} 4114+k & -3689 \\ -3689 & 4114+k \end{vmatrix}, \quad (20)$$

де k – коефіцієнт, який дорівнює:

$$k = \frac{68850l_n^3\beta}{EI}. \quad (21)$$

Матриця зовнішньої піддатливості матиме вигляд:

$$L = R^{-1} = \frac{68850l_n^3}{EI(k^2 + 8224k + 3316275)} \times \begin{vmatrix} 4114+k & 3689 \\ 3689 & 4114+k \end{vmatrix}. \quad (22)$$

За формулою (15) коефіцієнт жорсткості дорівнює:

$$\beta = \left(\frac{0,027632}{1292} + \frac{0,055842}{2608} \right) \frac{2,1 \cdot 10^{11}}{6 \cdot \text{ctg}^2 45^\circ} + \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,003711 \cdot \sin^2 45^\circ}{24 \cdot 4,242} = 5320370 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Знаходимо коефіцієнт k за формулою (21):

$$k = \frac{68850 \cdot 6^3 \cdot 5320370}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,0202} = 18652.$$

З формули (22) визначаємо вектори прогинів трубопроводу в точках обпирання на ферму:

$$Y_1 = Y_2 = \frac{68850l_n^3 q_{mp} L_{nep} (7803+k)}{EI(k^2 + 8224k + 3316275)} = \frac{68850 \cdot 6^3 \cdot 9407 \cdot 102 (7803+18652)}{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,0202 \cdot (18652^2 + 8224 \cdot 18652 + 3316275)} = 0,176 \text{ м}.$$

Виконавши операції над матрицями (18), (19) і (22), визначаємо внутрішні силові фактори за формулою:

$$\bar{N} = -C \times A^T \times L = \frac{1}{k^2 + 8224k + 3316275} \times \begin{vmatrix} (12874950 + 8160k)l_n & (7022700 - 5610k)l_n \\ (7022700 - 5610k)l_n & (12874950 + 8160k)l_n \\ (4114+k)k & 3689k \\ 3689k & (4114+k)k \end{vmatrix}.$$

З формули (23) знаходимо згинальні моменти в трубопроводі в точках обпирання на ферму:

$$M_1 = M_2 = \frac{(19897650 + 2550k)l_n q_{mp} L_{nep}}{k^2 + 8224k + 3316275} = \frac{(19897650 + 2550 \cdot 18652) \cdot 6 \cdot 9407 \cdot 102}{18652^2 + 8224 \cdot 18652 + 3316275} = 769650 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Поздовжні напруження від внутрішнього тиску в прямолінійному надземному трубопроводі з компенсаторами:

$$\sigma_{noz(P)} = \frac{n_p P_{роб} D_v}{4\delta_n} = \frac{1,1 \cdot 7,5 \cdot 10^6 \cdot 1,3826}{4 \cdot 0,0187} = 152,5 \text{ МПа}.$$

Напруження від згину за формулою (13):

$$\sigma_{зг} = \frac{769650}{0,02845} = 27,1 \text{ МПа}.$$

Перевіряємо умову міцності (12):

$$\sigma_{max} = 152,5 + 27,1 = 179,5 \text{ МПа} < R_2 = 327 \text{ МПа}.$$

Бачимо, що міцність трубопроводу забезпечується.

Якщо трубопровід всередині ферми буде обпиратися більш ніж в двох точках, то кількість пружно-піддатливих опор при розрахунку за запропонованою методикою буде відповідати кількості точок обпирання. В цьому випадку лише збільшиться порядок матриць і зміниться коефіцієнт жорсткості β .

Висновки

Запропоновано методику оцінки напружено-деформованого стану балкових систем надземних трубопровідних переходів із підтримуючим елементом робочого трубопроводу у вигляді ферми, в якій в якості розрахункової схеми трубопровід запропоновано розглядати як нерозрізну багатопрогінну балку, яка обпирається в прогоні на пружно-піддатливі опори. Показано, що наявність ферми, яка має переріз у вигляді рівнобедреного трикутника, при достатній горизонтальній жорсткості дозволяє збільшити довжину прогону, який перекривається, в 2-3 рази без влаштування проміжних опор.

Література

References

1. Сварочно-монтажные работы в трубопроводном строительстве : учеб. пособие для вузов / А. Ф. Суворов и др. Москва: ЗАО “Звезда”, 2006. 240 с.

2. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие / Л.И. Быкови др. Санкт-Петербург: Недра, 2006. 824 с.

3. Дорошенко Я. В. Спорудження магістральних трубопроводів: підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. 563 с.

4. Дорошенко Я. В. Спорудження та ремонт зосереджених об’єктів газонафтопроводів: підручник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. 845 с.

5. ISO 13623:2017. Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems. Third edition. Geneva, 2017. 84 p.

6. API Specification 5L. Line Pipe. 46th Edition. Washington : American Petroleum Institute, 2018. 205 p.

7. ASME B31.8-2018. Gas Transmission and Distribution Piping Systems. New York : The American Society of Mechanical Engineers, 2018. 206 p.

8. ASME B31.4-2019. Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries. New York : The American Society of Mechanical Engineers, 2019. 138 p.

1. Svarochno-montazhnyie raboty v truboprovodnom stroitelstve : ucheb. posobie dlya вузов / A. F. Suvorov i dr. Moskva: ZAO “Zvezda”, 2006. 240 p. [in Russian]

2. Tipovyye raschety pri sooruzhenii i remonte gazonefteprovodov: ucheb. posobie / L.I. Byikovi dr. Sankt-Peterburg: Nedra, 2006. 824 p. [in Russian]

3. Doroshenko Ya. V. Sporudzhennia mahistralnykh truboprovodiv: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2009. 563 p. [in Ukrainian]

4. Doroshenko Ya. V. Sporudzhennia ta remont zoseredzhenykh obiektiv hazonaftoprovodiv: pidruchnyk. Ivano-Frankivsk : IFNTUNH, 2015. 845 p. [in Ukrainian]

5. ISO 13623:2017. Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems. Third edition. Geneva, 2017. 84 p.

6. API Specification 5L. Line Pipe. 46th Edition. Washington : American Petroleum Institute, 2018. 205 p.

7. ASME B31.8-2018. Gas Transmission and Distribution Piping Systems. New York : The American Society of Mechanical Engineers, 2018. 206 p.

8. ASME B31.4-2019. Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries. New York : The American Society of Mechanical Engineers, 2019. 138 p.